

# Roadmap Gas 2050: Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender

## Deliverable D 2.3

**Jonas Sperlich, Jens Hüttenrauch,**  
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

**Herausgeber**

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1–3

53123 Bonn

T +49 228 91885

F +49 228 9188990

[info@dvwg.de](mailto:info@dvwg.de)

[www.dvgw.de](http://www.dvgw.de)

**Roadmap Gas 2050:  
Transformationspfade der deutschen  
Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender**

**Deliverable 2.3**

Juni 2022

DVGW-Förderkennzeichen G 201824



# Zusammenfassung

Klimaneutrale Gase, wie grüner Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und erneuerbares synthetisches Methan, sind gut speicherbare und leicht zu transportierende Energieträger und besitzen das Potential, sukzessiv fossile Energieträger, wie Kohle, Erdöl oder Erdgas, zu ersetzen und somit einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems zu leisten. Insbesondere Wasserstoff gilt als Schlüsselenergieträger für die Dekarbonisierung der Industrie, des Gebäude- und Wärmesektors sowie im Mobilitätsbereich. Für die Vernetzung von Erzeugungs- und Verbrauchsstandorten von Wasserstoff bedarf es einer entsprechend ausgebauten Transport- und Verteilinfrastruktur, welche mit dem deutschen Erdgasnetz inklusive seiner Untergrundgasspeicher bereits zur Verfügung steht. Voraussetzung für die Integration von Wasserstoff ist die technische Ertüchtigung der bestehenden Gasinfrastruktur sowie der angeschlossenen Gasanwendungstechnologien hin zur vollständigen Wasserstoffeignung (H<sub>2</sub>-Readiness).

Das Ziel dieser Studie besteht in der techno-ökonomischen Bewertung ausgewählter Szenarien für die Transformation der deutschen Gasinfrastruktur unter Berücksichtigung von Transport, Speicherung und Verwendung von wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen (2. Gasfamilie) bzw. Wasserstoff (5. Gasfamilie) im Betrachtungszeitraum von 2021 bis 2045. Mit Hilfe des weiterentwickelten Transformationspfade-Modells werden auf Basis der Szenarien die technischen Anpassungsbedarfe zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit sowie die daraus resultierenden Kosten für die deutsche Gasinfrastruktur sowie die Gasanwendungstechnologien identifiziert. Dabei wird vereinfacht von einem vollständigen quantitativen Erhalt der heutigen Gasinfrastruktur sowie der dazugehörigen Gasanwendungen ausgegangen (Stand 2021). Mit Ausnahme des Aufbaus eines überregionalen Wasserstoffnetzes (H<sub>2</sub>-Backbone) finden mögliche Bestandsentwicklungen im Zeitraum bis 2045 (bspw. Zubau bzw. Rückbau von Gasnetzen) keine Berücksichtigung. Abbildung 0.1 gibt einen Überblick über die in der Modellierung berücksichtigten Komponentenklassen bzw. Eingangsdaten.

	Gasinfrastruktur	Gasanwendungen	Gasmobilität
FNB/UGS	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gastransportnetz               <ul style="list-style-type: none"> <li>Transportnetzleitungen</li> <li>Leistungsarmaturen</li> <li>Verdichter</li> <li>GDRMA</li> </ul> </li> <li>Untergrundgasspeicher               <ul style="list-style-type: none"> <li>Kavernenspeicher</li> <li>Porenspeicher</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gaskraftwerke (FNB)</li> </ul> unberücksichtigt: <ul style="list-style-type: none"> <li>industrielle Gasanwendungen</li> </ul>	
VNB	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gasverteilnetz               <ul style="list-style-type: none"> <li>Verteilnetzleitungen</li> <li>Leistungsarmaturen</li> <li>GDRMA</li> </ul> </li> <li>Hausanschluss (HA)               <ul style="list-style-type: none"> <li>HA-Leitungen</li> <li>Hausinstallation</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Häusliche Gasgeräte</li> <li>Gaskraftwerke (VNB)</li> <li>KWK-Anlage (Erdgas-BHKWs)</li> </ul> unberücksichtigt: <ul style="list-style-type: none"> <li>industrielle Gasanwendungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CNG-Fahrzeuge</li> <li>CNG-Tankstellen</li> </ul>

**Abbildung 0.1: Eingangsdaten Transformationspfade-Modellierung**

Die technischen Betriebsmittel (Assets) der Bereiche Gasinfrastruktur und Gasanwendungen sind dabei quantitativ auf die Ebene der Fernleitungsnetze mit angeschlossenen Untergrundgasspeichern (FNB/UGS) sowie auf die Verteilnetzebene (VNB) aufgeteilt. Aufgrund unzureichender Datenlage bleiben industrielle Gasanwendungen unberücksichtigt. Der Bereich Gasmobilität ist quantitativ nur der Verteilnetzebene zugeordnet, da die bestehenden

Tankpunkte für erdgasbetriebene Fahrzeuge ausschließlich an die Gasverteilnetze angebunden sind. Für die Netzebene FNB/UGS wird ein Transformations-Szenario modelliert, dessen Betrachtungsschwerpunkt in Anlehnungen an die aktuellen Planungen (Stand 2021) der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e. V.) auf dem Aufbau eines Wasserstoffnetzes liegt. Dieses sogenannte H<sub>2</sub>-Backbone wird nach Modellannahme im Jahr 2045 eine Länge von insgesamt 13.300 km umfassen, von denen 11.000 km auf umgestellten Erdgasleitungen<sup>1</sup> basieren und 2.300 km neugebaute Wasserstoffleitungen sind. Für die Netzebene VNB werden vier allgemeine und ein teilnetzspezifisches H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenario modelliert. Die allgemeinen H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenarien unterscheiden sich in Hinblick auf die Zielwerte der Wasserstoffverträglichkeit des gesamten Gasverteilsystems im Zeitraum von 2021 bis 2045 (vgl. Tabelle 0.1).

**Tabelle 0.1: Allgemeine H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenarien für die Netzebene VNB**

Jahr	VNB-Szenario 1	VNB-Szenario 2	VNB-Szenario 3	VNB-Szenario 4
2021	10 Vol.-%	10 Vol.-%	10 Vol.-%	10 Vol.-%
2030	20 Vol.-%	20 Vol.-%	20 Vol.-%	
2035		30 Vol.-%		100 Vol.-%
2040				
2045		100 Vol.-%		

In Anlehnung an eine regionalisierte Umstellung von bestehenden Verteilnetzabschnitten auf Wasserstoff erfolgt im teilnetzspezifischen H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenario innerhalb des Betrachtungszeitraumes die Ertüchtigung unterschiedlicher Anteile des deutschen Gasverteilnetzes inkl. der daran angeschlossenen Gasanwendungstechnologien auf 10, 20 bzw. 100 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit (vgl. Tabelle 0.2).

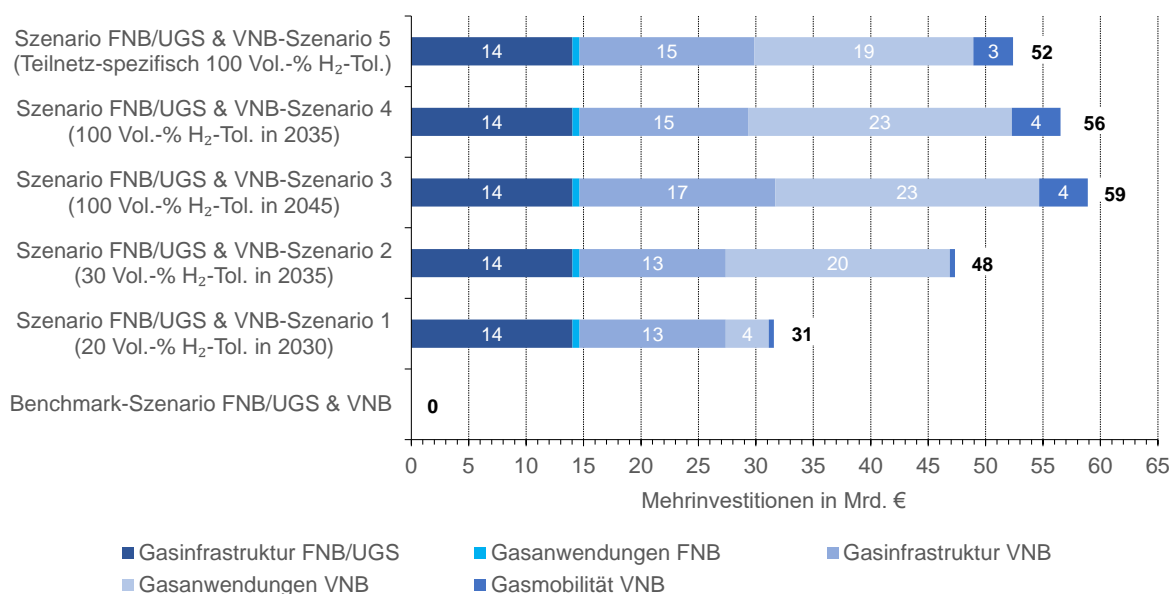
**Tabelle 0.2: Teilnetzspezifisches H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenario für die Netzebene VNB (VNB-Szenario 5)**

Jahr	Anteil VNB mit max. 10 Vol.-% H <sub>2</sub> -Toleranz	Anteil VNB mit max. 20 Vol.-% H <sub>2</sub> -Toleranz	Anteil VNB mit max. 100 Vol.-% H <sub>2</sub> -Toleranz
2021	100 %	0 %	0 %
2030	50 %	30 %	20 %
2035	30 %	40 %	30 %
2040	10 %	50 %	40 %
2045	5 %	15 %	80 %

Im Ergebnis der Transformationspfade-Modellierung wurde der in den Szenarien für die Anpassung der H<sub>2</sub>-Verträglichkeit erforderliche Anpassungsbedarf sowie die daraus resultierenden Mehrinvestitionen gegenüber der regulären Erneuerung der Gasinfrastrukturen inkl. Gasanwendungen ermittelt. Methodisch basiert die Kostenermittlung auf dem Verfahren der statischen Kostenrechnung. Dabei werden die als Eingangsdaten für die Modellierung erfassten Investitionskosten für die Erneuerung von Assets (Stand 2021) ohne Berücksichtigung ihrer zukünftigen Entstehungszeitpunkte in die Berechnung einbezogen. Ein Vergleich der Szenarien zeigt, welche kostenseitigen Unterschiede sich bei einer Anpassung der Verteilnetze auf 20, 30 bzw. 100 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit ergeben. Abbildung 0.2 zeigt die erforderlichen Mehrinvestitionen für die Transformation der gesamten deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwendungstechnologien (ohne Industrie). Die Höhe der innerhalb des Betrachtungszeitraumes (2021 - 2045) kumulierten Mehrinvestitionen liegt je nach Transformations-Szenario

<sup>1</sup> 11.000 km entsprechen ca. 33 % der heutigen Netzlänge des deutschen Fernleitungsnetzes (33.600 km).

im Bereich zwischen 31 und 59 Mrd. €. Das entspricht einer Steigerung von 16 bis 30 % gegenüber den Investitionskosten im Benchmark-Szenario (gesamt: 194 Mrd. €), welches als Referenz-Szenario dient und ausschließlich alterungs- und verschleißbedingte Erneuerungsmaßnahmen für den Erhalt des bestehenden Gassystems berücksichtigt.



**Abbildung 0.2: Mehrinvestitionen für die Transformation der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender (ohne Industrie) 2021 - 2045**

Wesentliche Einflussfaktoren auf die Höhe der Mehrinvestitionskosten sind die angestrebte Zielgröße der Wasserstoffverträglichkeit, die Anzahl an Anpassungsstufen sowie der Zeitpunkt für die Ertüchtigung der Netzebene VNB hin zur vollständigen H<sub>2</sub>-Readiness.

Der Aufbau des Wasserstoffnetzes in der Netzebene FNB/UGS erfordert bis zum Jahr 2045 Mehrinvestitionen in Höhe von 14 Mrd. €, wodurch fast drei Mal so hohe Kosten wie im Benchmark-Szenario FNB/UGS anfallen. Davon werden etwa 5 Mrd. € für den Neubau von 2.300 km Wasserstoffleitungen benötigt. 9 Mrd. € entfallen auf die Umstellung und Anpassung von 11.000 km bestehender Erdgasleitungen inklusive deren Hilfseinrichtungen (Armaturen, Verdichterstationen, Anlagen zur Gasdruckregelung und Gasmessung (GDRMA)) und der an das Wasserstoffnetz angebotenen Untergrundgasspeicher.

Je höher der Zielwert der Wasserstoffverträglichkeit in den VNB-Szenarien ist, desto höher sind die Mehrinvestitionen für die Transformation der Netzebene VNB. Diese belaufen sich auf ca. 17 bis 44 Mrd. € innerhalb des Betrachtungszeitraumes (2021 - 2045), was einer Steigerung der Gesamtinvestitionskosten von 9 bis 24 % gegenüber dem Benchmark-Szenario VNB entspricht.

96 % der Verteilnetzleitungen bestehen aus PE, PVC oder Stahl und können, bezogen auf die Materialbeständigkeit, als wasserstofftauglich (H<sub>2</sub>-ready) eingestuft werden. Grauguss (GG), duktiler Gusseisen (GGG) sowie unbekanntes Leitungsmaterial gelten als potenziell problematisch gegenüber Wasserstoff. Rund 22.000 km Rohrleitungen im Verteilnetz bestehen aus diesen Materialien. Das entspricht ca. 4 % der gesamten Länge des Verteilnetzes (1,5 % GGG und 2,6 % „unbekannt“), welche im Rahmen der Transformation hin zu **10 Vol.-%**

Wasserstoffverträglichkeit nach Modellannahme zu erneuern wären<sup>2</sup>. Weiterhin zu ersetzen sind bestehende Prozessgaschromatographen, deren Wasserstoffeignung in der Regel auf 0,2 Vol.-% begrenzt ist. Im Bereich Gasanwendungen sind insbesondere ältere Gasturbinenkraftwerke und erdgasbetriebene Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) von einer Anpassung betroffen. Die über Erdgastankstellen versorgten Erdgasfahrzeuge begrenzen aufgrund der verbauten Stahl tanks den zulässigen Wasserstoffanteil im Erdgas auf 2 Vol.-%. Höhere Wasserstoffkonzentrationen erfordern die Konzeption neuer wasserstoffkompatibler Fahrzeuge mit angepasstem Tanksystem und Motor, um Einbußen hinsichtlich Antriebsleistung und Reichweite kompensieren zu können. Ebenso sind Erdgastankstellen für die Bereitstellung von wasserstoffhaltigen Gasen bzw. Wasserstoff von einem Umbau betroffen. Alternative Optionen zum Weiterbetrieb der Erdgastankstellen und zur Versorgung des Bestands an Erdgasfahrzeugen bestehen in der Abscheidung von Wasserstoff aus dem Erdgasstrom bzw. in der Methanisierung der Wasserstoffanteile im Erdgasstrom vor der Tankstelle. Auch eine Trailerversorgung der Tankstellen mit Methan wäre denkbar. Diese alternativen Betrachtungen sind im Detail allerdings nicht Bestandteil dieser Studie.

Eine Wasserstoffbeimischung in Höhe von **20 Vol.-%** erfordert die zusätzliche Anpassung der Mess- und Regeltechnik im Gasverteilnetz. Betroffen sind insbesondere Gaszähler (u.a. ältere Drehkolben-, Turbinenrad- und Ultraschallgaszähler) sowie Mengenumwerter (Ausnahme: Zustands-Mengenumwerter mit der Funktionsgleichung GERG2004/08). Für die Komponenten im Bereich der Hausinstallation kann von einer Wasserstoffeignung von mindestens 20 Vol.-% ausgegangen werden. Im Rahmen von TP 3 konnte die ordnungsgemäße Funktionsfähigkeit ausgewählter häuslicher Gasgeräte bis 20 Vol.-% Wasserstoffkonzentration im Gasgemisch nachgewiesen werden.

Die Geräteuntersuchungen in TP 3 ergaben, dass Wasserstoffanteile ab ca. **30 Vol.-%** bei einzelnen Geräte-Typen zu Einschränkungen derer Funktionsfähigkeit führen (u.a. Auftreten von akustischen Effekten und Flammenrückschlägen). Aus diesem Grund wurde für die Modellierung der Transformationspfade die Annahme getroffen wurde, dass bei Wasserstoffkonzentrationen > 20 Vol.-% ein Ersatz durch moderne und wasserstoffkompatible Gasgeräte erforderlich wird.

Die Ertüchtigung der Netzebene VNB hin zu **100 Vol.-%** Wasserstoff erfordert neben den bereits erwähnten Maßnahmen zusätzliche Kosten im Rahmen der Umstellung von Verteilnetzleitungen sowie der Anpassung von Anlagenkomponenten zur Gasdruckregelung und Gasmessung (u.a. Filter, Vorwärmer, SAV, SBV, Gaszähler, Mengenumwerter). Im Bereich der Hausinstallation muss neben dem Austausch der Gasgeräte und Balgengaszähler der Anpassungsbedarf der Inneninstallation in Bezug auf strömungstechnische und kapazitive Aspekte geprüft werden<sup>3</sup>.

Abbildung 0.2 verdeutlicht, dass die Mehrinvestitionen für die vollständige Ertüchtigung der Netzebene VNB auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit (VNB-Szenario 3 und 4) mit 17 % bzw. 23 % nur geringfügig höher sind im Vergleich zu den Mehrinvestitionen für die Erreichung von 30 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit (VNB-Szenario 3). Der Grund dafür besteht in den durchzuführenden Anpassungsmaßnahmen, welche insbesondere bei den häuslichen Gasgeräten

---

<sup>2</sup> konservative Modellannahme: 0 Vol.-% H<sub>2</sub>-Eignung bei GGG und „unbekanntem“ Leitungsmaterial

<sup>3</sup> Im Bereich der Hausinstallation muss überprüft werden, ob die verbauten Leitungen und Komponenten ausreichend dimensioniert sind, um bei gleichbleibender Energiemenge einen sicheren Betrieb mit Wasserstoff zu ermöglichen. Die kapazitive Betrachtung ist nicht Gegenstand dieser Studie, sondern wird in TP 2.4 behandelt.



sowohl für die Erreichung von 30 Vol.-% als auch 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit erforderlich werden.

Die Modellierungsergebnisse zeigen ebenfalls auf, dass die Anzahl an Anpassungsstufen zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit bis hin zu 100 Vol.-% in der Netzebene VNB Einfluss auf die Höhe der Mehrinvestitionen hat (Vergleich VNB-Szenario 3 & 4). Bei einer zusätzlichen Anpassungsstufe auf 20 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit steigen die Mehrinvestitionen innerhalb des Betrachtungszeitraumes geringfügig an, weil bestimmte Elemente des Gasverteilnetzes, wie z.B. Gaszähler und Mengenumwerter, von einem weiteren Austausch betroffen sind. Eine Wasserstoffbeimischung von 20 Vol.-% in das Gasverteilnetz ermöglicht allerdings auch ohne größere Anpassungsmaßnahmen und -kosten zeitnah eine teilweise Dekarbonisierung des Gassektors, insbesondere im Endanwendungsbereich (vgl. VNB-Szenario 1).

Da im Rahmen der statischen Kostenrechnung Investitionskosten ohne Berücksichtigung ihres Entstehungszeitpunktes erfasst werden, lässt sich kein kostenseitiger Einfluss des Transformationszeitpunktes für die Ergebnisse ableiten. Die Ergebnisse der statischen Kostenrechnung zeigen allerdings auf, dass bei einer frühzeitigen Transformation der gesamten Netzebene VNB auf 100 Vol.-% bis zum Jahr 2035 (VNB-Szenario 4) neben den hohen außerplanmäßigen Investitionen die Umsetzbarkeit der erforderlichen Anpassungsmaßnahmen eine große Herausforderung darstellen würde. Bei einer später erfolgenden Transformation der gesamten Netzebene VNB auf 100 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit im Jahr 2045 (VNB-Szenario 3) können zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit vermehrt reguläre Erneuerungsmaßnahmen und somit die komplette technische Nutzungsdauer von bestehenden Assets der Gasinfrastruktur sowie der Gasanwendungstechnologien genutzt werden. Allerdings resultiert dies ebenfalls in einem Kostenanstieg im Zeitraum von 2040 bis 2045, da in den Jahren zuvor keine zusätzlichen Investitionen für die Ertüchtigung der Netzebene VNB getätigt wurden. Die Modellierungsergebnisse zeigen auf, dass sich infolge einer kontinuierlichen teilnetzspezifischen Ertüchtigung der Netzebene VNB hin zu 20 bzw. 100 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit (VNB-Szenario 5) ein relativ gleichmäßiger jährlicher Investitionsbedarf über den gesamten Modellierungszeitraum ergibt. VNB-Szenario 5 stellt demnach vermutlich einen realistischen Transformationspfad in Bezug auf die Umsetzbarkeit und Finanzierung der erforderlichen Anpassungsmaßnahmen dar.

Die deutsche Gasinfrastruktur steht mit ihrem ca. 590.000 km langen Leitungsnetz sowie den 47 Untergrundgasspeichern für eine hohe Leistungsfähigkeit und Versorgungssicherheit. Schon heute sind große Teile des Netzes in der Lage, Wasserstoff und weitere klimaneutrale Gase effizient zu verteilen. Die Modellierungsergebnisse haben aufgezeigt, welche technischen Anpassungsmaßnahmen und Kosten mit einer Erhöhung der Wasserstoffkonzentration im Gasnetz einhergehen. Für die zukünftige Verteilung von Wasserstoff kann das deutsche Gassystem mit überschaubarem Aufwand kosteneffizient ertüchtigt und erweitert werden. Um die für die Transformation erforderlichen Mehrinvestitionen auf ein Minimum zu begrenzen, sollten im Rahmen der zustands- und alterungsbedingten Erneuerungen ab sofort nur noch wasserstofftaugliche Materialien eingesetzt werden. Andernfalls entstehen Mehrinvestitionen durch zusätzliche Ersatzmaßnahmen zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit. Der Gesetzgeber und die Regulierungsbehörden sollten den Einsatz von zukunftsrobusten Umstellungsinvestitionen der Gasinfrastruktur durch regulatorische Anrechenbarkeit und Kapitalausstattung unterstützen. Zudem sollte der Gesetzgeber einen Bonus für die Endgeräteumrüstung auf Wasserstoff gewähren.



# Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung .....	i
Inhaltsverzeichnis .....	1
1 Einführung und Zielstellung .....	1
2 Transformationspfade-Modell.....	3
2.1 Modellaufbau .....	3
2.2 Funktionsumfang .....	4
2.3 Modellumfang und Systemgrenzen.....	5
2.4 Modellannahmen und -abgrenzungen.....	7
2.5 Methodik der Kostenermittlung.....	8
3 Eingangsdaten der Transformationspfade-Modellierung .....	10
3.1 Gasinfrastruktur .....	11
3.1.1 Rohrleitungen Gas.....	12
3.1.1.1 Bestandsdatenermittlung .....	12
3.1.1.2 Wasserstoffeignung .....	14
3.1.1.3 Kostendaten.....	15
3.1.2 Nicht-Rohrleitungs-Assets .....	17
3.1.2.1 Bestandsdatenermittlung .....	17
3.1.2.2 Wasserstoffeignung .....	19
3.1.2.3 Kostendaten.....	23
3.2 Gasanwendungen .....	25
3.2.1 Häusliche Gasgeräte .....	25
3.2.2 Gaskraftwerke.....	27
3.2.3 KWK-Anlagen .....	28
3.3 Gasmobilität.....	30
3.3.1 CNG-Tankstellen .....	30
3.3.2 CNG-Fahrzeuge .....	32
4 Transformationspfade-Szenarien .....	34
4.1 Szenario FNB/UGS .....	34
4.2 Szenarien VNB.....	36
5 Ergebnisse der Transformationspfade-Modellierung .....	38
5.1 Ergebnisse FNB/UGS.....	38
5.1.1 Benchmark-Szenario FNB/UGS .....	38
5.1.2 Transformations-Szenario FNB/UGS .....	39
5.2 Ergebnisse VNB .....	43
5.2.1 Benchmark-Szenario VNB.....	43
5.2.2 VNB-Szenario 1 .....	44
5.2.3 VNB-Szenario 2 .....	47
5.2.4 VNB-Szenario 3 .....	49
5.2.5 VNB-Szenario 4 .....	52
5.2.6 VNB-Szenario 5 .....	55
5.3 Szenarienvergleich .....	57
6 Schlussfolgerungen und Ausblick.....	62
7 Literaturverzeichnis .....	64
8 Abbildungsverzeichnis.....	69
9 Tabellenverzeichnis.....	71

10	Glossar .....	73
11	Abkürzungsverzeichnis.....	74
	Anhang .....	77
A1	Exkurs: Barwertmethode .....	79
A2	Details zur Herleitung der Eingangsdaten .....	84
A2.1	Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) .....	84
A2.2	Leitungen der Verteilnetzbetreiber (VNB) .....	86
A2.3	Technische Nutzungsdauer Rohrleitungen .....	91
A2.4	Gastechnische Anlagen.....	92
A3	H <sub>2</sub> -Netz 2030 und 2050 (FNB Gas e. V.) .....	94
A4	Modellierungsergebnisse VNB-Szenario 5.....	96

# 1 Einführung und Zielstellung

Vor dem Hintergrund der Energiewende steht die Energiewirtschaft vor einem strukturellen Wandel. Die von der deutschen Bundesregierung bis zum Jahr 2045 angestrebte Treibhausgasneutralität sowie die damit verbundene Dekarbonisierung der bundesweiten Energiewirtschaft erfordern die Entwicklung neuer zukunftsweisender Strategien in den Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität [1]. Mit dem Bekenntnis der deutschen Bundesregierung, gasförmige Energieträger auch langfristig als essenziellen Bestandteil einer klimafreundlichen Energieversorgung zu betrachten, wurde ein neuer starker Impuls zur künftig wachsenden Bedeutung der weitverzweigten und effizient ausgebauten Gasinfrastruktur gegeben. Demnach soll die Nutzung von fossilem Erdgas schrittweise auf klimaneutrale Gase, insbesondere Wasserstoff (H<sub>2</sub>), umgestellt werden. Über die Power-to-Gas-Technologie (PtG) lässt sich regenerativ erzeugter Strom aus Windkraft und Sonnenenergie in grünen Wasserstoff, bzw. mit einem weiteren Prozessschritt in erneuerbares synthetisches Methan, umwandeln. Klimaneutrale Gase werden im künftigen Energiesystem einen bedeutenden Beitrag zu einer sektorenübergreifenden Energiewende leisten. Das Gasnetz ermöglicht dabei die intelligente Vernetzung zwischen den Zukunftsenergieträgern „Erneuerbarer Strom“ und „Klimaneutrales, grünes Gas“ sowie allen damit versorgten Energiesektoren [2, 3]. Damit insbesondere Wasserstoff einen wesentlichen Beitrag zur Defossilisierung der Energiesektoren leisten kann, muss gewährleistet werden, dass der Transport und die Anwendung von wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen (2. Gasfamilie) bzw. Wasserstoff (5. Gasfamilie) sicher sind. Voraussetzung für die Integration von Wasserstoff in das deutsche Gassystem besteht in der generellen Wasserstoffeignung der Gasinfrastruktur sowie der an die Gasnetze angeschlossenen Endverbraucher. Aufgrund der speziellen Gaseigenschaften von Wasserstoff erfordert dies einen umfassenden Transformationsprozess, um sowohl die Gasinfrastruktur als auch die Gasanwendungstechnologien H<sub>2</sub>-ready zu machen. Das bestehende DVGW-Regelwerk ermöglicht bereits heute überall dort, wo es keine Einschränkungen durch spezifische Elemente der Gasinfrastruktur und Gasanwendungen gibt, Wasserstoffbeimischungen von bis zu 10 Vol.-% in das Gasnetz<sup>4</sup>.

Vor diesem Hintergrund wurde das Projekt Roadmap Gas 2050 initiiert. „Als Gesamtziel des Forschungsvorhabens steht die Entwicklung eines ganzheitlichen, zahlenbasierten Konzeptes zur Bereitstellung von klimaneutralen Gasen, zur Nutzung der Gasinfrastruktur für die Integration der Gase und zur Anpassung von Gasverwendungstechnologien. Dabei wird erstmals die Transformation der Gasversorgung in Deutschland in der gesamten Wertschöpfungskette einschließlich der Gasverwendung von der heute bestehenden Struktur auf ein weitgehend klimaneutrales Zielsystem im Jahr 2045/50 berücksichtigt“ [4]. Das Teilprojekt 2 „Gasinfrastruktur“ umfasst dabei die Ermittlung von Anforderungen an die zukünftige Gasnetzinfrastruktur sowie deren Betrieb. Grundlegende Fragestellungen sind dabei:

- Wie viel Wasserstoff kann in die deutsche Gasinfrastruktur integriert werden und was sind die begrenzenden Faktoren?
- Welche Anpassungsbedarfe und -kosten für die Gasinfrastruktur und Gasanwendungen bestehen im Rahmen der Transformation?

Hierzu wurde in TP 2.2.1 das bestehende Modell zu den Transformationspfaden der deutschen Gasinfrastruktur erweitert und angewendet.

---

<sup>4</sup> DVGW-Regelwerk G260 und G262

Schwerpunkt dieses Deliverables (D2.3) liegt auf der Anwendung des Transformationspfade-Modells zur Ermittlung kostenoptimaler Transformationspfade für das deutsche Gassystem, unter Berücksichtigung von Transport und Verwendung von Wasserstoff-Erdgas-Gemischen bzw. Wasserstoff. Dazu wurden zunächst die zu untersuchenden Transformationspfade-Szenarien definiert und mit der Projektbegleitgruppe abgestimmt. Auf Basis dieser Szenarien wurden mit Hilfe des Modells die technischen Anpassungsbedarfe zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit sowie die daraus resultierenden Kosten für die deutsche Gasinfrastruktur und die Gasanwendungstechnologien identifiziert. Die Basis der Modellierung der Transformationspfade bildete die im Rahmen von D2.3 erfolgte Zusammenstellung und Aktualisierung der benötigten Eingangsdaten in den Bereichen Gasinfrastruktur, Gasanwendungen und Gasmobilität. Das sogenannte Mengen-Kosten-Gerüst beinhaltet eine quantitative Erfassung technischer Betriebsmittel (Assets) der Gasinfrastruktur und Gasanwendungstechnologien inkl. Gasinstallation in Deutschland, deren aktuelle Wasserstoffverträglichkeit sowie Anpassungskosten zur Erhöhung der jeweiligen Wasserstoffverträglichkeit.

## 2 Transformationspfade-Modell

Das DBI-Transformationspfade-Modell wurde im Rahmen des DVGW-Projektes „Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP21“ (2018) entwickelt [5]. Gegenstand dieser Studie war es, mithilfe des Berechnungsmodells verschiedene Transformationspfade hin zur Treibhausgasneutralität des deutschen Gasnetzes inklusive der Gasspeicher zu identifizieren und makroökonomisch zu bewerten.

Im Rahmen von TP 2.2 im Projekt „Roadmap Gas 2050“ ist eine Erweiterung des DBI-Transformationspfade-Modells erfolgt, um die Berechnung der Transformationspfade für die deutsche Gasinfrastruktur unter Einhaltung der Projektanforderungen (vgl. Kapitel 1) durchführen zu können. Das Transformationspfade-Modell wird nachfolgend in seinen wichtigsten Bereichen vorgestellt.

### 2.1 Modellaufbau

Das Transformationspfade-Modell besteht aus einer Excel-basierten Ein-/Ausgabemaske sowie einem Berechnungsprogramm in MATLAB (vgl. Abbildung 2.1). Über das MATLAB-Programm werden die Daten eingelesen und die Transformationspfade ermittelt. Das Programm ist in der Lage mehrere Transformationspfade hinsichtlich ihrer Kosten zu vergleichen und den kostengünstigsten Pfad auszuweisen. Das Excel-Dokument dient der anschaulichen Erfassung der Berechnungsgrundlagen, Annahmen, Szenarien und der Ergebnisausgabe für den kostenoptimalen Pfad.

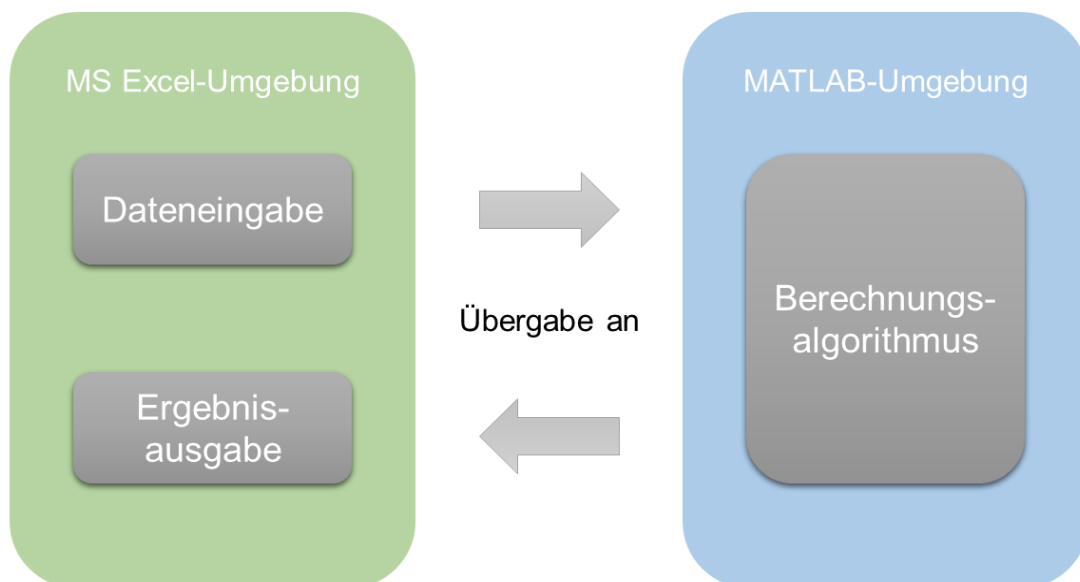


Abbildung 2.1: Aufbau des Transformationspfade-Modells [6]

## 2.2 Funktionsumfang

Mit dem DBI-Transformationspfade-Modell können im Wesentlichen die zwei folgenden Zielstellungen untersucht werden.

### 1. Vorgabe eines Transformationspfades und Ermittlung der damit verbundenen Anpassungskosten

Zum einen kann das Modell für einzelne Pfade in Bezug auf einen zeitlich definierten Hochlauf der Wasserstoffverträglichkeit der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwendungen die makroökonomischen Kosten infolge der Transformation ermitteln. In diesem Fall erfolgt ausschließlich der Betrachtung des Technologiepfades *Integration von EE-H<sub>2</sub>*.

- *Integration von EE-H<sub>2</sub>*

Anpassung der Gasinfrastruktur inkl. Gasanwendungen für die Integration und den sicheren Transport, die Verteilung, Speicherung und Anwendung von erneuerbarem strombasiertem **Wasserstoff** (EE-H<sub>2</sub>)

Diese Art von Zielstellung wird mit den in der Projektbegleitgruppe abgestimmten Szenarien verfolgt, welche sich in Bezug auf die Zielwerte der Wasserstoffverträglichkeit des Gassystems unterscheiden (vgl. Kapitel 4). Ein Vergleich der Szenarien ermöglicht eine qualitative Beurteilung von Investitionsentscheidungen für die Anpassung der Gasinfrastruktur und der Gasanwendungen hinsichtlich der Erhöhung deren Wasserstoffverträglichkeit.

### 2. Ermittlung eines kostenoptimalen Transformationspfades (Optimierung)

Darüber hinaus ermöglicht das Modell die Ermittlung eines makroökonomisch kostenoptimalen Transformationspfades für die deutsche Gasinfrastruktur inkl. Gasanwendungen für die Integration von erneuerbaren strombasierten Gasen (EE-PtG-Gase). Dabei werden im Zuge der Modellberechnungen die folgenden zwei Technologiepfade kostenseitig verglichen:

- *Integration von EE-H<sub>2</sub>*

Anpassung der Gasinfrastruktur inkl. Gasanwendungen für die Integration und den sicheren Transport, die Verteilung, Speicherung und Anwendung von erneuerbarem strombasiertem **Wasserstoff** (EE-H<sub>2</sub>)

- *Integration von EE-CH<sub>4</sub>*

Ausbau der Anlagenkapazität zur Synthese und Einspeisung von **Methan** (EE-CH<sub>4</sub>) aus erneuerbarem strombasiertem Wasserstoff

Innerhalb des Transformationspfade-Modells werden mögliche Kombinationen aus Anpassung von Gasinfrastruktur und Gasanwendungen zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit und Ausbau von Methanisierungsinfrastruktur<sup>5</sup> in Jahresschritten ermittelt und daraus der makroökonomisch kostengünstigste Pfad ausgewählt.

- Extrempfad 1: Durchführung der maximal möglichen technischen Anpassung der Gasinfrastruktur hin zu 100 % H<sub>2</sub>-Eignung, Vernachlässigung von Methanisierung

---

<sup>5</sup> inkl. Bereitstellung von CO<sub>2</sub>



- Extrempfad 2: Vernachlässigung der technischen Anpassung der Gasinfrastruktur hin zur Transportfähigkeit von Wasserstoff-Erdgas-Gemischen bzw. Wasserstoff, ausschließlich Methanisierung.

Grundlage der Optimierungsrechnung bildet eine zeitliche Entwicklung der Gasnachfrage und Gaszusammensetzung in Deutschland. Von besonderer Bedeutung für die Ermittlung des kostenoptimalen Transformationspfades ist dabei die Energiemenge und der Anteil an erneuerbaren Gasen (EE-H<sub>2</sub> und/oder EE-CH<sub>4</sub>), welche über die Gasinfrastruktur transportiert werden sollen. Bei der Erstellung der im Rahmen dieses Teilprojektes zu untersuchenden Transformations-Szenarien wurde von einem Optimierungs-Szenario abgesehen. Für die Ermittlung des technischen Anpassungsbedarfes sowie der daraus resultierenden Kosten anhand eines vorgegebenen Transformationspfades nach Zielstellung 1 ist die zeitliche Entwicklung der Gasnachfrage und Gaszusammensetzung als Eingangsparameter für die Modellierung nicht erforderlich. Demzufolge bleiben die Erzeugung und Einspeisung erneuerbarer strombasierter Gase (Wasserstoff, Methan) in den definierten Transformations-Szenarien kostenseitig unberücksichtigt (vgl. Kapitel 4).

Grundlage für die Transformationspfade-Modellierung für beide Zielstellungen bildet ein umfangreicher Datensatz der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwendungen. Dieses sogenannte Mengen-Kosten-Gerüst beinhaltet eine mengenmäßige Erfassung sämtlicher Bereiche der Gasinfrastruktur und der angeschlossenen Gasverbraucher unter Berücksichtigung der vorhandenen Altersstrukturen. Der Datensatz wird mit aktuellen Wasserstofftoleranzen sowie Kostendaten für technische Anpassungsmaßnahmen zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit ergänzt (vgl. Kapitel 3).

## 2.3 Modellumfang und Systemgrenzen

In Abbildung 2.2 ist der mögliche Umfang des Transformationspfade-Modells dargestellt sowie dessen Systemgrenze aufgezeigt. Dabei wird zwischen den beiden Netzebenen Fernleitungsnetz mit angeschlossenen Untergrundgasspeichern (FNB/UGS) sowie dem nachgelagerten Verteilnetz (VNB) unterschieden.

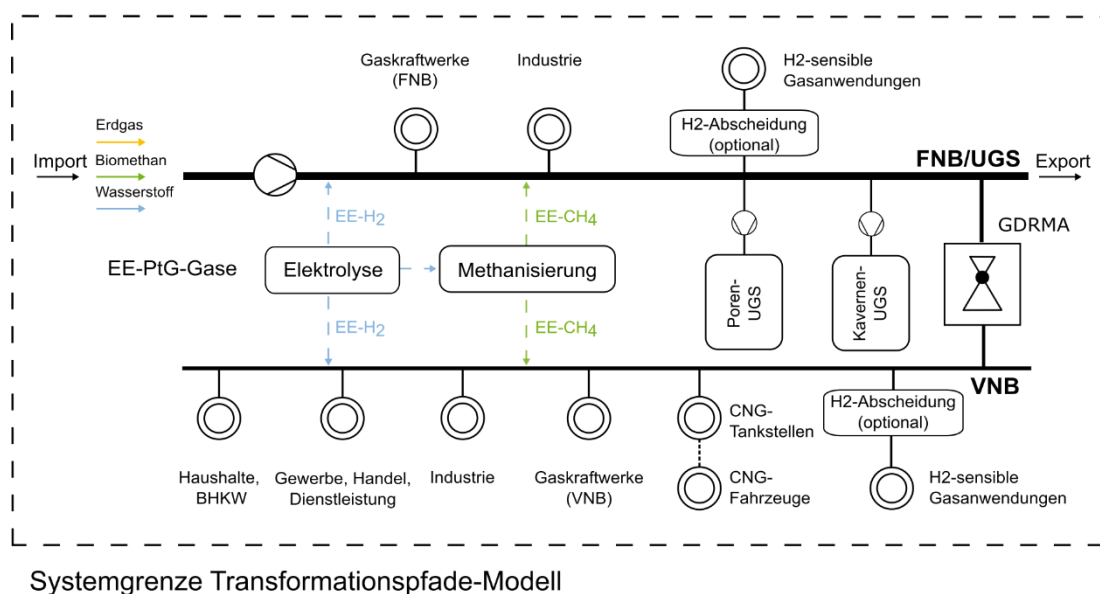
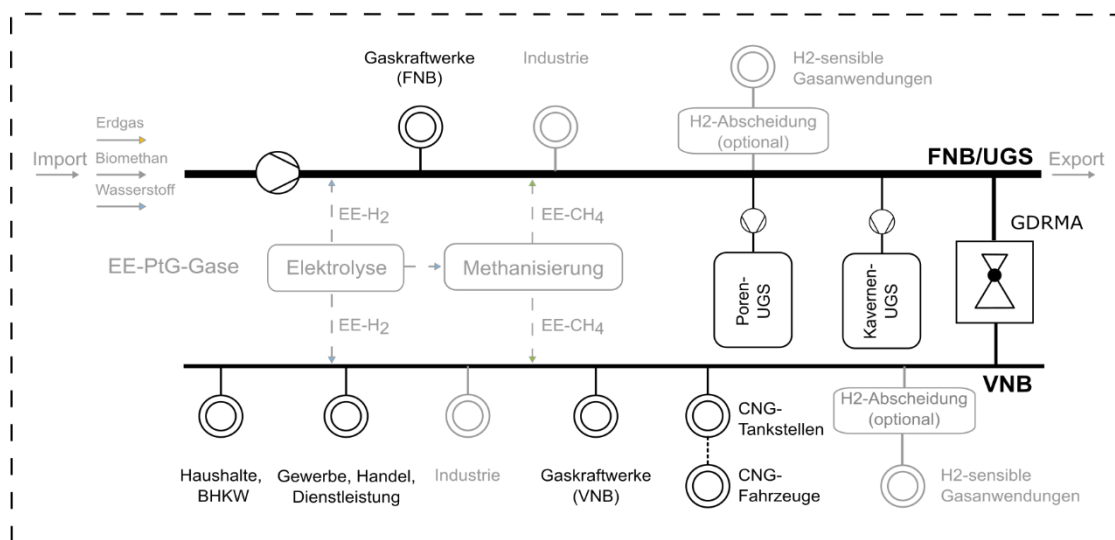


Abbildung 2.2: Systemumfang des Transformationspfade-Modells (eigene Darstellung)

Das Transformationspfade-Modell umfasst zum einen alle wichtigen Elemente der deutschen Gasinfrastruktur. Dazu zählen Gasleitungen inklusive ihrer Hilfseinrichtungen (Armaturen, Verdichter, Anlagen zur Gasdruckregelung und Gasmessung) sowie die an das Transportnetz angebotenen Untergrundgasspeicher. Zudem können mit dem Modell die an das Gasnetz angeschlossenen häuslichen und industriellen Gasanwendungen/Kundenanlagen inkl. ihrer Gasinstallation, Gaskraftwerke sowie der Bereich der Gasmobilität (CNG-Tankstellen und CNG-Fahrzeuge) berücksichtigt werden. Weiterhin ist das Transformationspfade-Modell in der Lage die Erzeugung und Einspeisung von EE-H<sub>2</sub> sowie EE-CH<sub>4</sub> kostenseitig zu berücksichtigen. Damit kann das Modell das gesamte Gassystem, von der Erzeugung von EE-PtG-Gasen, über den Transport und die Verteilung, bis zur Gasanwendung, abbilden. Für die Betrachtung von Transformationspfaden ergibt sich somit ein umfassendes und vollständiges Kostenbild. Zusätzlich wird die Möglichkeit der Abscheidung von Wasserstoff aus dem Gasstrom mit Membran-Filtern berücksichtigt. Diese Technologie hat großes Potential, da Membranen die Versorgung wasserstoffsensibler Gasanwendungen, wie beispielsweise Erdgastankstellen, auch bei erhöhten Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz ermöglichen.

Für die Modellierung der mit der Projektbegleitgruppe abgestimmten Transformations-Szenarien (vgl. Kapitel 4) finden nicht alle möglichen Systembereiche des Transformationspfade-Modells Berücksichtigung (vgl. Abbildung 2.3). Da mit den Szenarien ausschließlich Zielstellung 1 des Transformationspfade-Modells verfolgt wird (vgl. Abschnitt 2.2), wird eine zeitliche Entwicklung der Gasnachfrage und Gaszusammensetzung als Eingangsparameter für die Modellierung nicht benötigt. Demzufolge bleiben ebenfalls die Erzeugung und Einspeisung erneuerbarer strombasierter Gase (Wasserstoff, Methan) in den definierten Transformations-Szenarien unberücksichtigt. Des Weiteren können aufgrund der unzureichenden Eingangsdatenlage industrielle Gasanwendungen kostenseitig nicht berücksichtigt werden. Die Möglichkeit der Abscheidung von Wasserstoff aus dem Erdgasstrom zum Schutz wasserstoffsensibler Gasanwendungen wird ebenfalls nicht mit betrachtet, da in den Szenarien der Fokus ausschließlich auf dem technischen Anpassungsbedarfsbedarf der Gasanwendungstechnologien sowie der damit verbundenen Kosten liegt.



Systemgrenze Transformationspfade-Modell

Die grauen Bereiche finden keine Berücksichtigung bei der Modellierung der Szenarien.

**Abbildung 2.3: Systemumfang des Transformationspfade-Modells in Bezug auf die zu modellierenden Szenarien (eigene Darstellung)**

## 2.4 Modellannahmen und -abgrenzungen

Folgende Modellannahmen wurden für die makroökonomische Bewertung von Transformationspfaden in Bezug auf den Technologiepfad *Integration von EE-H<sub>2</sub>* getroffen.

Die gezielte Anpassung von Gasinfrastruktur und Gasanwendungen einschließlich der Gasmobilität zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit erfordert sogenannte außerplanmäßige Investitionskosten. Zusätzlich berücksichtigt das Modell sogenannte reguläre Investitionskosten infolge der alterungs- und verschleißbedingten (regulären) Erneuerung von technischen Betriebsmitteln innerhalb des Modellierungszeitraumes. Technische Betriebsmittel der Gasinfrastruktur und der Gasanwendungstechnologien werden nachfolgend als Assets bezeichnet.

### **Annahme zur regulären Erneuerung**

Die reguläre Erneuerung berücksichtigt den alterungs- und verschleißbedingten Erneuerungs- bzw. Instandsetzungsbedarf bestehender Assets, der ausschließlich zur Erhaltung der Gasinfrastruktur und der Gasanwendungen notwendig ist. Im Rahmen der Modellierung wird für die Ermittlung des regulären Erneuerungszeitpunktes eines Assets vereinfacht der folgende Ansatz gewählt. Ausgehend vom Baujahr bzw. Inbetriebnahmejahr wird unter Berücksichtigung eines definierten Erwartungswertes der technischen Nutzungsdauer das reguläre Erneuerungsjahr eines Assets bestimmt. In der Praxis richtet sich die technische Nutzungsdauer jedoch immer nach dem funktionellen und sicherheitstechnischen IST-Zustand eines Assets, welcher durch regelmäßige Wartungen, Inspektionen und Instandhaltungsmaßnahmen bewertet wird. Die angenommenen technischen Nutzungsdauern basieren auf Erfahrungswerten und wurden mit der Projektbegleitgruppe abgestimmt.

Im Rahmen der regulären Erneuerung erfolgt nach Modellannahme der prophylaktische Austausch von Assets durch die jeweils modernste, verfügbare Alternative hinsichtlich der Wasserstoffverträglichkeit, sodass diese Assets bestenfalls auch für reinen Wasserstoff (5. Gasfamilie) geeignet sind. Da bei zahlreichen Assets im Falle einer Umstellung auf Wasserstoff ein erneuter Austausch entfällt, lassen sich mit dieser vorbeugenden Maßnahme die Mehrinvestitionen für die Anpassung der Gasinfrastruktur und der Gasanwendungen hin zur vollständigen H<sub>2</sub>-Readiness maßgeblich senken.

### **Annahmen zur außerplanmäßigen Anpassung/Erneuerung**

Als außerplanmäßige Erneuerungen sind vorzeitige Anpassungs- bzw. Ersatzmaßnahmen zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit von Assets definiert, um zu einem bestimmten Zeitpunkt die Umstellung auf wasserstoffhaltige Gase oder Wasserstoff zu ermöglichen. Diese Maßnahmen erfolgen demnach vor dem Ende der technischen Nutzungsdauer von Assets, wodurch zum Zeitpunkt des Austauschs mit Mehrinvestitionen zu rechnen sein muss. Zudem entstehen bei einem vorzeitigen Ersatz noch nicht abgeschriebener Assets kalkulatorische Buchwertverluste. Der außerplanmäßige Anpassungsbedarf wird maßgeblich durch die aktuelle H<sub>2</sub>-Toleranz der Assets sowie des durch den Transformationspfad jährlich vorgegebenen Zielwertes der Mindestwasserstoffverträglichkeit im Gassystem bestimmt.

### **Modellabgrenzungen**

Bei der Transformationspfade-Betrachtung bleiben sowohl strömungstechnische als auch kapazitive Aspekte im Rahmen der Anpassung der Gasinfrastruktur unberücksichtigt. Die konkrete Umsetzung (zeitlich, personell etc.) der durch die Modellierung ermittelten

Erneuerungsmaßnahmen ist ebenfalls nicht Bestandteil der Modellierung. Hierbei ist jeweils auf TP 2.4 verwiesen.

Als Ergebnis der Transformationspfade-Modellierung werden lediglich in Fünf-Jahresschritten die erforderlichen regulären und außerplanmäßigen Erneuerungsmaßnahmen von bestehenden Assets in den Bereichen Gasinfrastruktur, Gasanwendungen und Gasmobilität sowie die damit verbundenen Investitionskosten ausgewiesen. Unberücksichtigt bleiben aufgrund der unzureichenden Eingangsdatenlage industrielle Gasanwendungen. Über den gesamten Modellierungszeitraum wird von der Erhaltung des aktuellen Assetbestands der Gasinfrastruktur sowie der Gasanwendungstechnologien ausgegangen. Unberücksichtigt bleiben demnach Maßnahmen und Kosten im Rahmen der Bestandsentwicklung (Neubau/Ausbau/Erweiterung bzw. Rückbau/Stillegung). Ausnahme bildet der im Transformations-Szenario FNB/UGS angenommene Aufbau eines Wasserstoffnetzes (H<sub>2</sub>-Backbone) bis zum Jahr 2045 (vgl. Abschnitt 4.1). Hierbei werden Investitionskosten für neu zu errichtende Wasserstoffleitungen ausgewiesen. Aufwendungen für Wartung, Instandhaltung und Betrieb der zukünftigen Gasinfrastruktur mit wasserstoffhaltigem Gas bzw. Wasserstoff werden ebenfalls nicht betrachtet.

## 2.5 Methodik der Kostenermittlung

Im Rahmen der ökonomischen Analyse werden ausschließlich Investitionskosten<sup>6</sup> infolge der regulären und außerplanmäßigen Erneuerung der Gasinfrastruktur inkl. der Gasanwendungen ermittelt und gesamtheitlich in einem Szenarienvergleich gegenübergestellt (vgl. Abschnitt 5.3). Da hierbei keine laufenden Kosten, wie etwa Betriebs- und Unterhaltskosten (u.a. Energiekosten, Instandhaltung und Wartung) sowie evtl. Erlöse, berücksichtigt werden, handelt es sich lediglich um eine Teilkostenbetrachtung. Die erfassten Investitionskosten beinhalten neben den Anschaffungskosten der zu ersetzenden Assets die finanziellen Aufwendungen für die Planung und die Umsetzung der Erneuerungs- bzw. Anpassungsmaßnahmen und entsprechen dem Stand des Jahres 2021.

Die Ermittlung der Investitionskosten im Rahmen der Transformationspfade-Modellierung erfolgt nach dem Prinzip der statischen Investitionsrechnung, wobei die einzelnen Investitionen mit Stand 2021 ohne Berücksichtigung ihres Entstehungszeitpunktes in der Berechnung erfasst werden. D.h. einzelne Kosten, die über einen langen Zeitraum anfallen, werden ökonomisch gleich gewichtet. Diese Methode hat den Vorteil, dass der Zusammenhang und die Nachvollziehbarkeit zwischen einer Erneuerungsmaßnahme (z.B. Austausch von 100 km Rohrleitungen) und den dafür angesetzten Kosten über den Betrachtungszeitraum bestehen bleibt. Allerdings können die Ergebnisse aufgrund des fehlenden Zeitbezuges nur als überschlägige Betrachtung und orientierende Kostenschätzung gewertet werden. Da eine Vielzahl der erforderlichen Investitionen mehrere Jahre in der Zukunft liegen, gibt es große Unsicherheiten, wie sich die Kosten für Anschaffung und Umsetzung von Erneuerungsmaßnahmen entwickeln. Die sich infolge der Modellberechnung für einen Transformationspfad ergebenden absoluten Kosten dienen daher nur als Anhaltspunkt für die Größenordnung der jeweils erforderlichen Investitionen. Ein Vergleich der untersuchten Szenarien ermöglicht allerdings eine qualitative Beurteilung von Investitionsentscheidungen zur Integration erneuerbarer Gase in

---

<sup>6</sup> Im Kontext der Transformationspfade-Modellierung handelt es sich bei den zu tätigen Investitionen vorwiegend um Ersatzinvestitionen. Demnach werden existierende Assets (Komponenten der Gasinfrastruktur, Gasgerät etc.) entweder regulär nach Ende deren Nutzungsdauer oder außerplanmäßig, d.h. vorzeitig vor Ende der Nutzungsdauer, für die Erhöhung deren Wasserstoffeignung ersetzt.

die deutsche Gasinfrastruktur. Damit können die Ergebnisse helfen, zukunftsorientierte Entscheidungen hinsichtlich der Transformation zu treffen.

Um bei der Transformationspfade-Modellierung auch die Auswirkungen zeitlicher Aspekte bei den Investitionszahlungen aufzeigen zu können, wurde neben der statischen Kostenrechnung mit der Barwertmethode ein dynamisches Investitionsrechnungsverfahren herangezogen. Bei der Barwertmethode werden zukünftige Zahlungen unter Berücksichtigung zeitlich relevanter Rechengrößen (u.a. jährliche Preissteigerung und Kalkulationszins) auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt abgezinst, wodurch der Zeitwert des Geldes (als Barwert) mitberücksichtigt wird. Die Barwertmethode und die damit erzielten Berechnungsergebnisse werden in einem Exkurs in Anhang A1 vorgestellt.

### 3 Eingangsdaten der Transformationspfade-Modellierung

Abbildung 3.1 gibt einen Überblick zur Datenbasis für die Transformationspfade-Modellierung. Grundlage bildet ein sogenanntes Mengen-Kosten-Gerüst, welches in den Bereichen Gasinfrastruktur, Gasanwendungen und Gasmobilität den aktuellen Assetbestand in Deutschland hinsichtlich Altersstruktur und Wasserstoffeignung umfassend abbildet. Ergänzt wird diese Datenbasis durch Kosten infolge von Anpassungsmaßnahmen zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit von Assets. Damit ist das Modell in der Lage neben dem technischen Anpassungsbedarf die infolge der Transformation erforderlichen Kosten auszuweisen.

Mengen-Kosten-Gerüst: Mengen-Alters-Gerüst + Wasserstofftoleranzen + Kostendaten			
	Gasinfrastruktur	Gasanwendungen	Gasmobilität
FNB/UGS	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gastransportnetz               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Transportnetzleitungen</li> <li>• Leitungsarmaturen</li> <li>• Verdichter</li> <li>• GDRMA</li> </ul> </li> <li>• Undergroundgasspeicher               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kavernenspeicher</li> <li>• Porenspeicher</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gaskraftwerke (FNB)</li> </ul> unberücksichtigt: <ul style="list-style-type: none"> <li>• industrielle Gasanwendungen</li> </ul>	
VNB	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gasverteilnetz               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilnetzleitungen</li> <li>• Leitungsarmaturen</li> <li>• GDRMA</li> </ul> </li> <li>• Hausanschluss (HA)               <ul style="list-style-type: none"> <li>• HA-Leitungen</li> <li>• Hausinstallation</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Häusliche Gasgeräte</li> <li>• Gaskraftwerke (VNB)</li> <li>• KWK-Anlage (Erdgas-BHKWs)</li> </ul> unberücksichtigt: <ul style="list-style-type: none"> <li>• industrielle Gasanwendungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CNG-Fahrzeuge</li> <li>• CNG-Tankstellen</li> </ul>

**Abbildung 3.1: Übersicht zur Datenbasis der Transformationspfade-Modellierung (eigene Darstellung)**

Innerhalb des Mengen-Kosten-Gerüsts wird keine räumlich-regionale Auflösung der deutschen Gasinfrastruktur und der Gasanwendungen vorgenommen. Die zu betrachtenden Assets werden daher vereinfacht angenommen zwei homogenen Netzebenen zugeordnet (vgl. Abbildung 2.2, Systemumfang Transformationspfade-Modell):

#### *Ebene der Fernleitungsnetze mit angeschlossenen Undergroundgasspeichern (FNB/UGS)*

- Auf der Ebene des Fernleitungsnetzes (FNB/UGS) werden Transportleitungen, Leitungsarmaturen, Verdichterstationen (Verdichter und Antrieb) sowie der gesamte Mess- und Regelbereich betrachtet. Hinzu kommen die Kavernen- und Poren-Undergroundgasspeicher sowie die an das Transportnetz angeschlossenen Gaskraftwerke. Aufgrund der unzureichenden Datenlage bleiben industrielle Gasanwendungen (z.B. Glaswerke und Metallurgie) unberücksichtigt.

#### *Ebene der Gasverteilnetze (VNB)*

- Auf der Verteilnetzebene (VNB) erfolgt eine Erfassung der gesamten von Verteilnetzbetreibern betriebenen Gasinfrastruktur. Dazu zählen insbesondere Verteilnetzleitungen, Leitungsarmaturen, gastechnische Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung sowie Elemente im Bereich Hausanschluss/-installation. Neben den Netzkomponenten finden die an das Gasverteilnetz angeschlossenen Gasanwendungen (häusliche Gasgeräte, KWK-Anlagen, Gaskraftwerke) sowie die Gasmobilität (CNG-Tankstellen,

CNG-Fahrzeuge) Berücksichtigung. Analog zur Ebene des Fernleitungsnetzes bleiben aufgrund unzureichender Datenlage industrielle Gasanwendungen unberücksichtigt.

Die Gründe für die Aufteilung in diese beiden Netzebenen bestehen zum einen in der vorliegenden Datenlage, zum anderen können so unterschiedliche Zielstellungen (Szenarien) für das Fernleitungs- bzw. Verteilnetz hinsichtlich der zu erreichenden Wasserstoffverträglichkeit definiert werden. Im Ergebnis der Datenerhebung wurden auf der Netzebene FNB/UGS 4.694 und auf der Netzebene VNB 2.149 verschiedene Elemente im Mengen-Kosten-Gerüst abgebildet. Nachfolgend werden die im Mengen-Kosten-Gerüst enthaltenen Daten der Bereiche Gasinfrastruktur, Gasanwendungen und Gasmobilität näher vorgestellt.

### 3.1 Gasinfrastruktur

Die Beschreibung und Herleitung der Eingangsdaten für das Mengen-Kosten-Gerüst im Bereich Gasinfrastruktur erfolgt in diesem Abschnitt übergeordnet für die beiden Netzebenen FNB/UGS und VNB unterteilt nach Asset-Gruppen. Gegliedert sind diese Asset-Gruppen wie folgt:

#### **Rohrleitungen** (Abschnitt 3.1.1)

- Transportleitungen (FNB/UGS)
- Verteilnetzleitungen (VNB)
- Hausanschlussleitungen (VNB)

#### **Nicht-Rohrleitungs-Assets** (Abschnitt 3.1.2)

- Leitungsarmaturen (FNB/UGS & VNB)
- Verdichter (FNB/UGS)
- Untergrundgasspeicher (FNB/UGS)
- Gastechnische Anlagen und deren wichtigsten Komponenten (FNB/UGS & VNB)
- Komponenten des Hausanschlussbereichs / der Gasinstallation (VNB)

Eine aktuelle, vollständige und einheitliche Datenbank der gesamten Gasinfrastruktur in Deutschland zur Population von einzelnen Assets existiert nicht. In der DVGW Studie „Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21“ [5] wurde eine solche Inventarisierung, also eine mengenmäßige Erfassung, auf Basis von Stützdaten sowie abgestimmter Annahmen vorgenommen. Diese Datenerhebung wurde im Rahmen der Arbeiten des TP 2.2 umfassend überarbeitet und aktualisiert. Sie stützt sich im Wesentlichen auf folgende Quellen:

#### *Mengenmäßige Erfassung inkl. Altersstruktur:*

- NEP Gas 2020-2030 [7]
- Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas – Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2017 [8]
- DVGW-Gas-Wasser-Statistik 2016 [9]
- Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2020 [10]
- Expertenschätzung, Informationen aus der Projektbegleitgruppe

*Regulatorische Abschreibungsdauer und technische Nutzungsdauer:*

- Nach GasNEV bzw. AfA-Tabelle "Energie- und Wasserversorgung"
- Expertenschätzung und DBI-internen Projekterfahrungen

*Wasserstoffverträglichkeit:*

- DBI Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen [11]
- DBI Kompendium Wasserstoff in Gastransportnetzen [12]
- MARCOGAZ: Overview of available test results and regulatory limits for Hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use [13]
- DBI-interne Projekterfahrung

*Spezifische Investitionskosten:*

- NEP Gas 2020-2030 [7]
- Expertenschätzungen und DBI-interne Projekterfahrung

### 3.1.1 Rohrleitungen Gas

Die Rohrleitungen werden in der nachfolgenden Betrachtung in Transportleitungen, Verteilnetzleitungen und Hausanschlussleitungen unterschieden. Zunächst wird die Herleitung der Bestandsdaten beschrieben. Daraufhin erfolgt die Bewertung der Wasserstoffeignung der verbauten Rohrleitungswerkstoffe. Anschließend werden die Kosten für die Umstellung von Erdgasleitungen auf den Transport von Wasserstoff sowie die Kosten für den Neubau von wasserstoffgeeigneten Gasleitungen (H<sub>2</sub>-ready) vorgestellt.

#### 3.1.1.1 Bestandsdatenermittlung

Die mengenmäßige Erfassung der bestehenden Gasleitungslängen im Transport- und Verteilnetz (inkl. Hausanschlussleitungen) erfolgte auf Basis der Netzstrukturdaten Gas aus den Monitoring Berichten der Bundesnetzagentur (BNetzA) der Jahre 2020 und 2021 [14, 15] (vgl. Tabelle 3.1). Insgesamt umfasst danach das deutsche Gasnetz eine Gesamtlänge von ca. 590.000 km (Stand 2020).

**Tabelle 3.1: Netzlängen der deutschen Gasnetzbetreiber nach [14, 15]**

Netzebene	Netzlänge	Quelle
FNB	33.600 km	[14]
VNB (inkl. Hausanschlussleitungen)	554.500 km	[15]
<b>Gesamtsumme FNB und VNB</b>	<b>588.100 km</b>	

Die vom DVGW 2019 veröffentlichten statistischen Auswertungen zur „Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas – Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2017“ [8] basieren auf den von Gasnetzbetreibern gemeldeten und freigegebenen Daten entsprechend des DVGW-Arbeitsblattes G 410. Die Summe der Leitungslängen der Netzstrukturdatenerfassung des DVGW (Mittelwert 2014 bis 2016) weist im Vergleich mit der Summe der Leitungslängen der Netzstrukturdaten 2016 der BNetzA einen Erfassungsgrad von 68,3 % aus [8]. Diese Stichprobe



ermöglicht nach [8] eine repräsentative Auswertung von Bestands- und Ereignisentwicklungen in der deutschen Gasversorgung. Eine vollständigere oder aussagekräftigere Datenbasis gibt es laut [8] in Deutschland nicht. Die in [8] dargestellten statistischen Auswertungen zu den erhobenen Bestandsdaten beziehen sich hauptsächlich auf die prozentuale Aufteilung der erfassten Leitungslängen u.a. in den folgenden Kategorien in Abhängigkeit der Druckbereiche  $\leq 16$  bar und  $> 16$  bar: zulässiger Betriebsdruck (MOP), Durchmesser, Werkstoff und Baujahr. Die Zuordnung der Leitungslänge auf mehrere Kategorien untereinander wurde in [8] nicht vorgenommen. Für die Modellierung der Transformationspfade ist diese Zuordnung (Kreuzkorrelation) allerdings erforderlich, um einerseits Unterschiede hinsichtlich der Wasserstoffverträglichkeit von Leitungsmaterialien und andererseits differenzierte Kosten infolge von Leitungserneuerungen in Abhängigkeit der Nennweite und Druckstufe berücksichtigen zu können. Der Bezug der Leitungslänge zum Baujahr ermöglicht im Modell unter Berücksichtigung technischer Nutzungsdauern die Ermittlung eines regulären Erneuerungsjahres (vgl. Abschnitt 2.4, Modellannahmen). Aufgrund der in [8] unbekanntem Zusammenhänge der Leitungslänge zwischen mehreren Kategorien, mussten diese im Rahmen der Erstellung des Eingangsdatensatzes für die Transformationspfade-Modellierung eigenständig hergeleitet werden. Diese Herleitung wird unter Anhang A2 für die Leitungen der FNBs und VNBs erläutert. Durch die Zuordnung der Leitungslänge auf mehrere Kategorien ergibt sich ein umfassender Eingangsdatensatz, welcher eine große Detailtiefe für die Auswertung der Modellierungsergebnisse ermöglicht.

Zusammengefasst ergeben sich aus der Herleitung die in der nachfolgenden Tabelle angegebenen Leitungslängen und Anteile für die verwendeten Materialien im Bestand der deutschen FNBs und VNBs.

**Tabelle 3.2: Leitungslängen der FNB und VNB in Abhängigkeit des Leitungsmaterials**

Netzebene	Werkstoff	Leitungslänge	prozentualer Anteil am Gesamtleitungsbestand pro Netzebene
FNB	Stahl	33.600 km	100,0 %
<b>Gesamtleitungsbestand FNB</b>		<b>33.600 km</b>	<b>100,0 %</b>
VNB (inkl. HA-Leitungen)	Stahl	190.086 km	34,3 %
	PE/PVC	341.606 km	61,6 %
	Duktilguss (GGG)	8.563 km	1,5 %
	unbekannt	14.245 km	2,6 %
<b>Gesamtleitungsbestand VNB</b>		<b>554.500 km</b>	<b>100,0 %</b>

### 3.1.1.2 Wasserstoffeignung

Die Wasserstoffeignung<sup>7</sup> von Gasleitungen definiert sich ausschließlich über die Beständigkeit der eingesetzten Leitungsmaterialien gegenüber Erdgas-Wasserstoff-Gemischen und Wasserstoff unter den im Gasfernleitungs- und Gasverteilnetz üblichen Druck- und Temperaturbereichen<sup>8</sup>.

Tabelle 3.3 listet die Wasserstoffeignung der im Mengen-Kosten-Gerüst erfassten Leitungsklassen in Bezug auf das Leitungsmaterial. Die Wasserstoffeignung wird darin für einen Worst Case und einen Best Case wiedergegeben.

**Tabelle 3.3: Wasserstoffeignung von Gasleitungen in Abhängigkeit vom Betriebsdruck und Werkstoff**

Netzebene	Leitungsklasse	Werkstoff	H <sub>2</sub> -Eignung (Worst Case)	H <sub>2</sub> -Eignung (Best Case)
			H <sub>2</sub> -Kompendien	Basis Modellierung
FNB	Transportleitung > 16 bar	X80	0 Vol.-%	100 Vol.-%
		X70	25 Vol.-%	100 Vol.-%
		X60	100 Vol.-%	100 Vol.-%
		X56	100 Vol.-%	100 Vol.-%
		X52	100 Vol.-%	100 Vol.-%
		X46	100 Vol.-%	100 Vol.-%
		X42	100 Vol.-%	100 Vol.-%
		Grade B	100 Vol.-%	100 Vol.-%
		Grade A	100 Vol.-%	100 Vol.-%
	unbekannt	0 Vol.-%	100 Vol.-%	
	Transportleitung ≤ 16 bar	Stahl	100 Vol.-%	100 Vol.-%
VNB	Verteilnetzleitung > 16 bar	hochfester Stahl	25 Vol.-%	100 Vol.-%
		niederfester Stahl	100 Vol.-%	100 Vol.-%
	Verteilnetzleitungen ≤ 16 bar	GGG	0 Vol.-%	0 Vol.-%
		Stahl	100 Vol.-%	100 Vol.-%
		PE	100 Vol.-%	100 Vol.-%
		PVC	100 Vol.-%	100 Vol.-%
		unbekannt	0 Vol.-%	0 Vol.-%
	HA-Leitungen ≤ 5 bar	Stahl	100 Vol.-%	100 Vol.-%
		PE	100 Vol.-%	100 Vol.-%
		PVC	100 Vol.-%	100 Vol.-%
unbekannt		0 Vol.-%	0 Vol.-%	

Im Worst Case<sup>9</sup> bezieht sich die Wasserstoffeignung der Leitungsmaterialien auf die Angaben des „Kompendiums Wasserstoff in Gasverteilnetzen“ [11] und des „Kompendiums Wasserstoff in Gastransportnetzen“ [12]. Die DBI-Wasserstoff-Kompendien weisen belastbare und mit Literaturquellen abgesicherte Informationen zur Bewertung der Wasserstoffeignung von Gasnetzkomponenten aus. Dadurch ergibt sich ein eher konservatives Bild der

<sup>7</sup> Die Wasserstoffeignung eines Assets wird in Bezug auf die maximal zulässig Wasserstoffkonzentration im Gasgemisch in Volumen-Prozent (Vol.-%) angegeben. Beispielsweise bedeutet eine Wasserstoffeignung von 30 Vol.-%, dass dies für ein Erdgas-Wasserstoff-Gemisch aus den Anteilen mind. 70 Vol.-% Erdgas und max. 30 Vol.-% Wasserstoff gilt. Die Wasserstoffeignung bezieht sich auf die Materialbeständigkeit und auf die Erhaltung des Funktionsprinzips der Assets.

<sup>8</sup> Das technisch-physikalische Funktionsprinzip im Sinne eines mit Gas durchströmten Hohlzylinders steht nicht in Bezug zu dem transportierenden Gas.

<sup>9</sup> Hinweis zur H<sub>2</sub>-Eignung: ohne Anpassung möglich

Wasserstoffeignung der Gasverteil- und -transportnetze. Die tatsächliche Wasserstofftauglichkeit einzelner Komponenten kann deutlich höher liegen als zum Zeitpunkt der Erstellung der Kompendien durch zitierfähige Quellen belegbar. Der Best Case orientiert sich an neusten Erkenntnissen, Herstellerangaben und begründeten Annahmen bezüglich der Wasserstoffeignung der Leitungswerkstoffe und fällt dadurch optimistischer aus. Die Wasserstoffeignung im Best Case dient als Eingangsparameter für die Transformationspfade-Modellierung.

Für den Großteil der für Gasleitungen verwendeten Stähle ist aus Forschungsvorhaben und Industriegase-Regelwerken, wie z.B. ASME B31.12 [16] und EIGA 121/14 [17], eine gute Wasserstoffeignung belegt. Leitungsstähle, die sowohl im DVGW-Arbeitsblatt G 463 für Erdgas als auch in der EIGA 121/14 für Wasserstoff empfohlen werden, sind u.a. L245, L290 und L360 [17, 18]. Diese Werkstoffe mit einer Mindeststreckgrenze bis 360 MPa sind mit Bezug auf die Technische Regel für Rohrfernleitungen für den Transport von Wasserstoff ohne weitere Prüfung einsetzbar [19]. Hochfeste Stähle mit einer Zugfestigkeit > 800 MPa sind anfälliger für wasserstoffbedingte Schädigungsformen und daher generell weniger gut geeignet. Nach dem H<sub>2</sub>-Kompendium in Gastransportnetzen [12] muss jedoch kein herkömmlicher Stahl im Bestand der Gasversorgung ausgeschlossen werden. Teilweise können nach Einzelfallbetrachtungen Anpassungen der Betriebsbedingungen, wie das Herabsetzen des maximalen Betriebsdrucks oder die Reduzierung von Druckschwankungen, erforderlich werden.

Für Kunststoffrohrleitungen gilt: Kunststoffe, die für Erdgas beständig sind, sind für Wasserstoff ebenfalls beständig [20]. Dazu zählen u.a. Polyethylen (PE) und Polyvinylchlorid (PVC).

Für die Bewertung der Wasserstoffverträglichkeit von duktilem Gusseisen (GGG) liegen in der Literatur widersprüchliche Aussagen vor. Nach ASME B31.12 [16], Mohitpour (2004) [21] und Matsunaga (2016) [22] darf duktiles Gusseisen aufgrund erhöhter Risswachstumsrate nicht für den Wasserstoffbetrieb verwendet werden. In EIGA 121/14 wird ein spezifischer Duktilguss (Werkstoff-ID 0.7040 und 0.7673) als wasserstoffgeeignet bewertet. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt können keine finalen Aussagen zur Wasserstoffeignung von Gussrohren getroffen werden (Stand 2022).

Bezogen auf die Wasserstoffbeständigkeit von Leitungsmaterialien können PE/PVC und Stahl als wasserstofftauglich (H<sub>2</sub>-ready) eingestuft werden. Anhand der Auswertungen zum Leitungsbestand im deutschen Gasverteilnetz entspricht dies rund 96 % der Verteilnetzleitungen (vgl. Abschnitt 3.1.1.1, Tabelle 3.2). Zu ähnlichem Ergebnis kommt das Projekt „Ready4H2“, welches 96 % der deutschen Gasverteilnetzleitungen als H<sub>2</sub>-ready ausweist [23]. Grauguss (GG), duktiles Gusseisen sowie unbekanntes Leitungsmaterial gelten als potenziell problematisch gegenüber Wasserstoff und wurden daher für die Transformationspfade-Modellierung konservativ mit einer Wasserstoffverträglichkeit von 0 Vol.-% bewertet (vgl. Tabelle 3.3). Etwa 4 % der Verteilnetzleitungen bestehen aus diesen Materialien (1,5 % GGG und 2,6 % „unbekannt“).

### 3.1.1.3 Kostendaten

Neben dem Neubau wasserstofftauglicher Leitungen wird die Umstellung vorhandener Erdgasleitungen, welche hinsichtlich ihrer Materialbeständigkeit bereits als H<sub>2</sub>-ready gelten, im Modell mittels Kostenfaktoren berücksichtigt. Die in Tabelle 3.4 abgebildeten Faktoren dienen zur Skalierung der NEP Gas-Standardkostensätze für Transportleitungen (NEP Gas 20-30 [7]).

**Tabelle 3.4: Kostenfaktoren Rohrleitungen (Quelle: Projektbegleitkreis, Annahmen DBI)**

Netzelement	Kostenfaktoren Umstellung Erdgasleitung	Kostenfaktoren Neubau Wasserstoffleitung
Leitung FNB	0,20	1,10
Leitung VNB > 16 bar	0,10	1,10

Für die Umstellung von Gasleitungen auf Wasserstoff sowie für reguläre und außerplanmäßige Austauschmaßnahmen zur Erhöhung der Wasserstofftoleranz von Rohrleitungen werden die in Tabelle 3.5 abgebildeten Investitionskosten angesetzt. Die Kostendaten basieren u.a. auf den NEP Gas-Standardkostensätze (NEP Gas 20-30 [7]) sowie auf DBI-interner Projekterfahrung. Die in Tabelle 3.4 gelisteten Kostenfaktoren sind in den entsprechenden Investitionskosten der nachstehenden Tabelle bereits berücksichtigt.

**Tabelle 3.5: Kostendaten für die Umstellung bzw. den Austausch von Gasleitungen**

Netzebene	Leitungsklasse	Nennweite / Druckstufe	Investitionskosten Umstellung auf H <sub>2</sub>	Investitionskosten Austausch/Neubau H <sub>2</sub> -ready
FNB/UGS	Transportleitung Stahl > 16 bar	≤ DN400 / DP80	272 €/m	1.496 €/m
		> DN400-700 / DP80	330 €/m	1.815 €/m
		> DN700-1.000 / DP80	440 €/m	2.420 €/m
		> DN1.000-1.300 / DP80	572 €/m	3.146 €/m
		> DN1.300 / DP80	724 €/m	3.982 €/m
	Transportleitung Stahl ≤ 16 bar	-	190 €/m	1.045 €/m
VNB	Verteilnetzleitung hochfester Stahl > 16 bar	DN100 / DP25	130 €/m	1.430 €/m
	Verteilnetzleitung niederfester Stahl > 16 bar	DN100 / DP25	130 €/m	1.430 €/m
	Verteilnetzleitung Stahl ≤ 16 bar	DN200 / DP4	-	950 €/m
	Verteilnetzleitung GGG/PE/PVC/unbekannt ≤ 16 bar <sup>10</sup>	DN100 / DP4	-	850 €/m
	HA-Leitungen Stahl ≤ 5 bar	DN25 / DP1	-	400 €/m
	HA-Leitungen PE/PVC/unbekannt ≤ 5 bar	DN32 / DP1	-	400 €/m

<sup>10</sup> Annahme: Leitungen bestehend aus GGG, PVC, PE oder unbekanntem Material werden durch PE-Leitungen ersetzt

### 3.1.2 Nicht-Rohrleitungs-Assets

Zu den Nicht-Rohrleitungs-Assets zählen alle weiteren wesentlichen Komponenten der Gasinfrastruktur. Dies reicht von den wichtigsten Einzelkomponenten von Gasanlagen der Druckregelung und/oder Gasmessung (u.a. Filter, Druckregler, Vorwärmer, SAV, SBV, Gaszähler, Mengenumwerter) sowie des Bereiches Hausanschluss/-installation (u.a. Hauseinführungskombination (HEK), Hauptabsperreinrichtung (HAE), Hausdruckregler, Gasströmungswächter, Balgengaszähler) über Leitungsarmaturen zur Unterbrechung des Gasflusses hin zu Verdichterstationen und Untergrundgasspeichern. Nachfolgend werden die ermittelten Bestandsdaten, Wasserstoffeignungen und Kostendaten der Nicht-Rohrleitungs-Assets vorgestellt.

#### 3.1.2.1 Bestandsdatenermittlung

Tabelle 3.6 zeigt die im Mengen-Kosten-Gerüst berücksichtigten Nicht-Rohrleitungs-Assets mit der erfassten Anzahl, der Spannweite an Baujahren sowie dem Erwartungswert der technischen Nutzungsdauer.

**Tabelle 3.6: Mengen-Alters-Gerüst der Nicht-Rohrleitungs-Assets**

Netz-ebene	Asset-Gruppe	Menge	Baujahre	technische Nutzungsdauer
FNB/UGS	Leitungsarmaturen	50.190	1967-2021	55
	Verdichter	2.184 MW	-	25
	Gasmessanlagen (GMA)	176	1977-2021	45
	Gasdruckregelanlagen (GDRA)	147	1977-2021	45
	Gasdruckregel- & Messanlagen (GDRMA)	625	1977-2021	45
	PGC	328	2010-2021	12
	Porenspeicher	16	1960-1997	33
	Kavernenspeicher	31	1971-2016	33
VNB	Leitungsarmaturen	449.810	1977-2021	45
	Gasmessanlagen (GMA)	7.055	1977-2021	45
	Gasdruckregelanlagen (GDRA)	28.100	1977-2021	45
	Gasdruckregel- & Messanlagen (GDRMA)	18.061	1977-2021	45
	Filter	100.982	1977-2021	45
	Vorwärmer	10.670	1977-2021	45
	Druckregler	102.992	1977-2021	45
	Absperrarmaturen	159.973	1977-2021	45
	Gaszähler (u.a. DKZ, TRZ, USZ)	32.614	1998-2021	24
	Balgengaszähler	1.771	1998-2021	24
	Mengenumwerter	3.934	2012-2021	10
	SAV	135.002	1992-2021	30
	SBV	58.624	1992-2021	30
	Ventile	158.503	1992-2021	30
	PGC	172	2010-2021	12
	Hausanschlüsse	9.003.729	-	-
	Hauseinführungskombinationen (HEK)	9.003.729	1967-2021	55
	HAE (Kugelhahn)	9.003.729	1977-2021	45
	Hausdruckregler	6.458.082	1992-2021	30
Balgengaszähler (Haus)	9.270.897	1998-2021	24	

## **Herleitung der Bestandsdaten der Nicht-Rohrleitungs-Assets**

### ***Leitungsarmaturen***

Die vom DVGW im Jahr 2016 erfasste Menge an Leitungsarmaturen beträgt 500.000 Stück für die gesamte deutsche Gasinfrastruktur. Die Anzahl der Leitungsarmaturen in Abhängigkeit der Netzebenen FNB/UGS und VNB basiert auf dem ursprünglichen Mengen-Kosten-Gerüst im Projekt „Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP21“ [5].

### ***Verdichter***

Auf Basis der Fernleitungsnetzbetreiber-Steckbriefe des NEP Gas 20-30 [7] wurden 58 Verdichterstationen mit 195 Verdichtereinheiten ermittelt. Die elektrische Verdichterleistung beträgt nach [7] insgesamt 2.778 MW. Die eigentliche Verdichterleistung liegt bei 2.184 MW<sup>11</sup>, da mehrere Netzbetreiber dieselben Verdichterstationen nutzen und diese in ihrem Steckbrief angeben haben. Eine Unterscheidung der Verdichter in Turbo- und Kolbenverdichter sowie in die Antriebsart (Gasturbine und Elektromotor) war aufgrund der unzureichenden Datenlage nicht möglich. Verdichterstationen werden daher im Rahmen der Transformationspfade-Modellierungen als Turboverdichter mit Gasturbinenantrieb angenommen.

### ***Untergrundgasspeicher***

In Deutschland sind nach dem Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) aktuell 16 Erdgas-Porenspeicher und 31 Erdgas-Kavernenspeicher im Betrieb (Stand 2020) [10]. Eine Asset-scharfe Betrachtung der Ober- und Untertageanlagen der bestehenden Gasspeicher findet im Rahmen von TP 2.2 nicht statt. Die Untergrundgasspeicher werden in der Transformationspfade-Modellierung nur stark vereinfacht betrachtet. Das derzeit laufende DVGW-Forschungsprojekt „Transformationspfade Gasspeicher“ [24] untersucht die Speicherkomponenten-spezifische Wasserstoffverträglichkeit und weist detailliert Kosten für die Umstellung der in Deutschland existierenden Untergrundgasspeicher für eine Speicherung von Wasserstoff aus.

### ***Gastechnische Anlagen***

Die Bestandszahlen der gastechnischen Anlagen basieren auf den vom DVGW übermittelten Daten der Gas-Wasser-Statistik (GaWaS) aus dem Jahr 2016 [9]. Dazu zählen Gasdruckregelanlagen (GDRA), Gasmessanlagen (GMA) und Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRMA). Anhang A2 führt den Anlagenbestand in Abhängigkeit der Eingangsdruckstufe sowie die Herleitung zur Abschätzung der Anzahl der wichtigsten Komponenten (u.a. Druckregler, Filter, Vorwärmer, Sicherheitsventile, Gaszähler) pro Anlage detailliert auf.

### ***Komponenten des Bereichs Hausanschluss/-installation***

Nach [8] erfasste der DVGW insgesamt 9.003.729 Hausanschlüsse in Deutschland (Stand 2019). Ein typischer Hausanschluss umfasst die folgenden Komponenten: HA-Leitung,

---

<sup>11</sup> Für die Ermittlung der gesamten Verdichterleistung in Deutschland nach NEP Gas 20-30 entfallen aufgrund von Doppelzählungen der Verdichter die folgende FNBs: Ferngas Netzgesellschaft mbH, Flux y s Deutschland GmbH, Flux y s TENP GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH und Lubmin-Brandov Gastransport.

Hauseinführungskombination (HEK), Hauptabsperreinrichtung (HAE, meist Kugelhahn), Gasströmungswächter<sup>12</sup>, ggf. Hausdruckregler und Balgengaszähler.

Aus den vom DVGW übermittelten Daten der GaWaS aus dem Jahr 2016 geht hervor, dass insgesamt ca. 6,4 Millionen Hausdruckregler und ca. 9,3 Millionen Gaszähler (Annahme: Balgengaszähler) erfasst wurden [9]. Die Bestandszahlen für HEK und HAE wurden denen der Hausanschlüsse gleichgesetzt. Gasströmungswächter konnten aufgrund unbekannter Anzahl nicht in der Modellierung berücksichtigt werden.

### 3.1.2.2 Wasserstoffeignung

Tabelle 3.7 bildet die aktuelle Wasserstoffverträglichkeit der Nicht-Rohrleitungs-Assets ab. Analog zu den Rohrleitungen wird in einen Worst Case und Best Case hinsichtlich der Wasserstoffeignung unterschieden. Im Worst Case bezieht sich die Wasserstoffeignung<sup>13</sup> der Nicht-Rohrleitungs-Assets auf die Angaben des „Kompendiums Wasserstoff in Gasverteilnetzen“ mit Stand 2019 [11] und des „Kompendiums Wasserstoff in Gastransportnetzen“ mit Stand 2021 [12]. Ausnahme bilden Untergrundgasspeicher, welche auf Basis der Studie „Wasserstoff speichern – so viel ist sicher“ (2022) [24] hinsichtlich ihrer Wasserstoffverträglichkeit bewertet wurden. Wie bereits in Abschnitt 3.1.1.2 beschrieben, ergibt sich durch die Bewertung nach den Kompendien ein eher konservatives Bild der Wasserstofftauglichkeit der Gasverteil- und -transportnetze. Der Best Case orientiert sich daher an neusten Erkenntnissen, Herstellerangaben und begründeten Annahmen bezüglich der Wasserstoffeignung der Nicht-Rohrleitungs-Assets und fällt dadurch teilweise deutlich optimistischer aus. Die Wasserstoffeignung im Best Case dient als Eingangsparameter für die Transformationspfade-Modellierung.

**Tabelle 3.7: Aktuelle Wasserstoffeignung der Nicht-Rohrleitungs-Assets**

Netzebene	Assets	H <sub>2</sub> -Eignung (Worst Case)	H <sub>2</sub> -Eignung (Best Case)	
		H <sub>2</sub> -Kompendien [11, 12, 24]	Basis Modellierung	
FNB	Verdichter (Turbo)	10 Vol.-%	10 Vol.-%	
	Porenspeicher (OT-/UT-Anlage)	1 Vol.-%	1 Vol.-%	
	Kavernenspeicher (OT-/UT-Anlage)	1 Vol.-%	1 Vol.-%	
FNB/VNB	Leitungsarmaturen	10 Vol.-%	100 Vol.-%	
	PGC	0,2 Vol.-%	0,2 Vol.-%	
	Gaszähler	5/10 Vol.-%	10 Vol.-%	
	Mengenumwerter	10 Vol.-%	10 Vol.-%	
	Druckregelgerät	30 Vol.-%	100 Vol.-%	
	Filter	10 Vol.-%	40 Vol.-%	
	Vorwärmer	10 Vol.-%	40 Vol.-%	
	SAV	10 Vol.-%	60 Vol.-%	
	SBV	10 Vol.-%	60 Vol.-%	
	Ventile	10 Vol.-%	100 Vol.-%	
	Absperrarmatur	10 Vol.-%	100 Vol.-%	
	VNB	Hauseinführungskombinationen (HEK)	10 Vol.-%	100 Vol.-%
		HAE (Kugelhahn)	10 Vol.-%	100 Vol.-%
Hausdruckregler		20 Vol.-%	100 Vol.-%	
Gasströmungswächter		30 Vol.-%	30 Vol.-%	
Balgengaszähler		20 Vol.-%	20 Vol.-%	

<sup>12</sup> Der Einbau von Gasströmungswächtern ist seit dem Jahr 2004 verpflichtend, Quelle: Technische Regel für Gasinstallationen (TRGI)

<sup>13</sup> Hinweis zur H<sub>2</sub>-Eignung: ohne Anpassung möglich

Nachfolgend werden die in Tabelle 3.7 gelisteten Assets in Bezug auf ihre aktuelle Wasserstoffeignung näher betrachtet. Es wird zudem begründet, warum für einige Assets im Best Case eine deutlich höhere Wasserstoffeignung im Vergleich zum Worst Case angesetzt ist. Für eine detaillierte Erläuterung der für die Assets angegebene Wasserstoffeignung sowie des ggf. bestehenden F&E-Bedarfs ist entsprechend auf die H<sub>2</sub>-Kompendien VNB bzw. FNB [11, 12] sowie auf die Studie „Wasserstoff speichern – soviel ist sicher“ [24] verwiesen.

### ***Untergrundgasspeicher***

Nach Einschätzung von [24] sind Untergrundgasspeicher in der Lage Erdgas mit Wasserstoffanteilen von bis zu 1 Vol.-% ohne wesentliche Modifikationen einzuspeichern. Höhere Wasserstoffkonzentrationen erfordern Anpassungsmaßnahmen an wasserstoffsensiblen Speicherkomponenten der Ober- und Untertageanlagen [24]. Dazu zählen u.a. Kolbenverdichter, Gaschromatographen, Dichtungen, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik sowie Packer und Untertage-Sicherheitsabsperrventile [24]. Für die Speicherung von Wasserstoff in bereits existierenden Untergrundgasspeichern müssen die geologischen Gegebenheiten der Speicherformationen berücksichtigt werden. Während sich Kavernenspeicher (meist Salzkavernen) technisch für die Speicherung von Wasserstoff umrüsten lassen, können Porenspeicher nur unter bestimmten geologischen Bedingungen umgestellt werden und müssen individuell bewertet werden [24, 25]. Wasserstoff kann bei Porenspeichern aufgrund möglicher chemischer Reaktionen im Porenraum zu einer Veränderung der Lagerstätte beitragen. Es besteht das Risiko der Bildung von Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S), einer Methanisierung sowie einer möglichen Versottung von Poren [24, 25].

### ***Verdichter***

Bestehende Turboverdichter weisen ohne größeren Anpassungsbedarf eine begrenzte Wasserstoffeignung bis zu 10 Vol.-% auf [26]. Darüber hinaus werden für Wasserstoffkonzentration bis 40 Vol.-% Umrüstungsmaßnahmen erforderlich [26]. Betroffen sind u.a. Laufräder und Getriebe. Für Wasserstoffkonzentration größer 40 Vol.-% und einen Betrieb mit Wasserstoff ist ein Ersatz der bestehende Verdichter notwendig [26]. Ursache dafür besteht in der signifikanten Änderung der Durchflussparameter im Vergleich zu Erdgas. Beispielweise wird aufgrund der geringeren volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff gegenüber Erdgas eine deutliche höhere Verdichterantriebsleistung erforderlich, um die gleiche energetische Transportkapazität zu erreichen [12].

### ***Leitungsarmaturen***

Leitungsarmaturen, wie Absperrschieber oder Kugelhähne, weisen aus materialtechnischer und funktioneller Sicht eine Wasserstoffeignung von mindestens 10 Vol.-% auf [27]. Aus den Ergebnissen von praktischen Untersuchungen der DBI-Gruppe zur inneren und äußeren Dichtigkeit von bestehenden und neuen Absperrarmaturen (DN40 bis DN100) konnte abgeleitet werden, dass die geprüften Stahl-Kugelhähne und Stahl-Schieber gegenüber Wasserstoff dicht sind, insofern dies auch für Erdgas gilt [28].

### ***PGC***

Ältere Prozessgaschromatographen (PGC) können in der Regel keinen Wasserstoff im Gasgemisch analysieren und weisen häufig nur eine begrenzte Wasserstoffeignung in Höhe von 0,2 Vol.-% auf [29]. Eine eichamtliche Umrüstung einzelner Bestandsgeräte ermöglicht laut Herstelleraussagen die Messung von bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff im Gasgemisch [30]. Für



den Betrieb mit Wasserstoff sind neue wasserstoffkompatible PGC für eine Reinheitsanalyse einzusetzen [12].

### **Gaszähler**

Sämtliche für Erdgas zugelassene Gaszähler sind nach PTB TR G19<sup>14</sup> für Wasserstoffkonzentrationen von bis zu 5 Vol.-% zugelassen [31]. Der Einsatz für bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff muss in den relevanten Herstellerunterlagen gestattet sein [31]. Beim Einsatz von Gaszählern für Wasserstoffanteile größer 10 Vol.-% einschließlich reinen Wasserstoffs muss neben einer Herstellererklärung eine Unbedenklichkeitsbescheinigung der PTB vorliegen [31]. Gemäß Herstellerangaben ist aus materialtechnischer, funktioneller und sicherheitstechnischer Sicht bei Drehkolbengaszählern, Turbinenradgaszählern sowie Ultraschallgaszählern eine Wasserstoffeignung von mindestens 10 Vol.-% gegeben [11]. Balgengaszähler als Komponenten im Geltungsbereich der TRGI (DVGW G 600) können nach [32] mit einer Wasserstoffeignung von 20 Vol.-% bewertet werden [11].

### **Mengennumwerter**

Zustands-Mengennumwerter sind reine Recheneinheiten zur Umwandlung des Gasvolumenstroms vom Betriebs- in den Normzustand. Hierbei wird über unterschiedliche Funktionsgleichungen (u.a. GERG2004 bzw. GERG2008, AGA8 und SGERG-88) die Kompressibilitätszahl  $K$  berechnet. Einschränkungen für die Funktionsgleichungen ergeben sich durch die geforderte Genauigkeit von  $\leq 0,1$  % bzw.  $\leq 0,25$  % Abweichung gegenüber realen Messergebnissen (vgl. DIN EN ISO 12213-1 bzw. DVGW G 685-6). Daraus resultieren die maximalen Wasserstoffanteile von 10 Mol.-% Wasserstoff für SGERG-88 und AGA8 sowie von ca. 40 Mol.-% Wasserstoff für GERG2004/08 [12]. Für Wasserstoff können nach DIN EN ISO 12213-2 und DVGW G 265-3 Zustands-Mengennumwerter mit der Funktionsgleichung AGA8 eingesetzt werden.

### **Druckregelgerät und Hausdruckregler**

Eine Vielzahl an Herstellern (u.a. Fiorentini und Honeywell/Elster) geben an, dass (Haus-)Druckregelgeräte für Anwendungen mit Wasserstoff geeignet und beständig sind. Anhand der Herstellererklärungen kann im Best-Case für (Haus-)Druckregler bei gleichbleibender Gasmenge eine Eignung bis 100 Vol.-% Wasserstoff abgeleitet werden, da die statische Belastbarkeit und Sicherstellung der Funktionalität gegeben sind.

### **Filter**

Die technisch-physikalische Funktion eines Filters im Sinne einer mechanischen Reinigung des Gasstroms von Begleitstoffen ist gasartunabhängig. Bei steigenden Wasserstoffkonzentrationen im Gasgemisch steigt unter Berücksichtigung der energetisch gleichbleibenden Transportkapazität (also Erhöhung der Strömungsgeschwindigkeit) die spezifische Flächenbelastung des Filters (z.B. bei 25 Vol.-% Wasserstoffanteil knapp 30 % höhere Flächenbelastung des Filters) [33] [34]. Die Materialbeständigkeit ist analog zu den Annahmen für Stahlwerkstoffe bis 100 Vol.-% gegeben. Die statische Belastbarkeit des Filtergehäuses wird daher als unkritisch abgeleitet. In Abhängigkeit der bisherigen Filterauslegung kann ein Austausch bei höheren Wasserstoffkonzentrationen unter Umständen notwendig werden [33]. Fraglich ist zudem die Beständigkeit des Filtermaterials, da aufgrund steigender Fließgeschwindigkeiten

---

<sup>14</sup> Aktuell erfolgt eine Überarbeitung der PTB TR G19 (Entwurf, Stand Juni 2022). Der sich aus der Überarbeitung ergebende zusätzliche Aufwand ist in Bezug auf die Anpassung der Gaszähler, Mengennumwerter und PGC zu vernachlässigen.

ggf. eine Beschädigung des Filtereinsatzes hervorgerufen wird. Auf Basis der Erfahrungen aus Stadtgas-Zeiten mit wenigstens 40 Vol.-% Wasserstoffanteil im Gasgemisch (1. Gasfamilie Gruppe A, DVGW G260:2000) wird die im Best Case gewählte Wasserstoffeignung des Filters auf 40 Vol.-% angesetzt.

### ***Vorwärmer***

Die erforderliche Gasvorwärmeleistung sinkt mit steigendem Wasserstoffanteil im Gasgemisch bei gleichbleibender energetischer Transportkapazität aufgrund des gegenüber Erdgas umgekehrten Joule-Thomson-Effektes [33]. Der Joule-Thomson-Koeffizient wird gemäß Berechnungen mit der Software „GasCalc“ ab einer Beimischung von etwa 85 Vol.-% Wasserstoff bei den Betriebsbedingungen einer Verdichterstation kleiner gleich Null, womit bei weiter steigenden Wasserstoffanteilen mit einer Erwärmung des Gasgemisches bei der Entspannung zu rechnen ist. Auf Basis der Erfahrungen aus Stadtgas-Zeiten mit wenigstens 40 Vol.-% Wasserstoffanteil im Gasgemisch (1. Gasfamilie Gruppe A, DVGW G260:2000) wird die im Best Case gewählte Wasserstoffeignung des Vorwärmers auf 40 Vol.-% angesetzt.

### ***Sicherheitsventile (SAV und SBV)***

Eine Vielzahl an Herstellern (u.a. Fiorentini, Honeywell, Itron und gAvilar) geben an, dass Sicherheitsventile für Anwendungen mit Wasserstoff geeignet und beständig sind. Im DVGW-Forschungsprojekt „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“ (2013) [35] wird davon ausgegangen, dass Komponenten von Regelanlagen, die in Europa in den Verkehr gebracht werden bzw. worden sind, für Gase mit höheren Wasserstoffanteilen bis mindestens 60 Vol.-% zugelassen und geeignet sind. Anhand der Herstellererklärungen sowie der Erkenntnisse aus dem referenzierten Forschungsprojekt kann im Best-Case für SAV und SBV eine Eignung bis 60 Vol.-% Wasserstoff abgeleitet werden.

### ***Hauseinführungskombination und Hauptabsperreinrichtung (Kugelhahn)***

In Bezug auf Stelleraussagen kann für Hauseinführungskombinationen und Hauptabsperreinrichtungen (Kugelhähne) die Wasserstoffeignung im Best Case bis 100 Vol.-% angesetzt werden. Die Franz Schuck GmbH hat im Rahmen der Gewährleistungsmarke „H2ready“ seine Gebäudeeinführungssysteme sowie die angebotenen Hauptabsperrearmaturen hinsichtlich des Betriebes mit Wasserstoff und unterschiedlichen Beimischungsgrenzen zusammen mit der DBI-Prüfstelle bewertet [36]. Schwerpunkt lag auf der Bewertung der eingesetzten Werkstoffe sowie auf dem Nachweis der Funktionsfähigkeit und der Dauertauglichkeit (Festigkeit und Dichtheit). Weiterhin hat die RMA Kehl GmbH & Co. KG ihre Kugelhähne sowie Hauseinführungen gemeinsam mit dem TÜV in einem festgelegten Prüfverfahren mit 100 Vol.-% Wasserstoff auf deren Dichtheit und allgemeine Tauglichkeit untersucht [37]. Anhand der positiven Ergebnisse konnte eine Freigabe für den Betrieb der getesteten Bauteile mit Wasserstoff erreicht werden.

### ***Gasströmungswächter***

Gasströmungswächter, welche im Verteilnetz sowie im Bereich der Inneninstallation verbaut sind, gelten bei Wasserstoffbeimischungen bis 30 Vol.-% als weiterhin einsetzbar [32]. Bei einem Netzbetrieb mit 100 Vol.-% Wasserstoff sind die eingebauten Gasströmungswächter rechnerisch zu überprüfen und ggf. auszutauschen. Dabei sollten aus sicherheitstechnischen

Gründen zukünftig in der Neuerrichtung nur noch Gasströmungswächter ohne Überströmöffnungen verwendet werden.

### 3.1.2.3 Kostendaten

Im Rahmen der Kostenerhebung wurden für die Netzebene FNB/UGS Kostenfaktoren für die Umstellung und den Neubau von GDRMA und Verdichterstationen für den Betrieb mit Wasserstoff berücksichtigt. Die in Tabelle 3.8 abgebildeten Faktoren dienen zur Skalierung der NEP Gas-Standardkostensätze für GDRMA und Verdichter (NEP Gas 20-30 [7]).

**Tabelle 3.8: Kostenfaktoren Netzelemente FNB**

<b>Netzelemente FNB</b>	<b>Kostenfaktoren Umstellung</b>	<b>Kostenfaktoren Neubau</b>
GDRMA	0,25	1,10
Verdichter	Neubau erforderlich	1,50

Für die Umstellung von gastechischen Anlagen auf Wasserstoff sowie für reguläre und außerplanmäßige Erneuerungsmaßnahmen zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit von Nicht-Rohrleitungs-Assets werden die in Tabelle 3.9 abgebildeten Investitionskosten mit Bezug auf das Jahr 2021 angesetzt. Die Investitionskosten beinhalten neben den Beschaffungskosten den finanziellen Aufwand für die Planung und Umsetzung der Erneuerungs- bzw. Anpassungsmaßnahmen (vgl. Abschnitt 2.4, Modellannahmen). Die Kostendaten basieren u.a. auf den NEP Gas-Standardkostensätzen (NEP Gas 20-30 [7]) sowie auf DBI-interner Projekterfahrung und wurden mit der Projektbegleitgruppe abgestimmt. Die in Tabelle 3.8 gelisteten Kostenfaktoren sind in den entsprechenden Investitionskosten der nachstehenden Tabelle bereits berücksichtigt.

**Tabelle 3.9: Kostendaten der Nicht-Rohrleitungs-Assets**

Netzebene	Asset-Gruppe	Techn. Parameter	Investitionskosten Umstellung auf H <sub>2</sub>	Investitionskosten Austausch/Neubau H <sub>2</sub> -ready
FNB/UGS	Leitungsarmaturen	-	-	100.000 €/Stück
	Verdichterstation	-	-	6.120.000 €/MW
	Gasmessanlagen (GMA)	≤ 5 bar 400 m <sup>3</sup> /h	12.500 €/Anlage	55.000 €/Anlage
		5 bis ≤ 16 bar 1.000 m <sup>3</sup> /h	15.000 €/Anlage	66.000 €/Anlage
		> 16 bar 15.000 m <sup>3</sup> /h	100.000 €/Anlage	440.000 €/Anlage
	Gasdruckregelanlagen (GDRA)	≤ 5 bar 400 m <sup>3</sup> /h	15.000 €/Anlage	66.000 €/Anlage
		5 bis ≤ 16 bar 1.000 m <sup>3</sup> /h	20.000 €/Anlage	88.000 €/Anlage
		> 16 bar 500.000 m <sup>3</sup> /h	2.125.000 €/Anlage	9.350.000 €/Anlage
	Gasdruckregel- & Messanlagen (GDRMA)	≤ 5 bar 400 m <sup>3</sup> /h	17.500 €/Anlage	77.000 €/Anlage
		5 bis ≤ 16 bar 1.000 m <sup>3</sup> /h	30.000 €/Anlage	132.000 €/Anlage
		> 16 bar 500.000 m <sup>3</sup> /h	2.125.000 €/Anlage	9.350.000 €/Anlage
	PGC	-	-	150.000 €/Stück
	Porenspeicher <sup>15</sup>	-	-	60.000.000 €/UGS
	Kavernenspeicher <sup>16</sup>	-	-	85.000.000 €/UGS
VNB	Leitungsarmaturen	-	-	30.000 €/Stück
	Filter	≤ 5 bar	-	1.250 €/Stück
		5 bis ≤ 16 bar	-	1.300 €/Stück
		> 16 bar	-	7.000 €/Stück
	Gaszähler	≤ 5 bar	-	7.340 €/Stück
		5 bis ≤ 16 bar	-	5.130 €/Stück
		> 16 bar	-	12.585 €/Stück
	Balgengaszähler	-	-	252 €/Stück
	Absperrarmatur / Ventil	≤ 5 bar	-	300 €/Stück
		5 bis ≤ 16 bar	-	300 €/Stück
		> 16 bar	-	5.100 €/Stück
	Druckregler	≤ 5 bar	-	1.100 €/Stück
		5 bis ≤ 16 bar	-	4.500 €/Stück
		> 16 bar	-	7.600 €/Stück
	Vorwärmer	> 16 bar	-	12.000 €/Stück
	SAV	> 16 bar	-	9.800 €/Stück
	SBV	≤ 5 bar	-	500 €/Stück
		5 bis ≤ 16 bar	-	1.850 €/Stück
		> 16 bar	-	1.100 €/Stück
Mengenumwerter	-	800 €/Stück	2.050 €/Stück	
PGC	-	-	70.000 €/Stück	
Hauseinführungs-kombinationen (HEK)	-	-	800 €/Stück	
HAE (Kugelhahn)	-	-	800 €/Stück	
Hausdruckregler	-	-	170 €/Stück	
Balgengaszähler (Haus)	-	-	160 €/Stück	

<sup>15</sup> durchschnittliche Umstellungskosten Beispiel-Porenspeicher (konservativ, aufgerundet) nach [24].

<sup>16</sup> durchschnittliche Umstellungskosten Beispiel-Kavernenspeicher (konservativ, aufgerundet) nach [24].

## 3.2 Gasanwendungen

In diesem Abschnitt erfolgt die Herleitung der Eingangsdaten für das Mengen-Kosten-Gerüst im Bereich Gasanwendungen. Innerhalb der Transformationspfade-Modellierung werden die in Deutschland bestehenden häuslichen Gasgeräte, Gaskraftwerke und KWK-Anlagen berücksichtigt.

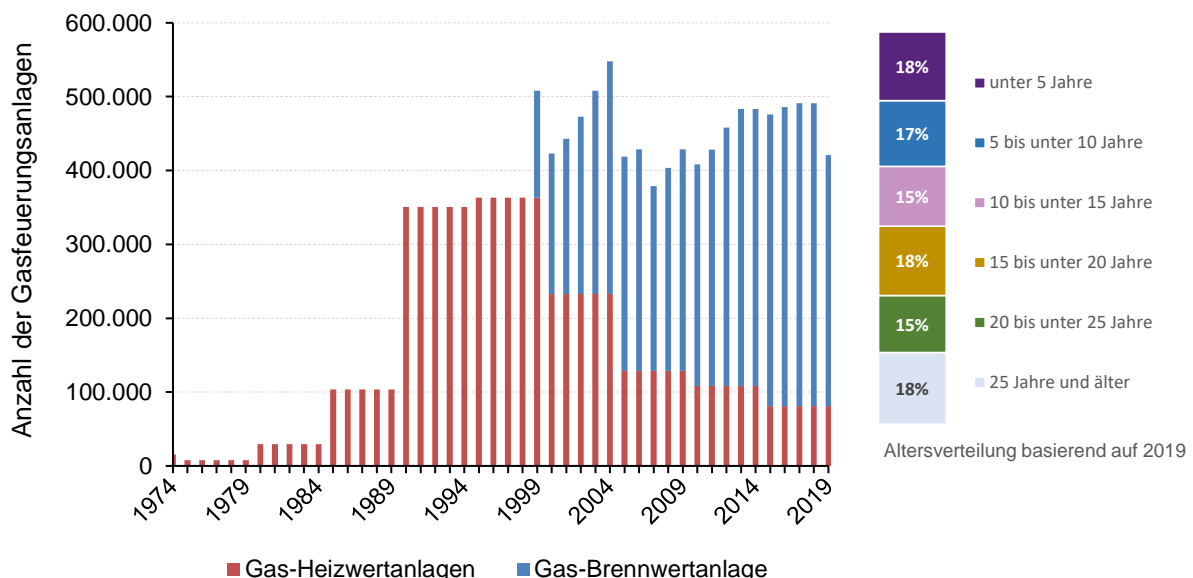
### 3.2.1 Häusliche Gasgeräte

Auf Basis der Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks 2019 [38] konnten die Bestandsdaten der häuslichen Gasgeräte, insbesondere Gasfeuerungsanlagen, ermittelt werden. In Deutschland existieren ca. 15 Millionen Gasheizungsanlagen und schätzungsweise ca. 4,5 Millionen Gasherde und -öfen (Stand 2019) (vgl. Tabelle 3.10).

**Tabelle 3.10: Bestandsdaten häuslicher Gasgeräte in Deutschland (Stand 2019)**

Gasfeuerungsanlagen / häusliches Gasgerät	Anzahl	Quelle
Gasfeuerungsanlagen (Brennwert)	6.782.000	[38]
Gasfeuerungsanlagen (Heizwert)	6.964.000	[38]
Gas-Warmwasserheizer	989.400	[38]
Gas-Raumheizer	615.000	[38]
Gasherde und -öfen	4.560.000	[39]
<b>SUMME</b>	<b>19.910.400</b>	

Abbildung 3.2 zeigt die Altersstruktur der in Deutschland verbauten Gasfeuerungsanlagen im Jahr 2019. Erfasst ist die bestehende Anzahl an Gas-Heizwertanlagen für den Errichtungszeitraum von 1974 bis 2019. Die Erfassung der Gas-Brennwertanlagen beschränkt sich auf den Zeitraum von 1999 bis 2019.



**Abbildung 3.2: Altersstruktur der in Deutschland existierenden Gasfeuerungsanlagen (Gas-Heizwertanlagen und Gas-Brennwertanlagen), Erfassungszeitraum 1974 bis 2019 [38]**

Gas-Brennwertanlagen sind seit ca. 1985 auf dem Markt [21]. Das Durchschnittsalter deutscher Gasheizungsanlagen beträgt ca. 15 Jahre [40]. Aus Sicht der Hersteller liegt die Nutzungsdauer von Gasfeuerungsanlagen bei 15 bis 20 Jahren. Danach wird ein Austausch

empfohlen [40]. Ca. 60 % der bestehenden Gas-Heizwertanlagen sind älter als 20 Jahre [38]. Mit Bezug auf den in Abbildung 3.2 abgebildeten Gerätebestand (ca. 14 Mio. Gasfeuerungsanlagen) entspricht dies einem Anteil von 33 %.

Die Ermittlung des regulären (alterungsbedingten) Erneuerungsbedarfs häuslicher Gasgeräte erfolgte im Rahmen der Systemmodellierung auf Basis der Altersverteilung entsprechend Abbildung 3.2 sowie einem gewählten Erwartungswert der technischen Nutzungsdauer. Aufgrund des hohen Anteils von Gas-Feuerungsanlagen, die älter als 20 Jahre sind, wurde im Rahmen der Modellierung der Erwartungswert der technischen Nutzungsdauer für häusliche Gasgeräte vereinfacht auf 30 Jahre gesetzt. Für die in Abbildung 3.2 nicht erfassten Gasgeräte (Gas-Warmwasserheizer, Gas-Raumheizer und Gasherde/-öfen) wurde aufgrund fehlender Datelage eine gleichmäßige Altersverteilung gemäß Abbildung 3.2 (rechte Seite) angenommen. Auf Basis der Altersverteilung und der angesetzten technischen Nutzungsdauer ergeben sich im Zeitraum 2021 bis 2050 die folgenden Erneuerungsraten (siehe Tabelle 3.11).

**Tabelle 3.11: Durchschnittliche jährliche Erneuerungsraten häuslicher Gasgeräte für den Zeitraum 2021 bis 2045**

<b>Zeitraum</b>	<b>durchschnittliche jährliche Erneuerungsraten häuslicher Gasgeräte</b>
2021-2024	3,66%
2025-2029	2,90%
2030-2034	3,54%
2035-2039	3,05%
2040-2044	3,35%
2045	3,50%
<b>2021-2045</b>	<b>3,29%</b>

Nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer erfolgt nach Modellannahme der alterungsbedingte Austausch eines Gasgerätes. Für neue Gasgeräte wird eine generelle Wasserstoffeignung vorausgesetzt. Laut Herstellerangaben können zukünftig neue Gas-Brennwertgeräte optional auf einen Wasserstoffbetrieb umgestellt werden [41, 42]. Diese „H<sub>2</sub>-ready“-Brennwertgeräte werden nach Aussagen von Gasgeräteherstellern, wie der Viessmann Deutschland GmbH, voraussichtlich ab dem Jahr 2024 am Markt verfügbar sein [42].

Im Rahmen von TP 3 „Roadmap Gasanwendungen“ wurden verschiedene häusliche Gasgeräte hinsichtlich ihrer Wasserstoffverträglichkeit im Praxistest untersucht. Die Tests ergaben, dass die untersuchten Bestandsgeräte für eine Wasserstoffkonzentration in Höhe von 20 Vol.-% geeignet sind [43]. Bei höheren Wasserstoffkonzentrationen ab 30 Vol.-% ist ein ordnungsgemäßer Betrieb der Geräte oftmals nicht mehr gewährleistet. Übersteigt die Wasserstoffkonzentration im Gasfluss 20 Vol.-% wird nach Modellannahme ein Austausch der Gasgeräte erforderlich. Umrüstungsmaßnahmen an älteren Bestandsgeräten sind aufgrund des technischen Anpassungsbedarfs sowie einer Rezertifizierung gegenüber einem Geräte-neukauf nicht wirtschaftlich. Tabelle 3.12 listet die im Rahmen der Modellberechnung angesetzten Investitionskosten für häusliche Gasgeräte. Angegeben sind zum einen durchschnittliche Investitionskosten für Erdgasgeräte. Die Kosten für wasserstoffgeeignete Geräte (H<sub>2</sub>-ready) werden jeweils um 10 % höher angesetzt.

**Tabelle 3.12: Investitionskosten für häusliche Gasgeräte (Expertenschätzung)**

Gasgerät	spezifische Investitionskosten	
	Erdgas	H <sub>2</sub> -geeignet*
Gasfeuerungsanlagen (Brennwert)	8.500 €	9.350 €
Gasfeuerungsanlagen (Heizwert)	5.500 €	6.050 €
Gas-Warmwasserheizer	3.000 €	3.300 €
Gas-Raumheizer	3.000 €	3.300 €
Gasherde und -öfen	350 €	385 €

\*Kostenfaktor: H<sub>2</sub>-ready = 1,1

### 3.2.2 Gaskraftwerke

Die im Rahmen der Modellierung verwendeten Eingangsdaten zu den in Deutschland existierenden Gaskraftwerken basieren auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand: 15.11.2021) [44]. Berücksichtigt wurden dabei Gaskraftwerke, welche aktuell in Betrieb sind und Gasturbinen zur Stromerzeugung einsetzen. Auf Basis dieser Kriterien konnten 296 Gaskraftwerke mit einer elektrischen Wirkleistung von insgesamt ca. 16,5 GW identifiziert werden [44].

In Gaskraftwerken werden in der Regel Gasturbinen als Technologie zur Stromerzeugung eingesetzt. Die im deutschen Gaskraftwerksbestand verbauten Gasturbinen weisen größtenteils eine begrenzte Wasserstoffverträglichkeit von mindestens 1 Vol.-% auf [27]. Vereinzelt Hersteller geben zudem eine mögliche Zumischgrenze ohne jegliche Anpassung von 5 Vol.-% an [27]. Die größten Herausforderungen bei der Erhöhung des Wasserstoffanteils des zu verbrennenden Gases stellen die Erhöhung der Flammgeschwindigkeit sowie die Flammgeometrie dar [45]. Mit steigendem Wasserstoffanteil im Grundgas erhöhen sich die Instabilitäten der Flamme, so dass der Flammenverlust droht. Bei Verlust der Flamme wird die Anlage unplanmäßig abgeschaltet. Zudem wird mit steigendem Wasserstoffanteil die Zündverzögerungszeit verringert [46]. Diese Mechanismen wirken sich zusätzlich auf die Verbrennungsleistung aus. Die Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz setzt einen sicheren Betrieb von Gaskraftwerken mit unterschiedlichen Mischungsverhältnissen aus Wasserstoff und Erdgas voraus. Oftmals ist daher eine Umrüstung bzw. ein Austausch der Gasturbinen erforderlich. Diverse Hersteller haben erfolgreich neue Gasturbinen mit festen Wasserstoffanteilen zwischen 30 Vol.-% und 100 Vol.-% getestet [47–49]. Gasturbinen-Hersteller haben sich zum Ziel gesetzt bis zum Jahr 2030 zukunftsfähige wasserstoffgeeignete Gasturbinen mit maximaler Brennstoffflexibilität für Gaskraftwerke zu entwickeln [50]. Diese können mit jeder beliebigen Konzentration aus Erdgas und Wasserstoff betrieben werden.

Auf Basis der recherchierten Bestandsdaten existierender Gaskraftwerke in Deutschland (Status: in Betrieb; Gasturbinen) wurden im Rahmen der Modellierung die folgenden Annahmen zur Ermittlung der Ersatzinvestitionskosten für Gasturbinen getroffen:

- aktuelle Wasserstofftoleranz Gaskraftwerke: 5 Vol.-% [27]
- Austausch der Gasturbinen ab einer Wasserstoffkonzentration > 5 Vol.-%
- Differenzierung der Investitionskosten für neue Gasturbinen in Abhängigkeit der elektrischen Wirkleistung der Gaskraftwerke:
  - < 200 MW<sub>el</sub>: 385.000 €/MW [51]
  - > 200 MW<sub>el</sub>: 103.000 €/MW (Quelle: Expertenschätzung DBI)
  - Zusätzliche Hilfssysteme: 10 % der Investitionskosten (Quelle: DBI)

### 3.2.3 KWK-Anlagen

Die in diesem Abschnitt vorgestellten Daten basieren auf dem Abschlussbericht des Forschungsprojektes „H<sub>2</sub> in the Gas Network“ (2022) [52]. Für die Herleitung der nachfolgend aufgeführten Daten ist entsprechend auf [52] verwiesen.

Die in Tabelle 3.13 gelisteten Bestandsdaten der in Deutschland existierenden Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) mit stationären Erdgas-Verbrennungsmotoren basieren auf dem Marktstammdatenregister (Stand: 30. März 2021). Die Gesamtanzahl dieser Anlagen beträgt nach [52] 35.206. Die große Mehrheit der Anlagen (ca. 84 %) weist eine Leistung von  $\leq 50$  kW auf.

**Tabelle 3.13: Anzahl der bestehenden KWK-Anlagen in Abhängigkeit der Anlagenleistung [52]**

Anlagenleistung (Brutto-Leistung)	Anzahl KWK-Anlagen	Durchschnittliche Anlagenleistung (Brutto-Leistung)
$\leq 10$ kW	17.237	5,5 kW
$\leq 50$ kW	12.274	20,0 kW
$\leq 500$ kW	4.184	140,0 kW
$\leq 2.000$ kW	1.188	998,0 kW
$\leq 10.000$ kW	290	3.884,0 kW
$> 100.000$ kW	33	18.900,0 kW
<b>Gesamtbestand</b>	<b>35.206</b>	

Die in KWK-Anlagen zum Einsatz kommenden stationären Gasmotoren sind mit einer Wasserstoffeignung von 2 Vol.-% zu bewerten [52]. Steigende Wasserstoffkonzentrationen im Gasgemisch erfordern technische Anpassungsmaßnahmen, um die Wasserstoffkompatibilität der Anlagen gewährleisten zu können. Im Vergleich zu Erdgas ergeben sich aus der Verwendung von Wasserstoff erhöhte Anforderungen an die Dichtheit und Materialbeständigkeit aller brennstoffführenden Komponenten dieser Anlagen. Zudem müssen die erweiterten Zündgrenzen von Wasserstoff sowohl für den Verbrennungsprozess als auch den Explosionsschutz berücksichtigt werden.

Nachfolgend werden die zur Erhöhung der Wasserstoffkompatibilität von KWK-Anlagen erforderlichen Maßnahmen sowie die damit verbundenen Investitionskosten zusammenfassend vorgestellt (vgl. Tabelle 3.14). Für detaillierte Informationen ist auf [52] verwiesen.

- Bei Wasserstoffkonzentration bis 10 Vol.-% wird davon ausgegangen, dass der Turbolader ausgetauscht werden muss. Die Kosten für den Austausch des Turboladers liegen zwischen 3.750 € für Anlagen  $\leq 10$  kW und 49.750 € für Anlagen  $> 10$  MW. [52]
- Bei Wasserstoffkonzentration bis 30 Vol.-% wird davon ausgegangen, dass der Motor samt Turbolader ausgetauscht und ein Gasbeschaffenheitssensor eingebaut werden muss. Die Kosten für den Motor liegen zwischen 22.538 € für Anlagen mit Leistungen  $\leq 10$  kW und 649.204 € für Anlagen mit Leistungen  $> 10$  MW. Für den Gasbeschaffenheitssensor werden unabhängig von der Anlagengröße Kosten in Höhe von 37,50 € angesetzt. [52]
- Bei Wasserstoffkonzentration bis 100 Vol.-% wird davon ausgegangen, dass neben dem Austausch des Motors (inkl. Ersatz von Kolben, Zylinderköpfen und Zündkerzen) und des Turboladers der Venturi-Mischer durch ein neues Kraftstoff-Einspritzsystem ersetzt werden muss. Zudem muss ein Gasbeschaffenheitsmesser installiert werden.



Darüber hinaus erfordern Wasserstoffkonzentrationen bis 100 Vol.-% die Installation eines neuen Verdichters, wodurch die Kosten deutlich steigen. Es wird davon ausgegangen, dass KWK-Anlagen mit direktem Zugang zum Gashochdrucksystem (Annahme: Anlagen > 2.000 kW) nicht durch einen externen Verdichter ergänzt werden müssen. [52]

**Tabelle 3.14: Spezifische Investitionskosten für die Nachrüstung bestehender KWK-Anlagen zur Erhöhung der Wasserstoffkompatibilität [52]**

Anlagenleistung	spezifische Anpassungskosten			Verdichterkosten
	für 10 Vol.-% H <sub>2</sub> -Eignung	für 30 Vol.-% H <sub>2</sub> -Eignung	für 100 Vol.-% H <sub>2</sub> -Eignung	Anteil an den Kosten für 100 Vol.-% H <sub>2</sub> -Eignung
≤ 10 kW	682 €/kW	4.098 €/kW	16.236 €/kW	6.411 €/kW (40%)
≤ 50 kW	188 €/kW	1.127 €/kW	4.788 €/kW	2.086 €/kW (44%)
≤ 500 kW	27 €/kW	171 €/kW	1.125 €/kW	680 €/kW (60%)
≤ 2.000 kW	5 €/kW	53 €/kW	510 €/kW	270 €/kW (53%)
≤ 10.000 kW	5 €/kW	38 €/kW	215 €/kW	-
> 100.000 kW	3 €/kW	34 €/kW	208 €/kW	-

Im Rahmen der Transformationspfade-Modellierung wird aufgrund der unvollständigen Datenlage in Bezug auf die Altersstruktur und Bestandsentwicklung der KWK-Anlagen auf die Berücksichtigung der regulären Erneuerung verzichtet. Die Modellierung weist ausschließlich die erforderlichen Investitionskosten infolge der Maßnahmen zur Erhöhung der Wasserstoffkompatibilität der bestehenden KWK-Anlagen aus. Für detaillierte Informationen zu den Kosten infolge eines Neubaus von wasserstoffkompatiblen KWK-Anlagen ist auf [52] verwiesen.

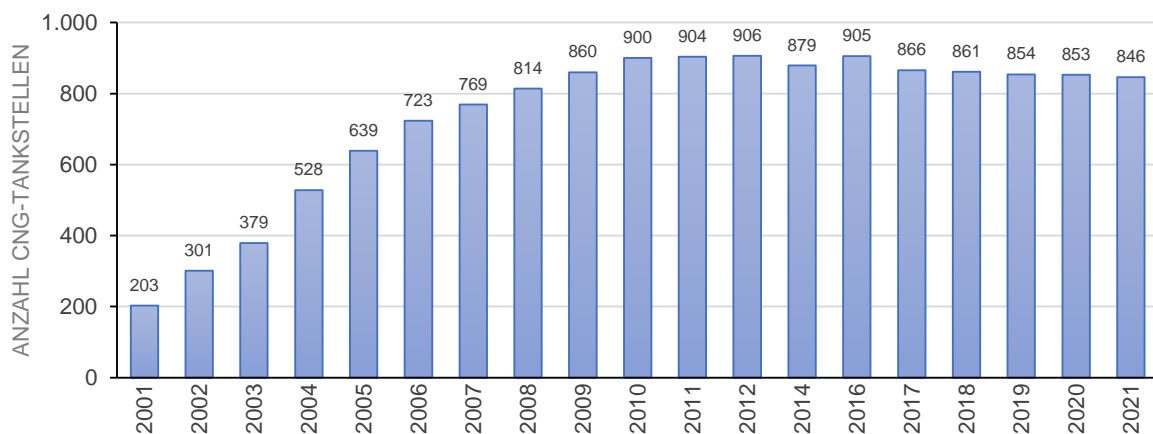
### 3.3 Gasmobilität

In diesem Abschnitt erfolgt die Herleitung der Eingangsdaten für das Mengen-Kosten-Gerüst im Bereich Gasmobilität. Innerhalb der Transformationspfade-Modellierung werden die in Deutschland bestehenden CNG-Tankstellen sowie CNG-Fahrzeuge berücksichtigt.

#### 3.3.1 CNG-Tankstellen

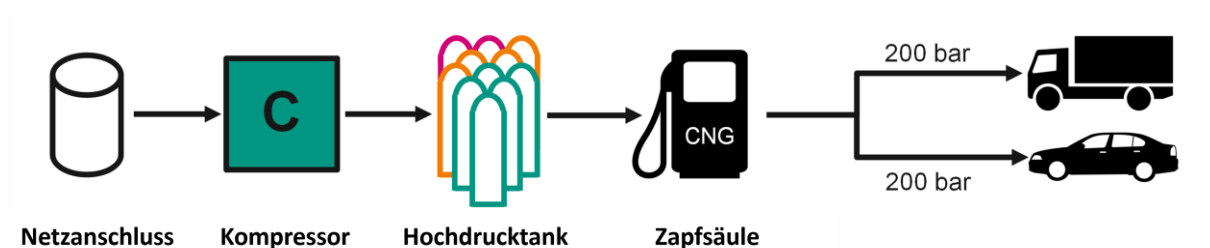
Die in diesem Abschnitt vorgestellten Eingangsdaten zu Erdgas(CNG)-Tankstellen basieren auf den Annahmen und Berechnungen des Forschungsprojektes „H<sub>2</sub> in the Gas Network“ (2022) [52]. Für die Herleitung der technischen Auslegung von Erdgas- und Wasserstofftankstellen ist entsprechend auf [52] verwiesen.

Abbildung 3.3 zeigt den zeitlichen Verlauf des deutschen CNG-Tankstellenbestands. Im Jahr 2021 lag die Anzahl an CNG-Tankstellen mit 846 unter dem Vorjahreswert [53]. Seit dem Jahr 2016 ist der Bestand rückläufig.



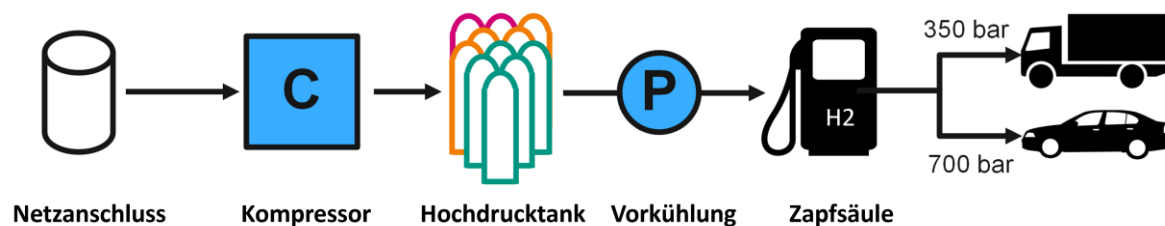
**Abbildung 3.3: CNG-Tankstellenbestandsverlauf [53]**

Abbildung 3.4 zeigt die technischen Bestandteile einer CNG-Tankstelle. Die Hauptkomponenten einer CNG-Tankstelle sind eine Hochdruck-Gastrocknungsanlage, ein Kompressormodul inkl. Regelungssystem, ein Hochdruckspeichertank sowie mindestens eine CNG-Zapfsäule. Das Gas wird zunächst in einen Aufbereiter geleitet. Dort werden Feuchtigkeit und Verunreinigungen entfernt. Anschließend wird das Gas in mehreren Stufen auf 300 bar verdichtet und in einen Hochdruckspeichertank geleitet. In der Regel hat dieser Speicher drei Druckstufen. Das CNG-Fahrzeug wird je nach Druckniveau im Fahrzeugtank mit der passenden Druckstufe über die Zapfsäule befüllt.



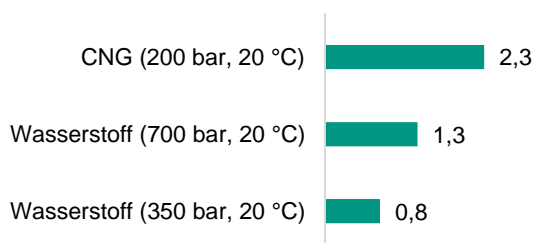
**Abbildung 3.4: Technische Bestandteile einer CNG-Tankstelle, in Anlehnung an [52] (übersetzt)**

Aufgrund der niedrigeren Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas sinkt die Kapazität vorhandener CNG-Tankstellen. Für Wasserstoffkonzentrationen von 10 und 30 Vol.-% wurde daher in [52] angenommen, dass Kompressor und Hochdruckspeicher ausgetauscht werden müssen. Der Betrieb mit 100 % Wasserstoff erfordert eine Neuauslegung der Tankstellen für die Belieferung von wasserstoffkompatiblen CNG-Fahrzeugen (Wasserstoffverbrenner). Abbildung 3.5 zeigt den Aufbau einer solchen Wasserstofftankstelle. Diese besitzt zwei Zapfanlagen, jeweils einen Kompressor für einen Wasserstoff-Hochdruckspeicher mit 500 bar für Nutzfahrzeuge (NFZ) sowie einen Speicher mit 900 bar für Personenkraftwagen (PKW) und eine Vorkühlung, die beiden Zapfanlagen vorgeschaltet ist.



**Abbildung 3.5: Aufbau Wasserstofftankstelle, in Anlehnung an [52] (übersetzt)**

Aufgrund der niedrigeren Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas ist für die Betankung von H<sub>2</sub>-PKW ein Druck von 700 bar und für H<sub>2</sub>-LKW ein Druck von 350 bar notwendig (vgl. Abbildung 3.6).



**Abbildung 3.6: Volumenbezogene Energiedichte verschiedener Brennstoffe in kWh/l, in Anlehnung an [52]**

Um Brennstoffzellenfahrzeuge zu betanken, muss möglicherweise eine zusätzliche Gasaufbereitung des leitungsgebundenen Gases erfolgen, um die benötigte Reinheit des Wasserstoffes bereitstellen zu können. Es wird angenommen, dass die bestehenden Gasleitungen für den Netzanschluss der Tankstellen wasserstoffgeeignet sind.

Tabelle 3.15 und Tabelle 3.16 listen die komponentenspezifischen Mehrinvestitionskosten zur Anpassung von CNG-Tankstellen hin zu 10, 30 und 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit im Vergleich zu einer normalen CNG-Tankstelle (PKW- bzw. LKW-Tankplatz).

**Tabelle 3.15: Mehrinvestitionen für die Anpassung existierender CNG-Tankstellen hin zu 10, 30 und 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit im Vergleich zu einer normalen CNG-Tankstelle (PKW-Tankplatz) [52]**

Komponente	Einheit	10 Vol.-% H <sub>2</sub>	30 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Kompressor	T€	32	34	784
Hochdruck-Speicher	T€	24	31	252
Zapfsäule	T€	0	0	122
Vorkühlung	T€	0	0	37
Mess- und Steuerungstechnik, sowie Sicherheitstechnik	T€	0	0	159
Montage	T€	0	0	79
Kontingenz	T€	0	0	39
<b>SUMME</b>	<b>T€</b>	<b>56</b>	<b>65</b>	<b>1.436</b>

**Tabelle 3.16: Mehrinvestitionen für die Anpassung existierender CNG-Tankstellen hin zu 10, 30 und 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit im Vergleich zu einer normalen CNG-Tankstelle (LKW-Tankplatz) [52]**

Komponente	Einheit	10 Vol.-% H <sub>2</sub>	30 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Kompressor	T€	11	25	657
Hochdruck-Speicher	T€	9	38	715
Zapfsäule	T€	0	0	56
Vorkühlung	T€	0	0	0
Mess- und Steuerungstechnik, sowie Sicherheitstechnik	T€	4	11	257
Standortvorbereitung	T€	1	4	86
Montage	T€	1	4	101
Kontingenz	T€	1	2	51
<b>SUMME</b>	<b>T€</b>	<b>27</b>	<b>84</b>	<b>1.923</b>

Neben dem Umbau der bestehenden CNG-Tankstellen stehen alternative Optionen für deren Weiterbetrieb bereit. Neben der Abscheidung des Wasserstoffanteils aus dem Erdgasstrom im Gasnetz mittels Membranen kann der Wasserstoff ebenso vor der Tankstelle unter Bereitstellung von CO<sub>2</sub> methanisiert werden. Auch eine Trailerversorgung der CNG-Tankstellen mit Methan wäre denkbar. In Folge dieser Optionen erübrigt sich die technische Anpassung der CNG-Fahrzeuge für einen Betrieb mit wasserstoffhaltigen Gasen bzw. Wasserstoff. Diese alternativen Betrachtungen sind im Detail nicht Bestandteil dieser Studie. Für weiterführende Informationen ist auf den Abschlussbericht des Forschungsprojektes „H<sub>2</sub> in the Gas Network“ (2022) verwiesen [52].

### 3.3.2 CNG-Fahrzeuge

Die in diesem Abschnitt vorgestellten Daten basieren auf dem Abschlussbericht des Forschungsprojektes „H<sub>2</sub> in the Gas Network“ (2022) [52]. Für die Herleitung der nachfolgend aufgeführten Daten ist entsprechend auf [52] verwiesen.

Tabelle 3.17 listet die Bestandszahlen der in Deutschland beim Kraftfahrt Bundesamt registrierten Erdgas(CNG)-Fahrzeuge in Abhängigkeit von der Fahrzeugart und vom Fahrzeugtyp. Der Anteil der ca. 100.000 CNG-Fahrzeuge im Vergleich zu den insgesamt

ca. 50 Millionen Kraftfahrzeugen in Deutschland (Stand 01.01.2019, sämtliche Kraftstoffarten) ist mit ca. 0,2 % sehr gering.

**Tabelle 3.17: Bestandszahlen der CNG-Fahrzeuge in Deutschland (Stand 01.01.2019) [52]**

Fahrzeugart	Fahrzeugtyp	Anzahl CNG-Bestandsfahrzeuge
Personenfahrzeuge (PKW)	Klein	21.661
	Medium	21.327
	Groß/SUV	37.806
Lastkraftwagen (LKW)	leichte Nutzfahrzeuge <3.5t (N1)	11.754
	Mittel-/Schwerlastwagen >3.5t (N2 & N3)	691
Busse	Bus	883
<b>Gesamtbestand CNG-Fahrzeuge in Deutschland</b>		<b>94.122</b>

Die Wasserstoffverträglichkeit der bestehenden CNG-Fahrzeuge wird maßgeblich durch die verbauten Tanks und Gasmotoren auf 2 Vol.-% begrenzt, weshalb bei steigenden Wasserstoffkonzentrationen im Gasgemisch technische Modifikationen in diesen Bereichen erforderlich werden [52].

Von einer Umrüstung bestehender CNG-Fahrzeuge ist nach [52] abzusehen. Zum einen kann der Hubraum des bestehenden Fahrzeugs nicht verändert werden, sodass Einbußen bei der Motorleistung in Kauf genommen werden müssen. Weiterhin ist das Tankvolumen auf den vorhandenen Bauraum des Tanksystems begrenzt, sodass steigende Wasserstoffkonzentrationen im Kraftstoff aufgrund der verringerten Kraftstoffdichte mit einer geringeren Reichweite einhergehen. Im Rahmen der Modellierung wird daher angenommen, dass die bestehenden CNG-Fahrzeuge durch neue wasserstoffkompatible Fahrzeuge ersetzt werden müssen.

Im Vergleich zu Erdgas ergeben sich aus der Verwendung von Wasserstoff zum einen erhöhte Anforderungen an die Dichtheit und Materialbeständigkeit aller kraftstoffführenden Komponenten im Fahrzeug. Zusätzlich müssen beim Neubau von wasserstoffkompatiblen CNG-Fahrzeugen weitere Maßnahmen ergriffen werden. Um bei einem erhöhten Wasserstoffanteil die gewünschte Antriebsleistung des Fahrzeugs zu erreichen, wird eine Hubraumanpassung erforderlich. Außerdem muss das Tankvolumen der Fahrzeuge vergrößert werden, um die erforderliche Reichweite zu gewährleisten. Tabelle 3.18 listet die Investitionskosten, welche zusätzlich erforderlich sind, um neue CNG-Fahrzeuge für Wasserstoffkonzentrationen von 10, 30 bzw. 100 Vol.-% kompatibel zu machen. Für detaillierte Informationen in Bezug auf die notwendigen Anpassungsmaßnahmen zur Erhöhung der Wasserstoffkompatibilität von CNG-Fahrzeugen sowie die damit verbundenen Komponenten-spezifischen Kosten ist auf [52] verwiesen.

**Tabelle 3.18: Investitionskosten für die Anpassung neuer CNG-Fahrzeuge (1. Generation) zur Erhöhung der Wasserstoffkompatibilität [52]**

Fahrzeugart	Fahrzeugtyp	spezifische Anpassungskosten pro Fahrzeug		
		10 Vol.-% H <sub>2</sub>	30 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Personenfahrzeuge (PKW)	Klein	225 €	3.189 €	14.020 €
	Medium	225 €	3.189 €	14.020 €
	Groß/SUV	225 €	3.189 €	14.020 €
Lastkraftwagen (LKW)	leichte Nutzfahrzeuge <3.5t (N1)	225 €	3.995 €	15.731 €
	Mittel-/Schwerlastwagen >3.5t (N2 & N3)	225 €	10.947 €	45.485 €
Busse	Bus	225 €	10.947 €	45.485 €

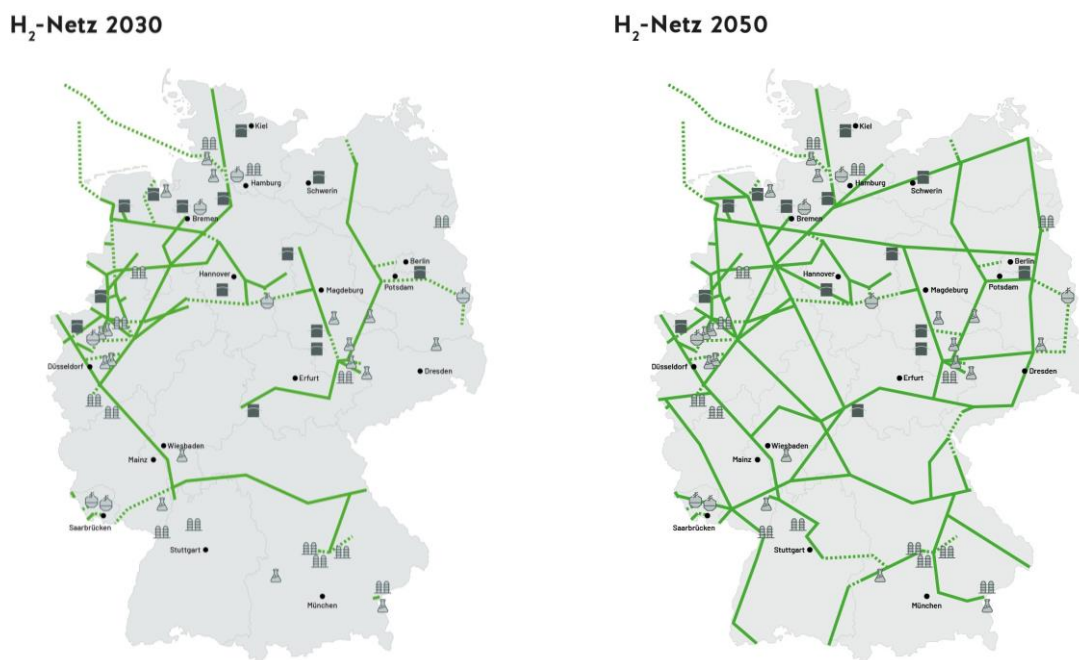
## 4 Transformationspfade-Szenarien

Nachfolgend werden die in Abhängigkeit der Netzebenen FNB/UGS und VNB definierten Transformations-Szenarien vorgestellt. Diese bilden feste Transformationspfade hinsichtlich der Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit des Gassystems (Gasinfrastruktur, Gasanwendungen, Gasmobilität) im Zeitraum 2021 bis 2045 ab. Den Szenarien liegt keine Gasnachfrageentwicklung zugrunde, sodass diese losgelöst von den Verbrauchsszenarien aus TP 4 zu betrachten sind. Eine Bestandsentwicklung der deutschen Gasinfrastruktur und der Gasanwendungstechnologien findet daher bei der Transformation keine Berücksichtigung. Ausnahme bildet der geplante Neubau an Wasserstoffleitungen im Rahmen des Aufbaus eines überregionalen Wasserstofftransportnetzes (H<sub>2</sub>-Backbone) (vgl. Abschnitt 4.1)

Mit Hilfe des DBI-Transformationspfade-Modells erfolgt anhand der Transformations-Szenarien die Ermittlung des technischen Anpassungsbedarfs im bestehenden Gassystem sowie der damit verbundenen Mehrinvestitionen.

### 4.1 Szenario FNB/UGS

Das Transformations-Szenario der Netzebene FNB/UGS orientiert sich an den aktuellen Planungen der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.). Demnach soll neben dem Erdgasnetz in mehreren Stufen ein Wasserstoffnetz aufgebaut werden (vgl. Abbildung 4.1).



**Abbildung 4.1: H<sub>2</sub>-Netz 2030 und 2050 entsprechend FNB Gas e.V. [54, 55]**

Nach den Planungen von FNB Gas e. V. soll dieses Wasserstoffnetz bis zum Jahr 2030 eine Leitungslänge von etwa 5.100 km Länge umfassen, von denen ca. 3.700 km auf umgestellten Erdgasleitungen basieren und ca. 1.400 km neugebaute Wasserstoffleitungen sind [54]. Über dieses Netz soll im Jahr 2030 ein Wasserstoffbedarf von ca. 71 TWh (Heizwert) für die energetische und stoffliche Nutzung gedeckt werden können [54]. Bis zum Jahr 2050 soll das Wasserstoffnetz auf eine Länge von etwa 13.300 km anwachsen [55]. Davon sind ca. 11.000 km umgestellte Erdgasleitungen und ca. 2.300 km neugebaute Wasserstoffleitungen [55]. Das geplante Wasserstoffnetz kann danach eine Energiemenge von 504 TWh (Heizwert)

bereitstellen [55]. Die ausgewiesenen Leitungslängen beziehen sich laut den FNBs ausschließlich auf die Haupttransportnetzebene. Das Wasserstoffnetz 2050 stellt demnach die aus heutiger Sicht wahrscheinlichen Hauptverbindungsleitungen im künftigen Wasserstofftransportnetz dar und ist somit bezogen auf die Netzlänge ein Mindestansatz. Anhang A3 zeigt die Karten des prospektiven Wasserstoffnetzes von FNB Gas e.V. im Jahr 2030 und 2050 in höherer Auflösung. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen zukünftig ebenfalls von einer Nachfrage von erneuerbarem synthetischem Methan aus, wonach neben dem Wasserstoffnetz ein Erdgas- bzw. Methanetz bestehen bleibt. Eine Wasserstoffbeimischung in das Erdgasnetz auf Transportnetzebene ist aus Gründen des Gastransits sowie der Versorgung sensibler Industriekunden und Erdgastankstellen aktuell auf maximal 2 Vol.-% begrenzt [7, 56]. Die Fernleitungsnetzbetreiber schließen allerdings nicht aus, dass künftig auch höhere Beimischkonzentrationen in das Erdgas- bzw. Methanetz auf Transportnetzebene möglich werden [7]. Dies ist zunächst nur in regional in sich „geschlossenen Netzbereichen“ möglich, soweit dies das zuständige Regelwerk, das betreffende Gasversorgungssystem sowie die angeschlossenen Gasverbraucher zulassen [56, 57].

Im untersuchten Szenario FNB/UGS werden die Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber für ein Wasserstoffnetz berücksichtigt (vgl. Tabelle 4.1). Der Aufbau des Wasserstoffnetzes mit einer Gesamtlänge von 13.300 km im Jahr 2050 soll nach Modellannahme allerdings schon im Jahr 2045 fertiggestellt sein. Für das Stützjahr 2025 wird nach Modellannahme ein Drittel der Leitungslänge des Wasserstoffnetzes im Jahr 2030 angesetzt. Für die Stützjahre 2035 und 2040 wurden die entsprechenden Leitungslängen linear interpoliert. In Abhängigkeit der aktuellen Gesamtleitungslänge des Gastransportnetzes (Stand 2020: 33.600 km [14]) wurden die prozentualen Anteile der Erdgasleitungen, die für den Transport von Wasserstoff umgestellt werden, ermittelt. Beispielsweise werden bis zum Jahr 2045 insgesamt 11.000 km Erdgasleitungen auf Wasserstoff umgestellt. Dies entspricht ca. 33 % der aktuellen Leitungslänge des Gastransportnetzes. Da anderes als beim heutigen Gasnetz bei der Leitungslänge des Wasserstoffnetzes nach Planungen von FNB Gas e.V. noch keine Redundanzen, umfangreichen Vermaschungen sowie die regionale Anbindung von Verbrauchszentren erfasst sind, bildet der Anteil der umgestellten Leitungslänge des bestehenden Gastransportnetzes einen Mindestansatz ab. Anhand der ermittelten prozentualen Anteile zur Leitungsumstellung wird neben den Transportleitungen der Bestand aller weiteren Assets in der Netzebene FNB/UGS bis spätestens zu den jeweiligen Stützjahren auf 100 % Wasserstoff ertüchtigt. Eine Wasserstoffbeimischung in das parallel bestehende Erdgas-/Methanetz wird im Szenario FNB/UGS nicht betrachtet. Neben der Umstellung der bestehenden Assets wird der Neubau von Wasserstofftransportleitungen entsprechend Tabelle 4.1 kostenseitig berücksichtigt.

**Tabelle 4.1: Szenario FNB/UGS in Anlehnung an die Planung von FNB Gas e.V. [54, 55]**

Jahr	Leitungslänge des H <sub>2</sub> -Netzes	Leitungslänge neugebauter H <sub>2</sub> -Leitungen	Leitungslänge umgestellter Erdgasleitungen	Anteil Umstellung am Bestandsnetz (Stand 2020: 33.600 km [14])
2021	0 km	0 km	0 km	0,0 %
2025 <sup>17</sup>	1.700 km	467 km	1.233 km	3,7 %
2030	<b>5.100 km</b>	<b>1.400 km</b>	<b>3.700 km</b>	11,0 %
2035 <sup>18</sup>	7.833 km	1.700 km	6.133 km	18,3 %
2040 <sup>19</sup>	10.567 km	2.000 km	8.567 km	25,5 %
2045	<b>13.300 km</b>	<b>2.300 km</b>	<b>11.000 km</b>	32,7 %

<sup>17</sup> Leitungslängen für das Jahr 2025 entsprechen 1/3 der Leitungslängen im Jahr 2030

<sup>18</sup> Leitungslängen für das Jahr 2035 sind linear interpoliert

<sup>19</sup> Leitungslängen für das Jahr 2040 sind linear interpoliert

## 4.2 Szenarien VNB

Die Szenarien der Netzebene VNB bilden Transformationspfade mit unterschiedlichen Zielwerten der Wasserstoffverträglichkeit des Gassystems für die Stützjahre 2021, 2030, 2035, 2040 und 2045 ab. Die Zielwerte der Wasserstoffverträglichkeit orientieren sich an den Planungen des DVGW für das künftige Regelwerk. Das bestehende DVGW-Regelwerk ermöglicht bereits heute nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 und G 262 überall dort, wo es keine Einschränkungen durch kritische Elemente der Gasinfrastruktur und Gasanwendungstechnologien gibt, Wasserstoffbeimischungen von bis zu 10 Vol.-% in das Gasnetz. Das künftige technische Regelwerk soll bis zum Jahr 2030 zunächst die Zielgröße von etwa 20 Vol.-% Wasserstoffeinspeisung im Gasnetz, insbesondere auf der Verteilnetzebene, ermöglichen [58, 59]. Im Forschungsprojekt „Öhringer Wasserstoff-Insel“ der Netze BW GmbH wird derzeit auch eine Beimischung von 30 Vol.-% Wasserstoff untersucht [60]. Darüber hinaus plant der DVGW zukünftig mit der Umstellung, Errichtung und des Betriebes von Rohrleitungen und (Teil-)Netzen mit 100 % Wasserstoff, was ebenfalls in der Weiterentwicklung des Regelwerks berücksichtigt werden soll [59].

Auf Basis der nachfolgend vorgestellten Szenarien wird mit Hilfe des Transformationspfade-Modells der mit dem Anstieg der Wasserstoffkonzentration erforderliche Anpassungsbedarf sowie die daraus resultierenden Investitionskosten für die Netzebene VNB ermittelt (vgl. Abschnitt 5.2). Ein Vergleich der Szenarien soll zeigen, welche kostenseitigen Unterschiede sich bei einer Anpassung der Verteilnetze auf 20, 30 bzw. 100 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit ergeben (vgl. Abschnitt 5.2.6).

### Allgemeine H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenarien für die Netzebene VNB

Tabelle 4.2 zeigt die vier gemeinsam mit der Projektbegleitgruppe abgestimmten allgemeinen H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenarien für die Netzebene VNB. Die Szenarien geben dabei für die gewählten Stützjahre Mindest-Wasserstoffverträglichkeiten der Assets vor, um eine entsprechende Wasserstoffbeimischung in dieser Konzentration zu ermöglichen. Im Rahmen der allgemeinen H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenarien bezieht sich die Vorgabe der Mindest-Wasserstoffverträglichkeit auf die gesamte Netzebene VNB. Die maximale Wasserstoffverträglichkeit der Netzebene VNB entspricht zeitlich gesehen immer der aktuell niedrigsten Wasserstoffeignung aller verbauten Assets.

**Tabelle 4.2: Allgemeine H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenarien für die Netzebene VNB in Bezug auf die Mindest-Wasserstoffverträglichkeit der Assets**

Jahr	VNB-Szenario 1	VNB-Szenario 2	VNB-Szenario 3	VNB-Szenario 4
2021	10 Vol.-%	10 Vol.-%	10 Vol.-%	10 Vol.-%
2030	20 Vol.-%	20 Vol.-%	20 Vol.-%	
2035		30 Vol.-%		100 Vol.-%
2040				
2045			100 Vol.-%	

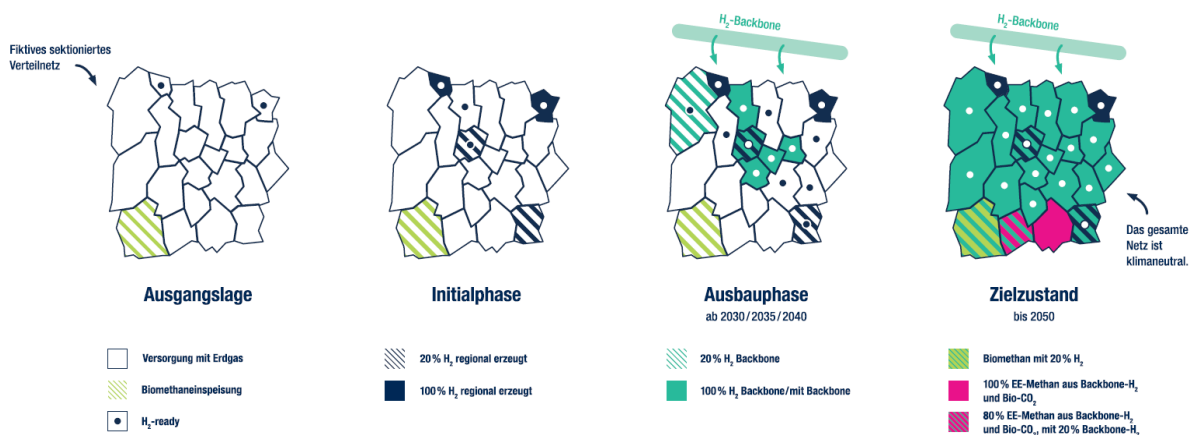
### Teilnetzspezifische H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenarien für die Netzebene VNB

Die teilnetzspezifischen H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenarien der Netzebene VNB wurden in Anlehnung an den Transformationsfahrplan im DVGW-Projekt „H2vorOrt“ definiert (vgl. Abbildung 4.2). Dieser Stufenplan untersucht, wie eine regionale und sichere Versorgung mit klimaneutralen Gasen über die Gasinfrastruktur, insbesondere die Verteilnetzebene erfolgen kann. Dabei gilt,



dass stets regionale Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen der Akteure vor Ort berücksichtigt werden müssen.

In einer initialen Phase bis zum Jahr 2030 soll zunächst damit begonnen werden die Gasverteilnetze für die langfristige Nutzung von grünen Gasen, insbesondere für die Durchleitung von perspektivisch 100 Vol.-% Wasserstoff, zu ertüchtigen [61]. Parallel dazu werden einzelne Netzabschnitte (Teilnetze) bedarfsgerecht auf den Betrieb mit Erdgas-Wasserstoff-Gemischen mit bis zu 20 Vol.-% Wasserstoffanteil bzw. Wasserstoff umgestellt [61]. Dabei erfolgt die Wasserstoffherzeugung zunächst ausschließlich lokal über Wasserelektrolyse oder alternative Technologien. Mit dem Aufbau eines überregionalen und transnationalen Wasserstoffnetzes (H<sub>2</sub>-Backbone) ist mit Wasserstoffimporten aus dem Ausland und einer Verteilung größerer Mengen an Wasserstoff zu rechnen. Demzufolge steigt der Ertüchtigungs- sowie Umstellungsbedarf weiterer Gasverteilnetzabschnitte im Zeitraum von 2030 bis 2040 stark an. Bis zum Jahr 2050 (bzw. 2045) soll dieser Prozess abgeschlossen sein, um die Verteilung von ausschließlich klimaneutralen Gasen zu ermöglichen. Ein Großteil der Projektpartner von „H2vor-Ort“ nimmt an, dass es im Jahr 2050 (bzw. 2045) eine bedarfsorientierte Koexistenz von Netzabschnitten mit Wasserstoff und Netzabschnitten mit Gasgemischen aus erneuerbarem synthetischen Methan mit Wasserstoffbeimischung geben wird [61].



**Abbildung 4.2: Exemplarischer Transformationspfad eines fiktiven, sektionierten Gasverteilnetzes, Quelle DVGW, basierend auf der Darstellung von „H2vorOrt“ [62]**

Tabelle 4.3 zeigt das gemeinsam mit der Projektbegleitgruppe abgestimmte teilnetzspezifische H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenario der Netzebene VNB, wonach zu den Stützjahren unterschiedliche Anteile des deutschen Gasverteilnetzes und der angeschlossenen Gasanwendungstechnologien auf max. 10, 20 bzw. 100 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit ertüchtigt werden. Analog zum Transformationsfahrplan des DVGW im Projekt „H2vorOrt“ werden kontinuierlich immer mehr Anteile der Netzebene VNB für höhere Wasserstoffkonzentrationen ertüchtigt. Ein Teilnetz eines VNB ist als netzhydraulisch eigenständiges Gasnetz definiert.

**Tabelle 4.3: VNB-Szenario 5: Teilnetzspezifischer H<sub>2</sub>-Hochlauf**

Jahr	Anteil VNB mit max. 10 Vol.-% H <sub>2</sub> -Toleranz	Anteil VNB mit max. 20 Vol.-% H <sub>2</sub> -Toleranz	Anteil VNB mit max. 100 Vol.-% H <sub>2</sub> -Toleranz
2021	100 %	0 %	0 %
2030	50 %	30 %	20 %
2035	30 %	40 %	30 %
2040	10 %	50 %	40 %
2045	5 %	15 %	80 %

## 5 Ergebnisse der Transformationspfade-Modellierung

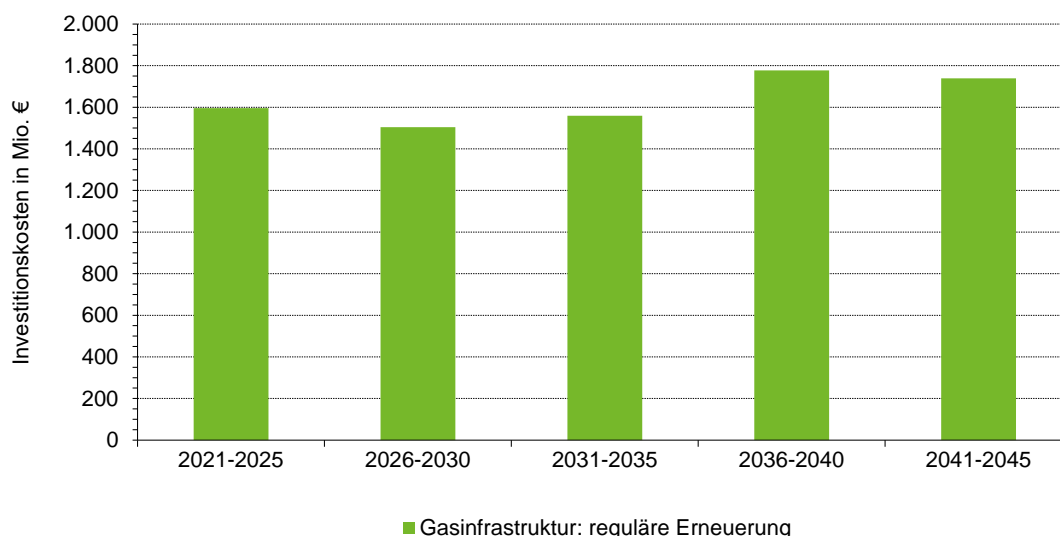
Im Ergebnis der Transformationspfade-Modellierung wird für die definierten Szenarien aufgezeigt, welche notwendigen technischen Anpassungsmaßnahmen und welcher wirtschaftliche Investitionsbedarf mit dem Anstieg der Wasserstoffkonzentration im deutschen Gasnetz einhergehen. Die zeitliche Umsetzbarkeit der notwendigen Maßnahmen ist nicht Bestandteil der Untersuchung. Es werden lediglich für Zeiträume von fünf Jahren die erforderlichen Investitionskosten bis 2045 ermittelt. Die Berechnung der Kosten erfolgt nach dem Verfahren der statischen Kostenrechnung (vgl. Abschnitt 2.5).

Methodisch werden die sich im Transformations-Szenario ergebenden Mehrinvestitionen im Vergleich zur regulären Erneuerung im Benchmark-Szenario ausgewiesen. Das Benchmark-Szenario ermittelt zunächst nur die im Betrachtungszeitraum anfallenden Investitionskosten infolge regulärer Erneuerungs- und Instandsetzungsmaßnahmen. Die Transformations-Szenarien berücksichtigen neben den regulären Investitionen sogenannte außerplanmäßige Investitionen, welche infolge der Anpassungsmaßnahmen zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit resultieren. Die Gesamtinvestitionskosten des Benchmark-Szenarios dienen demnach als Vergleichsgröße, um die mit der Transformation verbundenen Mehrinvestitionen im Betrachtungszeitraum von 2021 bis 2045 ausweisen zu können.

### 5.1 Ergebnisse FNB/UGS

#### 5.1.1 Benchmark-Szenario FNB/UGS

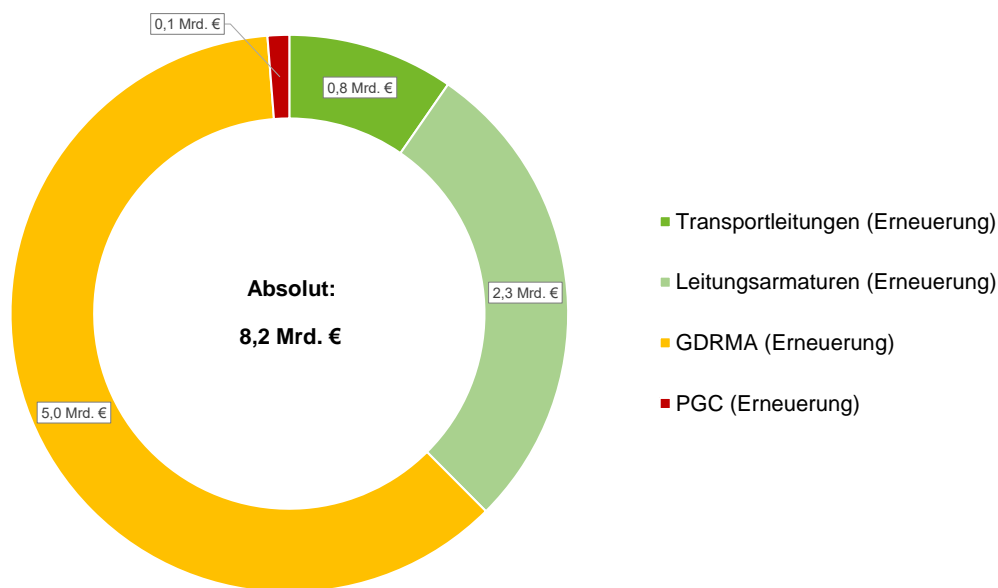
Als Ergebnis des Benchmark-Szenarios der Netzebene FNB/UGS wird innerhalb des Betrachtungszeitraumes die Höhe der Investitionskosten<sup>20</sup> infolge der regulären Erneuerung im Bereich Gasinfrastruktur ausgewiesen (vgl. Abbildung 5.1). Die kumulierten Gesamtinvestitionen für die Netzebene FNB/UGS belaufen sich im Benchmark-Szenario bis 2045 auf ca. 8 Mrd. €.



**Abbildung 5.1: Benchmark-Szenario FNB/UGS: Investitionskosten infolge der regulären Erneuerung der Gasinfrastruktur**

<sup>20</sup> Investitionskosten für die Instandsetzung von Gaskraftwerken konnten aufgrund der unvollständigen Datenlage nicht erfasst werden.

Abbildung 5.2 verdeutlicht die Zusammensetzung der Gesamtinvestitionen im Benchmark-Szenario FNB/UGS für den Zeitraum 2021 bis 2045. Berücksichtigt sind demnach Erneuerungskosten für bestehende Transportleitungen, Leitungsarmaturen, GDRMA und PGC.



**Abbildung 5.2: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten im Benchmark-Szenario FNB/UGS für den Zeitraum 2021-2045**

Die Fortführung der aktuellen zustands- und alterungsbedingten Erneuerung ist eine wichtige Grundlage für die Transformation der Netzebene FNB/UGS und wird ebenfalls in den nachfolgend vorgestellten Ergebnissen des Transformations-Szenarios vorausgesetzt.

### 5.1.2 Transformations-Szenario FNB/UGS

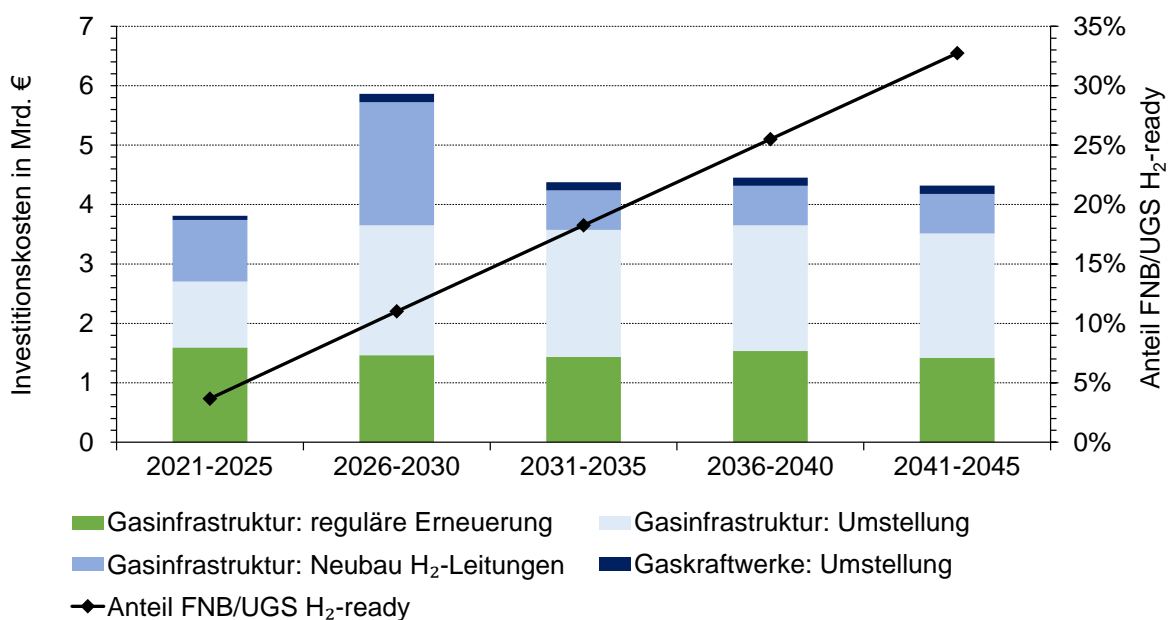
Im Transformations-Szenario der Netzebene FNB/UGS wird der Aufbau eines Wasserstoffnetzes betrachtet (vgl. Abschnitt 4.1). Dafür werden bestehende Erdgasleitungen inkl. ihrer Hilfseinrichtungen (Leitungsarmaturen, Verdichterstationen und GDRMA) und Untergrundgasspeicher für den Transport bzw. die Speicherung von Wasserstoff umgestellt sowie neue Wasserstofftransportleitungen gebaut. Zusätzlich werden bestehenden Gaskraftwerke bei der Umstellung auf Wasserstoff berücksichtigt. Eine entsprechende Übersicht der für das Wasserstoffnetz in diesem Szenario umzustellenden Assets der Netzebene FNB/UGS und neuzubauenden Leitungslängen liefert Tabelle 4.1.

Tabelle 5.1 listet die Gesamtinvestitionskosten für das Transformations-Szenario. Der Vergleich mit dem Benchmark-Szenario ergibt, welche Mehrinvestitionen der Aufbau des Wasserstoffnetzes erfordert. Bis zum Jahr 2030 werden ca. 9,7 Mrd. € für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes mit einer Länge von 5.100 km sowie für die reguläre Erneuerung des bestehenden Fernleitungsnetzes erforderlich. Dies sind 6,6 Mrd. € mehr als im Benchmark-Szenario. Die Erweiterung des Wasserstoffnetzes auf insgesamt 13.300 km bis zum Jahr 2045 erfordert in Summe 14,6 Mrd. € mehr als das Benchmark-Szenario. In diesen Kosten ist der Anteil der umzustellen Gaskraftwerke bereits enthalten.

**Tabelle 5.1: Kostenübersicht der Modellierungsergebnisse für die Netzebene FNB/UGS**

Gesamtinvestitionen FNB/UGS	2021-2030	2021 - 2045
Benchmark-Szenario	3,1 Mrd. €	8,2 Mrd. €
Transformations-Szenario	9,7 Mrd. €	22,8 Mrd. €
<b>Mehrinvestitionen FNB/UGS</b>	6,6 Mrd. €	14,6 Mrd. €

Abbildung 5.3 zeigt den Investitionsbedarf für die Transformation und den Aufbau des Wasserstoffnetzes in der Netzebene FNB/UGS. Die abgebildeten Investitionskosten beziehen sich auf Zeiträume von jeweils 5 Jahren. Der Investitionsbedarf ergibt sich infolge der regulären Erneuerung (grüne Balken) sowie der Umstellung von Teilen der bestehenden Gasinfrastruktur der Netzebene FNB/UGS (hellblaue Balken) für einen Transport und eine Speicherung von Wasserstoff. Die Umstellung betrifft bestehende Transportleitungen, Verdichterstationen, GDRMA, Leitungsarmaturen und Untergrundgasspeicher. Der Neubau von Wasserstoffleitungen<sup>21</sup> und die außerplanmäßige Anpassung der an das Wasserstoffnetz angeschlossenen Gaskraftwerke werden ebenfalls kostenseitig abgebildet (dunkelblaue Balken).



**Abbildung 5.3: Transformations-Szenario FNB/UGS: Investitionsbedarf für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes**

Der auf Wasserstoff umzustellende Anteil der Assets der Netzebene FNB/UGS ergibt sich aus dem im Transformations-Szenario für die Stützjahre ermittelten Verhältnis aus der umzustellenden Leitungslänge und der bestehenden Gesamtleitungslänge des Fernleitungsnetzes (vgl. Tabelle 4.1). Bis zum Jahr 2025 werden demnach 3,7 % der bestehenden Gasinfrastruktur der Netzebene FNB/UGS umgestellt. Bis zum Jahr 2045 steigt dieser Anteil kontinuierlich auf ca. 33 % an. Nach Modellannahme werden im Jahr 2045 demnach 67 % der bestehenden Gasinfrastruktur der Netzebene FNB/UGS weiterhin für den Transport und die Speicherung von methanreichen Gasen genutzt. Das entspricht einer Leitungslänge von etwa 22.600 km.

<sup>21</sup> Annahmen für Auslegung und Investitionskosten für den Neubau von Wasserstoffleitungen: DN800, DP80, 2.222 €/m (der Kostenfaktor von 1,1 für den Neubau von Wasserstoffleitungen ist bereits in den Kosten verrechnet (vgl. Tabelle 3.4, Abschnitt 3.1.1.3))

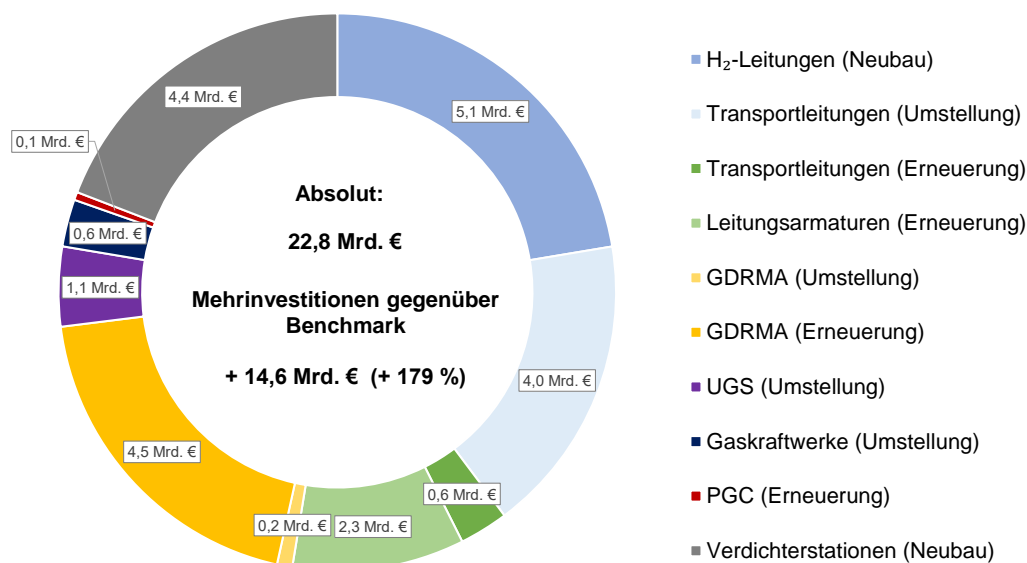
Tabelle 5.2 listet die mit dem Aufbau des Wasserstoffnetzes verbundenen außerplanmäßigen Maßnahmen und die daraus resultierenden Investitionskosten.

**Tabelle 5.2: Transformations-Szenario FNB/UGS: außerplanmäßige Maßnahmen inkl. Kosten für den Aufbau eines H<sub>2</sub>-Netzes**

Zeitraum	außerplanmäßige Maßnahmen für den Aufbau eines H <sub>2</sub> -Netzes	Investitionskosten <sup>22</sup>	Hinweise
<b>2021-2025</b>	Umstellung von 3,7 % der bestehenden Gasinfrastruktur: - 1.231 km Transportleitung - 29x GDRMA & 71x PGC - 2x UGS - 80 MW Verdichterleistung	1.110 Mio. €	- bis zum Jahr 2025 sind insgesamt 3,7 % der bestehenden Gasinfrastruktur (FNB/UGS) auf H <sub>2</sub> umgestellt - 2 km Leitungslänge werden im Rahmen der regulären Netzerneuerung umgestellt - Leitungslänge H <sub>2</sub> -Netz: 1.700 km
	Neubau von 467 km H <sub>2</sub> -Leitungen	1.040 Mio. €	
	Anpassung von 2 Gaskraftwerken	70 Mio. €	
<b>2026-2030</b>	Umstellung weiterer 7,3 % der bestehenden Gasinfrastruktur: - 2.458 km Transportleitung - 46x GDRMA & 22x PGC - 3x UGS - 160 MW Verdichterleistung	2.180 Mio. €	- bis zum Jahr 2030 sind insgesamt 11 % der bestehenden Gasinfrastruktur (FNB/UGS) auf H <sub>2</sub> umgestellt - 9 km Leitungslänge werden im Rahmen der regulären Netzerneuerung umgestellt - Leitungslänge H <sub>2</sub> -Netz: 5.100 km
	Neubau von 933 km H <sub>2</sub> -Leitungen	2.070 Mio. €	
	Anpassung von 5 Gaskraftwerken	140 Mio. €	
<b>2031-2035</b>	Umstellung weiterer 7,3 % der bestehenden Gasinfrastruktur: - 2.419 km Transportleitung - 35x GDRMA & 12x PGC - 3x UGS - 158 MW Verdichterleistung	2.140 Mio. €	- bis zum Jahr 2035 sind insgesamt 18,3 % der bestehenden Gasinfrastruktur (FNB/UGS) auf H <sub>2</sub> umgestellt - 14 km Leitungslänge werden im Rahmen der regulären Netzerneuerung umgestellt - Leitungslänge H <sub>2</sub> -Netz: 7.833 km
	Neubau von 300 km H <sub>2</sub> -Leitungen	670 Mio. €	
	Anpassung von 5 Gaskraftwerken	140 Mio. €	
<b>2036-2040</b>	Umstellung weiterer 7,2 % der bestehenden Gasinfrastruktur: - 2.403 km Transportleitung - 23x GDRMA & 2x PGC - 3x UGS - 158 MW Verdichterleistung	2.110 Mio. €	- bis zum Jahr 2040 sind insgesamt 25,5 % der bestehenden Gasinfrastruktur (FNB/UGS) auf H <sub>2</sub> umgestellt - 30 km Leitungslänge werden im Rahmen der regulären Netzerneuerung umgestellt - Leitungslänge H <sub>2</sub> -Netz: 10.567 km
	Neubau von 300 km H <sub>2</sub> -Leitungen	670 Mio. €	
	Anpassung von 5 Gaskraftwerken	140 Mio. €	
<b>2041-2045</b>	Umstellung weiterer 7,2 % der bestehenden Gasinfrastruktur: - 2.384 km Transportleitung - 12x GDRMA - 3x UGS - 158 MW Verdichterleistung	2.090 Mio. €	- bis zum Jahr 2045 sind insgesamt 32,7 % der bestehenden Gasinfrastruktur (FNB/UGS) auf H <sub>2</sub> umgestellt - 49 km Leitungslänge werden im Rahmen der regulären Netzerneuerung umgestellt - Leitungslänge H <sub>2</sub> -Netz: 13.300 km
	Neubau von 300 km H <sub>2</sub> -Leitungen	670 Mio. €	
	Anpassung von 5 Gaskraftwerken	140 Mio. €	
<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2021-2045</b>		<b>15.380 Mio. €</b>	

<sup>22</sup> Investitionskosten gerundet auf 10er Stelle

Abbildung 5.4 verdeutlicht die Zusammensetzung der Gesamtinvestitionen im Transformations-Szenario FNB/UGS für den Zeitraum 2021 bis 2045. In nahezu allen Asset Gruppen ist ein Anstieg der Kosten im Vergleich zum Benchmark-Szenario zu verzeichnen. Zurückzuführen ist dies auf den signifikant hohen Investitionsbedarf für den Aufbau des Wasserstoffnetzes. Insgesamt werden daher fast drei Mal so hohe Kosten wie im Benchmark-Szenario erforderlich. Rund zwei Drittel der Gesamtinvestitionen entfallen auf die Erneuerung, die Umstellung und den Neubau von Transportleitungen. Einen weiteren großen Kostenblock bilden Verdichterstationen. Berücksichtigt sind hier ausschließlich bereits existierende Verdichterstationen, welche im Rahmen der Bestandsumstellung für das Wasserstoffnetz neu errichtet werden müssen.



**Abbildung 5.4: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten im Transformations-Szenario FNB/UGS für den Zeitraum 2021-2045**

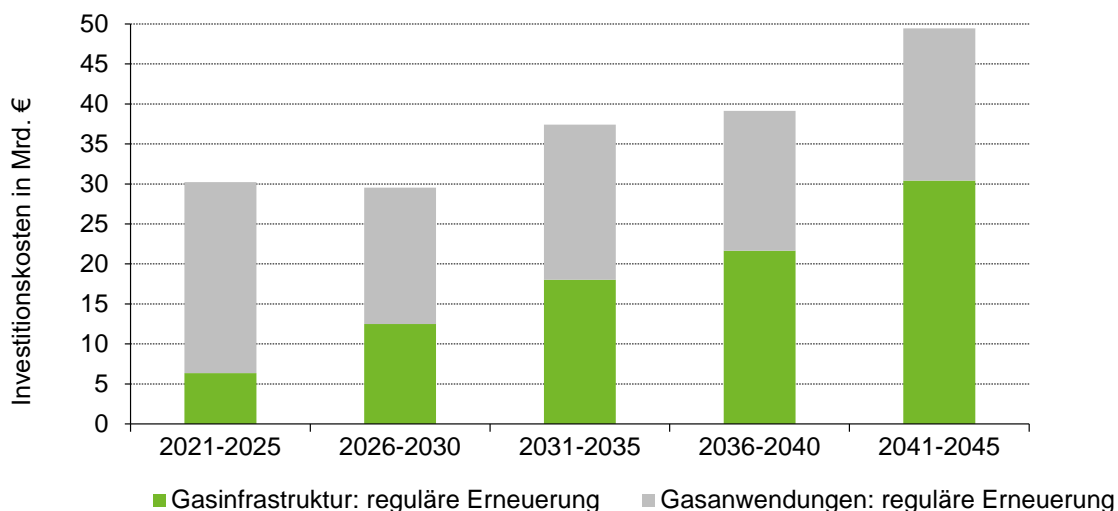
### Exkurs: kostenseitiger Vergleich der Modellierungsergebnisse mit dem H<sub>2</sub>-Netz von FNB Gas e. V. (2021)

Nach FNB Gas e. V. belaufen sich die Investitionskosten für den Aufbau einer überregionalen Wasserstofftransportinfrastruktur bis zum Jahr 2050 auf schätzungsweise 18 Mrd. € [55]. Im Ergebnis der Transformationspfade-Modellierung dieser Studie sind für den Aufbau des aus quantitativer Sicht identischen Wasserstoffnetzes (Länge: 13.300 km, davon 11.000 km umgestellte Erdgasleitungen und 3.300 km neugebaute H<sub>2</sub>-Leitungen) etwa 14 Mrd. € mehr als im Benchmark-Szenario erforderlich. Woher die Differenz von 4 Mrd. € kommen, lässt sich im Detail nicht überprüfen, da FNB Gas e. V. keine Methodik zur Kostenermittlung für das H<sub>2</sub>-Netz veröffentlicht hat. Anders als in dieser Studie sind in den Investitionskosten von FNB Gas e. V. keine Kosten für die Umstellung von Speicherinfrastrukturen berücksichtigt [55]. Dass sich dennoch etwas höhere Gesamtkosten bei FNB Gas e. V. ergeben, kann in der Auswahl von umgestellten und neugebauten Leitungen mit größerem Leitungsdurchmesser und/oder zusätzlichen Verdichtern für die neugebauten H<sub>2</sub>-Netzabschnitte liegen. Dies sind allerdings nur Vermutungen. Als Ergebnis der Transformationspfade-Modellierung erfolgt die Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen, welche dem H<sub>2</sub>-Netz zuzuordnen sind, in einem geringen Teil im Rahmen der regulären Erneuerung (vgl. Tabelle 5.2, Spalte: Hinweise). Die daraus resultierenden Investitionskosten zählen nicht als Mehrinvestitionen für den Aufbau des Wasserstoffnetzes, da diese Kosten auch im Benchmark-Szenario anfallen.

## 5.2 Ergebnisse VNB

### 5.2.1 Benchmark-Szenario VNB

Als Ergebnis des Benchmark-Szenarios der Netzebene VNB wird innerhalb des Betrachtungszeitraumes die Höhe der Investitionskosten infolge der regulären Erneuerung im Bereich Gasinfrastruktur und Gasanwendungen<sup>23</sup> ausgewiesen (vgl. Abbildung 5.5). Die kumulierten Gesamtinvestitionen belaufen sich im Benchmark-Szenario auf ca. 186 Mrd. €. Abbildung 5.5 verdeutlicht, dass zukünftig mit erhöhten Investitionskosten im Bereich Gasinfrastruktur zu rechnen ist. Zurückzuführen ist dies maßgeblich auf den stetig steigenden regulären Erneuerungsbedarf von Verteilnetzrohrleitungen aufgrund alterungs- und verschleißbedingter Abnutzung. Insgesamt werden innerhalb der Betrachtungszeitraumes ca. 93.000 km des bestehenden Gasverteilnetzes regulär erneuert. Das entspricht einem Anteil von rund 37 % der Gesamtleitungslänge des deutschen Gasverteilnetzes. Die Investitionskosten im Bereich Gasanwendungen ergeben sich infolge der regulären Erneuerung der häuslichen Gasgeräte entsprechend den Erneuerungsraten in Tabelle 3.11. Demnach werden bis zum Jahr 2045 ca. 85 %<sup>24</sup> des aktuellen Bestands häuslicher Gasgeräte alterungsbedingt ersetzt.



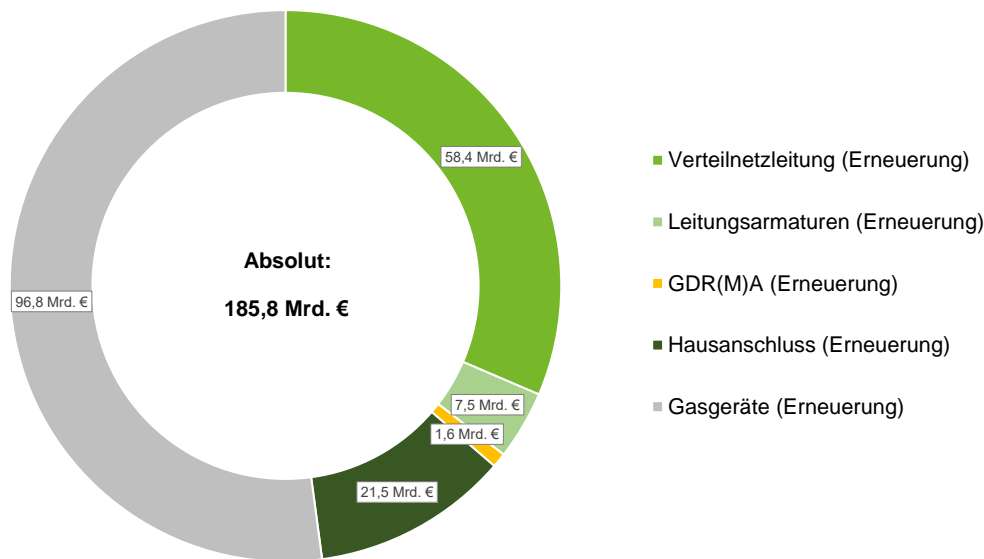
**Abbildung 5.5: Benchmark-Szenario VNB: Investitionskosten infolge der regulären Erneuerung im Bereich Gasinfrastruktur und Gasanwendungen**

Abbildung 5.6 verdeutlicht die Zusammensetzung der Gesamtinvestitionen im Benchmark-Szenario VNB für den Zeitraum 2021 bis 2045. Mehr als die Hälfte der Gesamtinvestitionskosten entfällt auf die reguläre Erneuerung der häuslichen Gasgeräte. Die übrigen Kosten werden für die reguläre Erneuerung von bestehenden Verteilnetzleitungen, Leitungsarmaturen und Elementen im Bereich GDR(M)A und Hausanschluss erforderlich.

<sup>23</sup> Reguläre Erneuerung im Bereich Gasanwendungen findet ausschließlich bei den häuslichen Gasgeräten Berücksichtigung. Investitionskosten für die Instandsetzung von Gaskraftwerken und KWK-Anlagen konnten aufgrund der unvollständigen Datengrundlage nicht erfasst werden. Im Bereich Gasmobilität (CNG-Tankstellen und CNG-Fahrzeuge) werden ebenfalls keine regulären Ersatzinvestitionen erfasst.

<sup>24</sup> Annahmen: 30 Jahre technische Nutzungsdauer für häusliche Gasgeräte; Ersatz durch H<sub>2</sub>-kompatible Geräte





**Abbildung 5.6: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten im Benchmark-Szenario VNB für den Zeitraum 2021-2045**

Die Fortführung der aktuellen zustands- und alterungsbedingten Erneuerung ist eine wichtige Grundlage für die Transformation der Netzebene VNB und wird ebenfalls in den nachfolgend vorgestellten Ergebnissen der untersuchten Transformations-Szenarien vorausgesetzt.

### 5.2.2 VNB-Szenario 1

In VNB-Szenario 1 werden die Anpassungsmaßnahmen und die Kosten für eine Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit aller Assets der Netzebene VNB auf 10 Vol.-% im Jahr 2021 und auf 20 Vol.-% bis zum Jahr 2030 (vgl. Tabelle 4.2, Abschnitt 4.2) betrachtet.

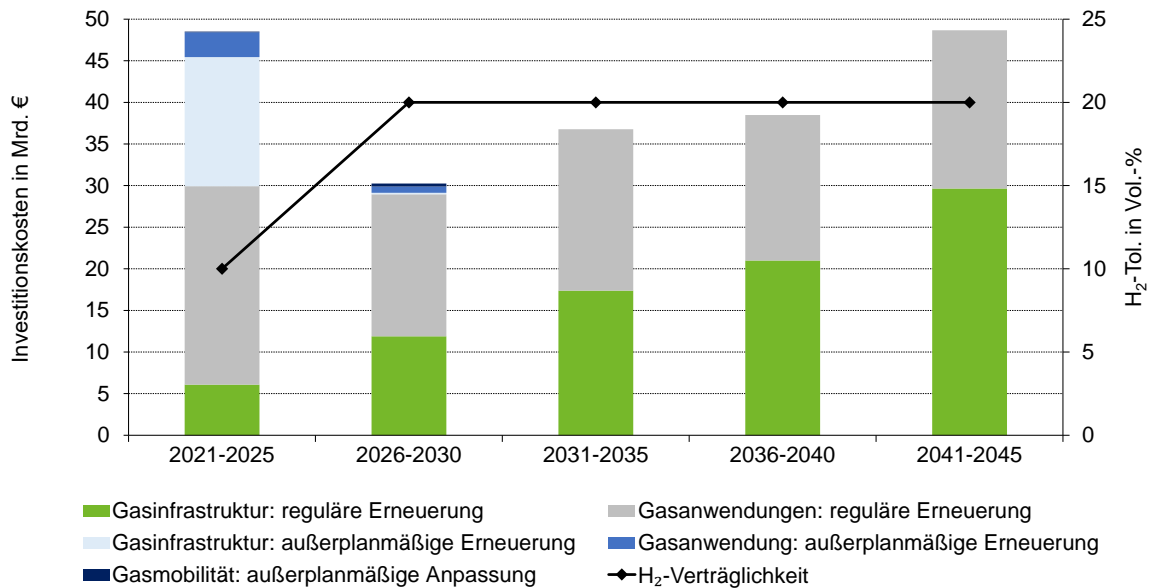
Tabelle 5.3 listet die Gesamtinvestitionskosten in VNB-Szenario 1. Der Vergleich mit dem Benchmark-Szenario ergibt, welche Mehrinvestitionen die Transformation erfordert. Bis zum Jahr 2045 werden insgesamt 202,5 Mrd. € für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer Wasserstoffverträglichkeit von 20 Vol.-% einschließlich der regulären Erneuerung des bestehenden Verteilnetzes und der angeschlossenen Gasanwendungen erforderlich. Dies sind 16,7 Mrd. € mehr als im Benchmark-Szenario.

**Tabelle 5.3: Kostenübersicht der Modellierungsergebnisse in VNB-Szenario 1**

Gesamt-Investitionen	2021	2022-2030	2031-2045	2021 - 2045
Benchmark-Szenario	9,4 Mrd. €	50,4 Mrd. €	126,0 Mrd. €	185,8 Mrd. €
Transformations-Szenario	10 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.	20 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.	20 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.	20 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.
	28,0 Mrd. €	50,7 Mrd. €	124,0 Mrd. €	202,7 Mrd. €
<b>Mehrinvestitionen</b>	18,6 Mrd. €	0,3 Mrd. €	-2,0 Mrd. €	16,9 Mrd. €

Abbildung 5.7 zeigt den Investitionsbedarf für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer Wasserstoffverträglichkeit von 20 Vol.-%, die bis zum Jahr 2030 erreicht werden soll. Die abgebildeten Investitionskosten beziehen sich auf Zeiträume von jeweils fünf Jahren. Der Investitionsbedarf ergibt sich infolge der regulären Erneuerung und außerplanmäßiger Anpassungsmaßnahmen im Bereich Gasinfrastruktur, Gasanwendungen sowie Gasmobilität.





**Abbildung 5.7: VNB-Szenario 1: Investitionsbedarf für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer H<sub>2</sub>-Verträglichkeit von 20 Vol.-%**

Abbildung 5.7 verdeutlicht, dass in der Netzebene VNB für die Erreichung des Zielwertes von 10 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit im Jahr 2021 mit ca. 18,6 Mrd. € hohe außerplanmäßige Investitionen getätigt werden müssen. Der Großteil dieser Kosten entfällt nach Modellannahme auf den notwendigen Austausch von Verteilnetzleitungen, bestehend aus duktilem Gusseisen sowie unbekanntem Leitungsmaterial. Diese Werkstoffe gelten als potenziell problematisch gegenüber Wasserstoff und wurden daher konservativ mit einer Wasserstoffeignung von 0 Vol.-% bewertet. Ausführliche Details zur Wasserstoffeignung von Rohrleitungsmaterialien sind unter Abschnitt 3.1.1.2 vermerkt. Rund 22.000 km Verteilnetzleitungen, was ca. 4 %<sup>25</sup> des gesamten Leitungsbestands des deutschen Gasverteilnetzes entspricht, sind von der außerplanmäßigen Erneuerung betroffen. Weiterhin zu ersetzen sind Prozessgaschromatographen, deren Wasserstoffeignung in der Regel auf 0,2 Vol.-% begrenzt ist. Im Bereich Gasanwendungen sind insbesondere ältere Gasturbinenkraftwerke und erdgasbetriebene KWK-Anlagen von einer Anpassung bei 10 Vol.-% Wasserstoffanteil im Gasgemisch betroffen. Die über Erdgastankstellen versorgten Erdgasfahrzeuge begrenzen aktuell aufgrund der verbauten Stahltanks den zulässigen Wasserstoffanteil im Erdgas auf 2 Vol.-%. Höhere Wasserstoffkonzentrationen erfordern die Konzeption neuer wasserstoffkompatibler Fahrzeuge mit angepasstem Tanksystem und Motor, um Einbußen hinsichtlich Antriebsleistung und Reichweite kompensieren zu können. Eine Wasserstoffbeimischung in Höhe von 20 Vol.-% im Jahr 2030 erfordert die außerplanmäßige Erneuerung der Mess- und Regeltechnik im Gasverteilnetz (insbesondere Gaszähler und Mengenumwerter). Des Weiteren sind erneut KWK-Anlagen, CNG-Fahrzeuge und CNG-Tankstellen von einer technischen Anpassung betroffen.

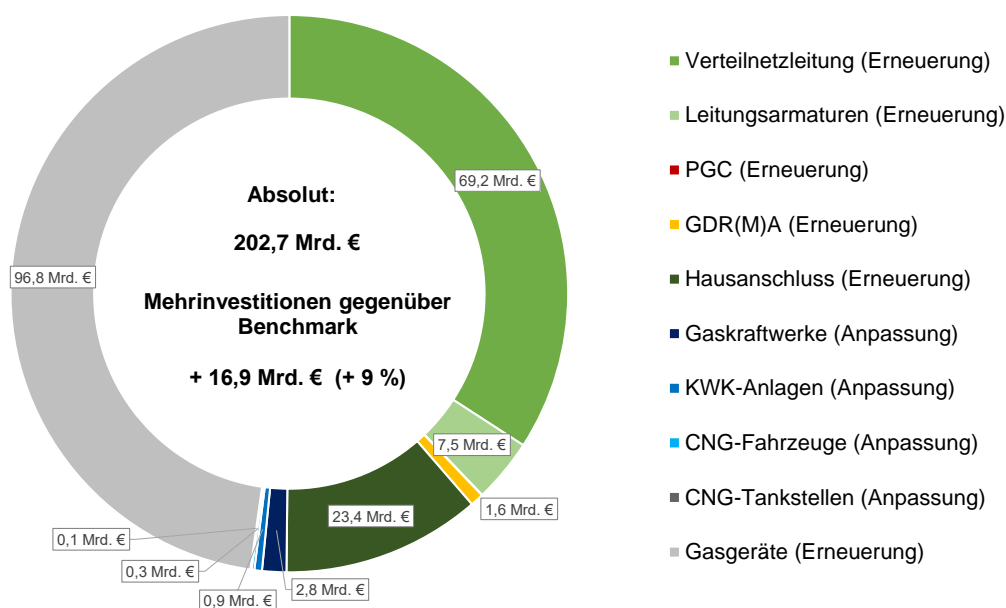
Tabelle 5.4 listet zusammenfassend die für die Transformation der Netzebene VNB erforderlichen außerplanmäßigen Anpassungsmaßnahmen und -kosten zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit auf 10 und 20 Vol.-% entsprechend VNB-Szenario 1. Spezifische Kostendaten können unter Kapitel 3 eingesehen werden.

<sup>25</sup> 1,5 % duktiler Gusseisen und 2,6 % „unbekannt“

**Tabelle 5.4: VNB-Szenario 1: außerplanmäßige Maßnahmen inkl. Kosten für die Transformation der Netzebene VNB auf 10 und 20 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit**

Jahr	Ziel H <sub>2</sub> -Tol.	außerplanmäßige Maßnahmen zur Erhöhung der H <sub>2</sub> -Verträglichkeit	Erhöhung H <sub>2</sub> -Toleranz	Investitionskosten
2021	10 Vol.-%	Austausch von ca. 8.500 km Verteilnetzleitungen (GGG)	0 → 100 Vol.-%	7,28 Mrd. €
		Austausch von ca. 5.800 km Verteilnetzleitungen (unbekannter Werkstoff)	0 → 100 Vol.-%	4,96 Mrd. €
		Austausch von ca. 8.100 km Hausanschlussleitungen (unbekannter Werkstoff)	0 → 100 Vol.-%	3,25 Mrd. €
		Erneuerung von 172 PGC	0,2 → 20 Vol.-%	0,01 Mrd. €
		Erneuerung von 232 Gaskraftwerken (Anpassung der Gasturbinen)	5 → 100 Vol.-%	2,85 Mrd. €
		Anpassung von 35.206 KWK-Anlagen	2 → 10 Vol.-%	0,14 Mrd. €
		Anpassung von 94.122 CNG-Fahrzeugen	2 → 10 Vol.-%	0,02 Mrd. €
		Anpassung von 846 CNG-Tankstellen	2 → 10 Vol.-%	0,07 Mrd. €
<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2021</b>				<b>18,58 Mrd. €</b>
2030	20 Vol.-%	Austausch von ca. 21.500 Gaszählern	10 → 100 Vol.-%	0,18 Mrd. €
		Austausch von ca. 400 Mengenumwertern	10 → 100 Vol.-%	315 T€
		Anpassung von 35.206 KWK-Anlagen	10 → 30 Vol.-%	0,75 Mrd. €
		Anpassung von 94.122 CNG-Fahrzeugen	10 → 30 Vol.-%	0,30 Mrd. €
		Anpassung von 846 CNG-Tankstellen	10 → 30 Vol.-%	0,06 Mrd. €
		<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2030</b>		
<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2021-2045</b>				<b>19,87 Mrd. €</b>

Abbildung 5.8 verdeutlicht die Zusammensetzung der Gesamtinvestitionen im VNB-Szenario 1 für den Zeitraum 2021 bis 2045. In nahezu allen Asset Gruppen ist ein geringfügiger Anstieg der Kosten im Vergleich zum Benchmark-Szenario zu verzeichnen. Zurückzuführen ist dies auf den außerplanmäßigen Anpassungsbedarf von Assets zur Erhöhung deren Wasserstoffverträglichkeit auf mindestens 20 Vol.-%. Insgesamt sind die Gesamtinvestitionskosten daher um 9 % höher als im Benchmark-Szenario.



**Abbildung 5.8: VNB-Szenario 1: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten für den Zeitraum 2021-2045**

### 5.2.3 VNB-Szenario 2

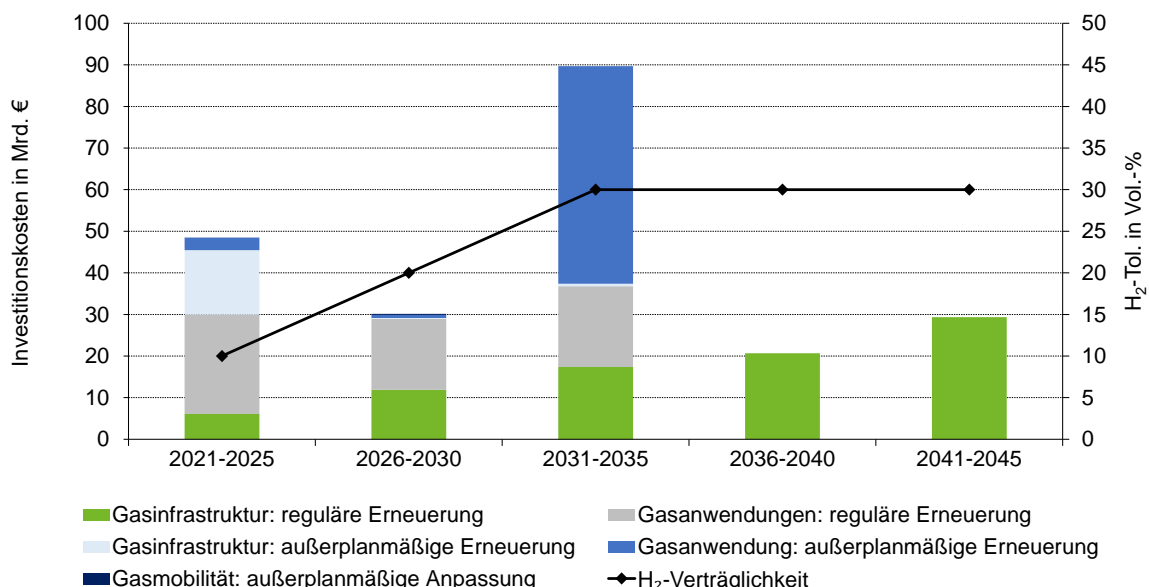
Der Betrachtungsschwerpunkt in VNB-Szenario 2 liegt auf der Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit aller Assets der Netzebene VNB auf 10 Vol.-% im Jahr 2021, 20 Vol.-% bis zum Jahr 2030 und 30 Vol.-% bis zum Jahr 2035 (vgl. Tabelle 4.2, Abschnitt 4.2).

Tabelle 5.5 listet die Gesamtinvestitionskosten in VNB-Szenario 2. Der Vergleich mit dem Benchmark-Szenario ergibt, welche Mehrinvestitionen die Transformation erfordert. Bis zum Jahr 2045 werden insgesamt 218,5 Mrd. € für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer Wasserstoffverträglichkeit von 30 Vol.-% einschließlich der regulären Erneuerung des bestehenden Verteilnetzes und der angeschlossenen Gasanwendungen erforderlich. Dies sind 32,7 Mrd. € mehr als im Benchmark-Szenario.

**Tabelle 5.5: Kostenübersicht der Modellierungsergebnisse in VNB-Szenario 2**

Gesamt-Investitionen	2021	2022-2030	2031-2045	2021 - 2045
Benchmark-Szenario	9,4 Mrd. €	50,4 Mrd. €	126,0 Mrd. €	185,8 Mrd. €
Transformations-Szenario	10 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.	20 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.	30 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.	30 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.
	28,0 Mrd. €	50,7 Mrd. €	139,8 Mrd. €	218,5 Mrd. €
<b>Mehrinvestitionen</b>	18,6 Mrd. €	0,3 Mrd. €	13,8 Mrd. €	32,7 Mrd. €

Abbildung 5.9 zeigt den Investitionsbedarf für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer Wasserstoffverträglichkeit von 30 Vol.-%, die bis zum Jahr 2035 erreicht werden soll. Die abgebildeten Investitionskosten beziehen sich auf Zeiträume von jeweils fünf Jahren. Der Investitionsbedarf ergibt sich infolge der regulären Erneuerung und außerplanmäßiger Anpassungsmaßnahmen im Bereich Gasinfrastruktur, Gasanwendungen sowie Gasmobilität.



**Abbildung 5.9: VNB-Szenario 2: Investitionsbedarf für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer H<sub>2</sub>-Verträglichkeit von 30 Vol.-%**

Für eine Erläuterung der außerplanmäßigen Anpassungsmaßnahmen und der daraus resultierenden Investitionen zur Erreichung von 10 und 20 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit in der

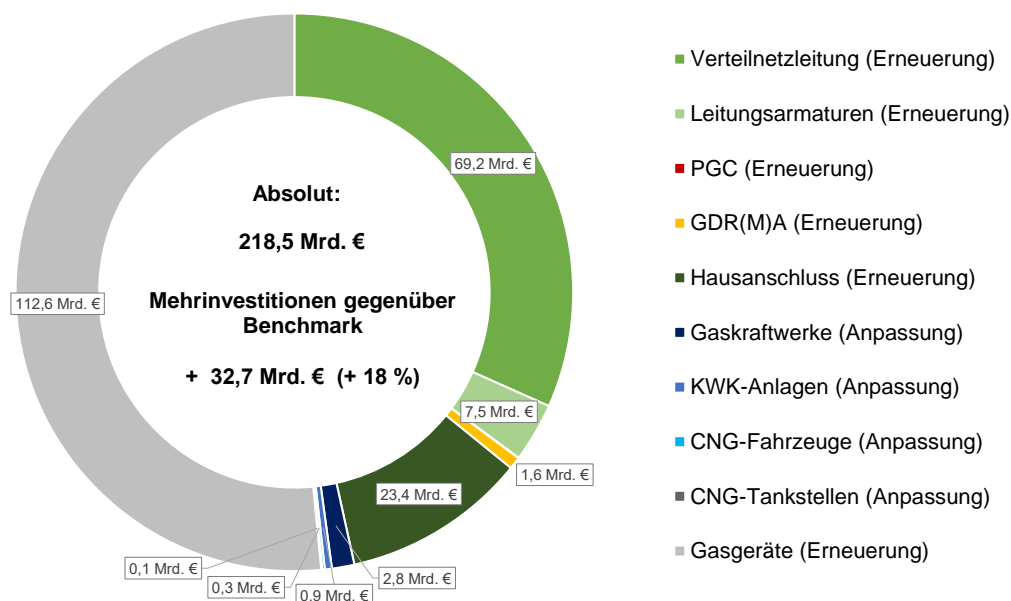
Netzebene VNB ist auf VNB-Szenario 1 verwiesen (vgl. 5.2.2). Abbildung 5.9 verdeutlicht, dass im Falle einer Wasserstoffbeimischung in Höhe von 30 Vol.-% im Jahr 2035 hohe außerplanmäßige Investitionen im Bereich Gasanwendung (ca. 53 Mrd. €) erforderlich werden. Nach Modellannahme ist dies auf den außerplanmäßigen Austausch zahlreicher häuslicher Gasgeräte zurückzuführen. Für bestehende häusliche Gasgeräte ist eine generelle Wasserstoffeignung bis 20 Vol.-% nachgewiesen (vgl. Abschnitt 3.2.1). Ab 30 Vol.-% Wasserstoffanteil gilt die ordnungsgemäße Funktionsfähigkeit der bestehenden Geräte nicht mehr als gewährleistet, weshalb nach Modellannahme ein Ersatz durch neue wasserstoffkompatible Gasgeräte erforderlich wird. Von einem vorzeitigen Ersatz wären in Bezug auf den aktuellen Bestand ca. 7,1 Mio. Gasfeuerungsanlagen sowie 2,1 Mio. Gasherde und -öfen betroffen.

Tabelle 5.6 listet die für die Transformation der Netzebene VNB erforderlichen außerplanmäßigen Anpassungsmaßnahmen und -kosten zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit auf 10, 20 und 30 Vol.-% entsprechend VNB-Szenario 2. Spezifische Kostendaten können unter Kapitel 3 eingesehen werden.

Abbildung 5.10 verdeutlicht die Zusammensetzung der Gesamtinvestitionen in VNB-Szenario 2 für den Zeitraum 2021 bis 2045. In nahezu allen Asset Gruppen ist ein Anstieg der Kosten im Vergleich zum Benchmark-Szenario zu verzeichnen. Zurückzuführen ist dies auf den außerplanmäßigen Anpassungsbedarf von Assets zur Erhöhung deren Wasserstoffverträglichkeit auf mindestens 30 Vol.-%. Insgesamt fallen daher ca. 18 % mehr Kosten als im Benchmark-Szenario an.

**Tabelle 5.6: VNB-Szenario 2: außerplanmäßige Maßnahmen inkl. Kosten für die Transformation der Netzebene VNB auf 10, 20 und 30 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit**

Jahr	Ziel H <sub>2</sub> -Tol.	außerplanmäßige Maßnahmen zur Erhöhung der H <sub>2</sub> -Verträglichkeit	Erhöhung H <sub>2</sub> -Toleranz	Investitionskosten
2021	10 Vol.-%	Austausch von ca. 8.500 km Verteilnetzleitungen (GGG)	0 → 100 Vol.-%	7,28 Mrd. €
		Austausch von ca. 5.800 km Verteilnetzleitungen (unbekannter Werkstoff)	0 → 100 Vol.-%	4,96 Mrd. €
		Austausch von ca. 8.100 km Hausanschlussleitungen (unbekannter Werkstoff)	0 → 100 Vol.-%	3,25 Mrd. €
		Erneuerung von 172 PGC	0,2 → 20 Vol.-%	0,01 Mrd. €
		Erneuerung von 232 Gaskraftwerken (Anpassung der Gasturbinen)	5 → 100 Vol.-%	2,85 Mrd. €
		Anpassung von 35.206 KWK-Anlagen	2 → 10 Vol.-%	0,14 Mrd. €
		Anpassung von 94.122 CNG-Fahrzeugen	2 → 10 Vol.-%	0,02 Mrd. €
		Anpassung von 846 CNG-Tankstellen	2 → 10 Vol.-%	0,07 Mrd. €
<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2021</b>				<b>18,58 Mrd. €</b>
2030	20 Vol.-%	Austausch von ca. 21.500 Gaszählern	10 → 100 Vol.-%	0,18 Mrd. €
		Austausch von ca. 400 Mengenumwertern	10 → 100 Vol.-%	315 T€
		Anpassung von 35.206 KWK-Anlagen	10 → 30 Vol.-%	0,75 Mrd. €
		Anpassung von 94.122 CNG-Fahrzeugen	10 → 30 Vol.-%	0,30 Mrd. €
		Anpassung von 846 CNG-Tankstellen	10 → 30 Vol.-%	0,06 Mrd. €
		<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2030</b>		
2035	30 Vol.-%	Austausch von ca. 3,8 Mio. Balgengaszählern im Bereich Hausanschluss	20 → 100 Vol.-%	0,62 Mrd. €
		Austausch von ca. 7,1 Mio. Gasfeuerungsanlagen (Brennwert-Geräte, Heizwertgeräte, Wasserheizer, Raumheizer)	20 → 100 Vol.-%	51,47 Mrd. €
		Austausch von ca. 2,1 Mio. Gasherden & Gasöfen	20 → 100 Vol.-%	0,82 Mrd. €
		<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2035</b>		
<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2021-2045</b>				<b>72,78 Mrd. €</b>



**Abbildung 5.10: VNB-Szenario 2: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten für den Zeitraum 2021-2045**

### 5.2.4 VNB-Szenario 3

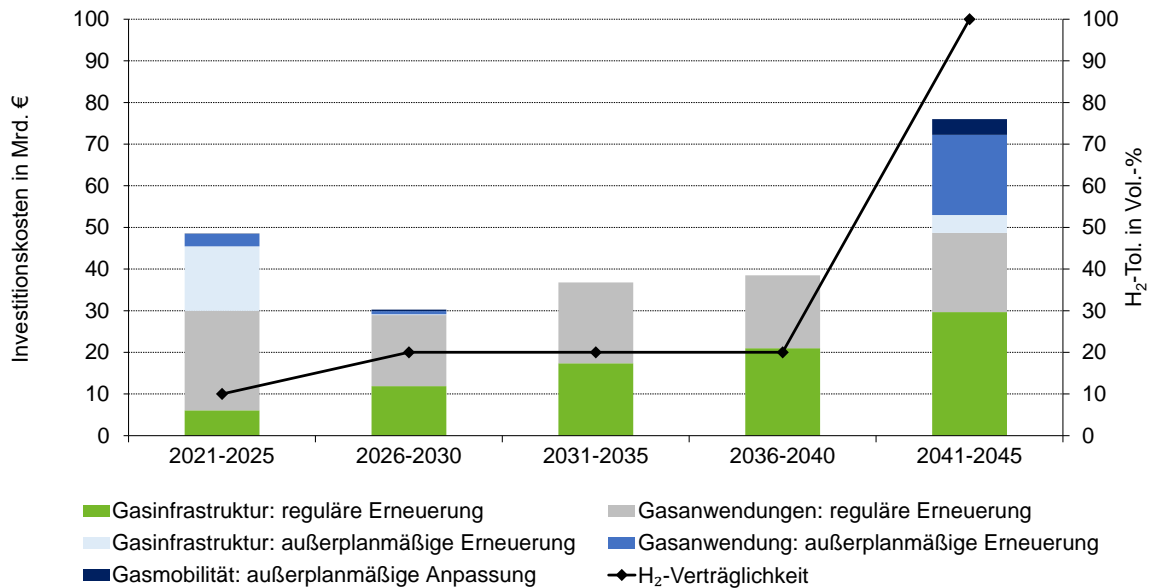
Der Betrachtungsschwerpunkt in VNB-Szenario 3 liegt auf der Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit aller Assets der Netzebene VNB auf 10 Vol.-% im Jahr 2021 und 20 Vol.-% bis zum Jahr 2030. Bis zum Jahr 2045 wird die gesamte Netzebene VNB für 100 Vol.-% Wasserstoff ertüchtigt (vgl. Tabelle 4.2, Abschnitt 4.2).

Tabelle 5.7 listet die Gesamtinvestitionskosten in VNB-Szenario 3. Der Vergleich mit dem Benchmark-Szenario ergibt, welche Mehrinvestitionen die Transformation erfordert. Bis zum Jahr 2045 werden insgesamt 230 Mrd. € für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer Wasserstoffverträglichkeit von 100 Vol.-% einschließlich der regulären Erneuerung des bestehenden Verteilnetzes und der angeschlossenen Gasanwendungen erforderlich. Dies sind 44,2 Mrd. € mehr als im Benchmark-Szenario.

**Tabelle 5.7: Kostenübersicht der Modellierungsergebnisse in VNB-Szenario 3**

Gesamt-Investitionen	2021	2022-2030	2031-2045	2021 - 2045
Benchmark-Szenario	9,4 Mrd. €	50,4 Mrd. €	126,0 Mrd. €	185,8 Mrd. €
Transformations-Szenario	10 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.	20 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.	100 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.	100 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.
	28,0 Mrd. €	50,7 Mrd. €	151,3 Mrd. €	230,0 Mrd. €
<b>Mehrinvestitionen</b>	<b>18,6 Mrd. €</b>	<b>0,3 Mrd. €</b>	<b>25,3 Mrd. €</b>	<b>44,2 Mrd. €</b>

Abbildung 5.11 zeigt den Investitionsbedarf für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer Wasserstoffverträglichkeit von 100 Vol.-%, die bis zum Jahr 2045 erreicht werden soll. Die abgebildeten Investitionskosten beziehen sich auf Zeiträume von jeweils fünf Jahren. Der Investitionsbedarf ergibt sich infolge der regulären Erneuerung und außerplanmäßiger Anpassungsmaßnahmen im Bereich Gasinfrastruktur, Gasanwendungen sowie Gasmobilität.



**Abbildung 5.11: VNB-Szenario 3: Investitionsbedarf für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer H<sub>2</sub>-Verträglichkeit von 100 Vol.-% bis zum Jahr 2045**

Für eine Erläuterung der außerplanmäßigen Anpassungsmaßnahmen und der daraus resultierenden Investitionen zur Erreichung von 10 und 20 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit in der Netzebene VNB ist auf VNB-Szenario 1 verwiesen (vgl. 5.2.2). Abbildung 5.11 verdeutlicht, dass für die Ertüchtigung der Netzebene VNB auf 100 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit im Jahr 2045 hohe außerplanmäßige Investitionen erforderlich werden. Die Ertüchtigung der Verteilnetzinfrastuktur erfordert außerplanmäßige Investitionen im Rahmen der Umstellung von Verteilnetzleitungen > 16 bar sowie der Anpassung von Anlagenkomponenten zur Gasdruckregelung und Gasmessung (u.a. Filter, Vorwärmer, SAV, SBV, Gaszähler, Mengenumwerter). Im Bereich Gasanwendungen und Gasmobilität sind neben der Anpassung von KWK-Anlagen, CNG-Fahrzeugen und CNG-Tankstellen maßgeblich häuslichen Gasgeräte von einem Ersatz betroffen. Die Anzahl der außerplanmäßig zu ersetzenden häuslichen Gasgeräte (2,1 Mio. Gasfeuerungsanlagen und 640.000 Gasherde und -öfen) sowie die damit verbundenen außerplanmäßigen Investitionen (ca. 16 Mrd. €) sind im Vergleich zu Szenario 2 aufgrund der erst zehn Jahre später einsetzenden Maßnahmen deutlich niedriger. Anders als in Szenario 2 wird bei den häuslichen Gasgeräten aufgrund der verzögerten Transformation häufiger die komplette technische Nutzungsdauer ausgeschöpft. Somit werden vermehrt reguläre Erneuerungsmaßnahmen genutzt, um wasserstoffkompatible Geräte in das Gassystem zu integrieren.

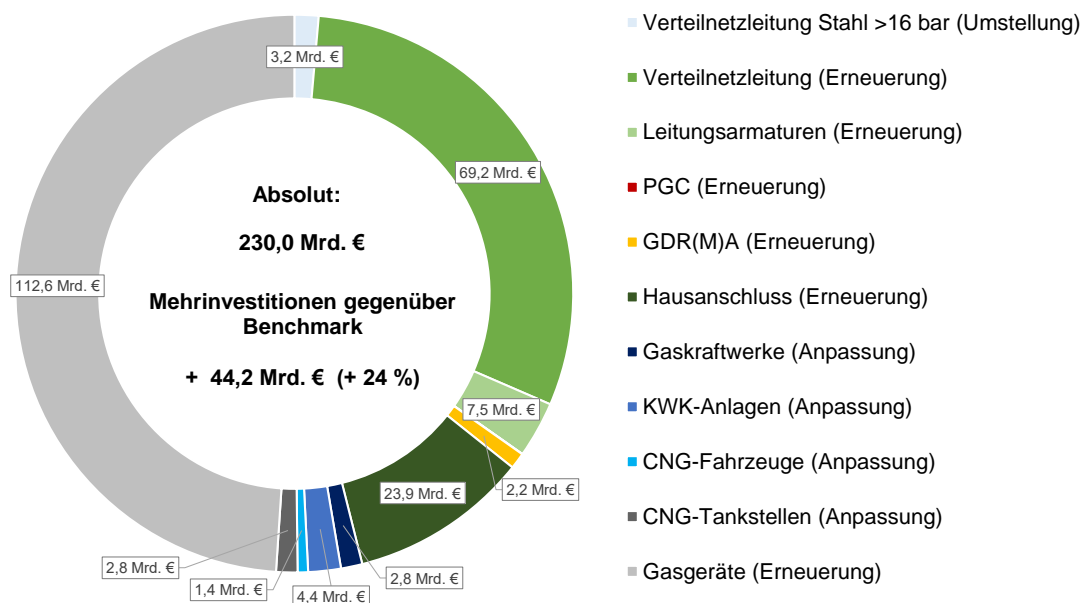
Tabelle 5.8 listet die für die Transformation der Netzebene VNB erforderlichen außerplanmäßigen Anpassungsmaßnahmen und -kosten zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit auf 10, 20 und 100 Vol.-% entsprechend VNB-Szenario 3. Spezifische Kostendaten können unter Kapitel 3 eingesehen werden.

**Tabelle 5.8: VNB-Szenario 3: außerplanmäßige Maßnahmen inkl. Kosten für die Transformation der Netzebene VNB auf 10, 20 und 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit**

Jahr	Ziel H <sub>2</sub> -Tol.	außerplanmäßige Maßnahmen zur Erhöhung der H <sub>2</sub> -Verträglichkeit	Erhöhung H <sub>2</sub> -Toleranz	Investitionskosten
2021	10 Vol.-%	Austausch von ca. 8.500 km Verteilnetzleitungen (GGG)	0 → 100 Vol.-%	7,28 Mrd. €
		Austausch von ca. 5.800 km Verteilnetzleitungen (unbekannter Werkstoff)	0 → 100 Vol.-%	4,96 Mrd. €
		Austausch von ca. 8.100 km Hausanschlussleitungen (unbekannter Werkstoff)	0 → 100 Vol.-%	3,25 Mrd. €
		Erneuerung von 172 PGC	0,2 → 20 Vol.-%	0,01 Mrd. €
		Erneuerung von 232 Gaskraftwerken (Anpassung der Gasturbinen)	5 → 100 Vol.-%	2,85 Mrd. €
		Anpassung von 35.206 KWK-Anlagen	2 → 10 Vol.-%	0,14 Mrd. €
		Anpassung von 94.122 CNG-Fahrzeugen	2 → 10 Vol.-%	0,02 Mrd. €
		Anpassung von 846 CNG-Tankstellen	2 → 10 Vol.-%	0,07 Mrd. €
<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2021</b>				<b>18,58 Mrd. €</b>
2030	20 Vol.-%	Austausch von ca. 21.500 Gaszählern	10 → 100 Vol.-%	0,18 Mrd. €
		Austausch von ca. 400 Mengenumwertern	10 → 100 Vol.-%	315 T€
		Anpassung von 35.206 KWK-Anlagen	10 → 30 Vol.-%	0,75 Mrd. €
		Anpassung von 94.122 CNG-Fahrzeugen	10 → 30 Vol.-%	0,30 Mrd. €
		Anpassung von 846 CNG-Tankstellen	10 → 30 Vol.-%	0,06 Mrd. €
<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2030</b>				<b>1,29 Mrd. €</b>
2045	100 Vol.-%	Umstellung von ca. 24.700 km Verteilnetzleitung (Stahl-HD) > 16 bar	100 Vol.-%	3,22 Mrd. €
		Anpassung von ca. 140.000 GDR(M)A-Komponenten (u.a. Filter, Vorwärmer, SAV, SBV, Gaszähler, Mengenumwerter)	>20 → 100 Vol.-%	0,60 Mrd. €
		Austausch von ca. 3,1 Mio. Balgengaszählern im Bereich Hausanschluss	20 → 100 Vol.-%	0,49 Mrd. €
		Austausch von ca. 2,1 Mio. Gasfeuerungsanlagen (Brennwert-Geräte, Heizwertgeräte, Wasserheizer, Raumheizer)	20 → 100 Vol.-%	15,52 Mrd. €
		Austausch von ca. 640.000 Gasherden & Gasöfen	20 → 100 Vol.-%	0,25 Mrd. €
		Anpassung von 35.206 KWK-Anlagen	30 → 100 Vol.-%	3,46 Mrd. €
		Anpassung von 94.122 CNG-Fahrzeugen	30 → 100 Vol.-%	1,07 Mrd. €
		Anpassung von 846 CNG-Tankstellen	30 → 100 Vol.-%	2,72 Mrd. €
<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2045</b>				<b>27,33 Mrd. €</b>
<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2021-2045</b>				<b>47,20 Mrd. €</b>

Abbildung 5.12 verdeutlicht die Zusammensetzung der Gesamtinvestitionen im VNB-Szenario 3 für den Zeitraum 2021 bis 2045. In nahezu allen Asset Gruppen ist ein Anstieg der Kosten im Vergleich zum Benchmark-Szenario zu verzeichnen. Zurückzuführen ist dies auf den außerplanmäßigen Anpassungsbedarf von Assets zur Erhöhung deren Wasserstoffverträglichkeit auf 100 Vol.-%. Insgesamt fallen daher ca. 24 % mehr Kosten als im Benchmark-Szenario an.





**Abbildung 5.12: VNB-Szenario 3: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten für den Zeitraum 2021-2045**

### 5.2.5 VNB-Szenario 4

Der Betrachtungsschwerpunkt in VNB-Szenario 4 liegt auf der Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit aller Assets der Netzebene VNB auf 10 Vol.-% im Jahr 2021. Bis zum Jahr 2035 wird die gesamte Netzebene VNB für 100 Vol.-% Wasserstoff ertüchtigt (vgl. Tabelle 4.2, Abschnitt 4.2).

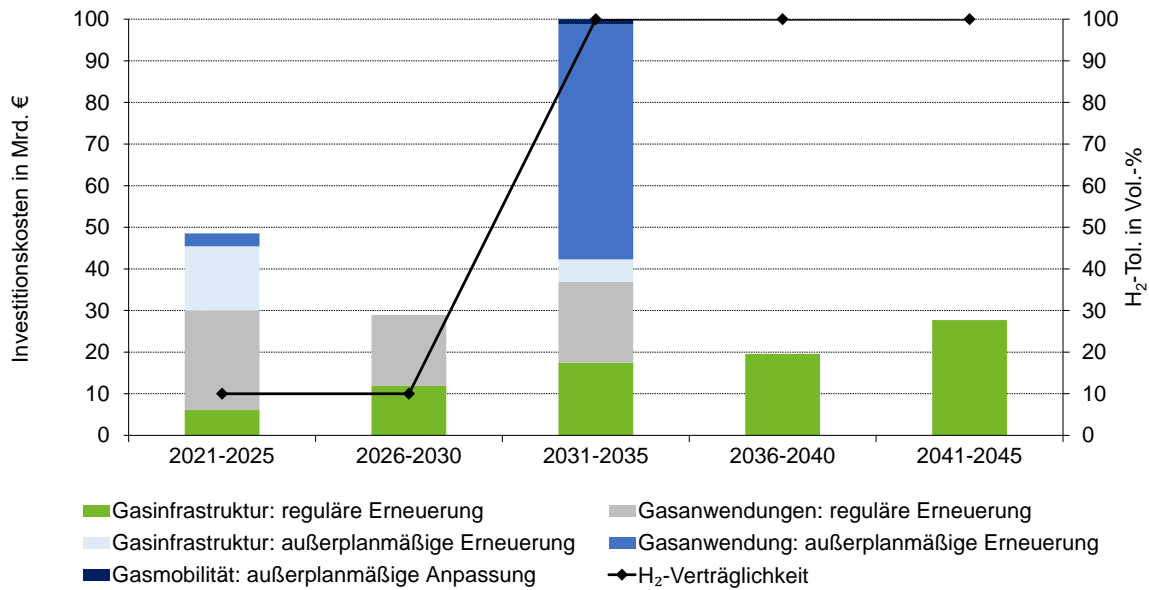
Tabelle 5.9 listet die Gesamtinvestitionskosten in VNB-Szenario 4. Der Vergleich mit dem Benchmark-Szenario ergibt, welche Mehrinvestitionen die Transformation erfordert. Bis zum Jahr 2045 werden insgesamt 227,7 Mrd. € für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer Wasserstoffverträglichkeit von 100 Vol.-% einschließlich der regulären Erneuerung des bestehenden Verteilnetzes und der angeschlossenen Gasanwendungen erforderlich. Dies sind 41,9 Mrd. € mehr als im Benchmark-Szenario.

**Tabelle 5.9: Kostenübersicht der Modellierungsergebnisse in VNB-Szenario 4**

Gesamt-Investitionen	2021	2022-2035	2036-2045	2021 - 2045
Benchmark-Szenario	9,4 Mrd. €	87,8 Mrd. €	88,6 Mrd. €	185,8 Mrd. €
Transformations-Szenario	10 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.	100 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.	100 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.	100 Vol.% H <sub>2</sub> -Tol.
	28,0 Mrd. €	152,4 Mrd. €	47,3 Mrd. €	227,7 Mrd. €
<b>Mehrinvestitionen</b>	18,6 Mrd. €	64,6 Mrd. €	-41,3 Mrd. €	41,9 Mrd. €

Abbildung 5.13 zeigt den Investitionsbedarf für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer Wasserstoffverträglichkeit von 100 Vol.-%, die bis zum Jahr 2035 erreicht werden soll. Die abgebildeten Investitionskosten beziehen sich auf Zeiträume von jeweils fünf Jahren. Der Investitionsbedarf ergibt sich infolge der regulären Erneuerung und außerplanmäßiger Anpassungsmaßnahmen im Bereich Gasinfrastruktur, Gasanwendungen sowie Gasmobilität.





**Abbildung 5.13: VNB-Szenario 4: Investitionsbedarf für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer H<sub>2</sub>-Verträglichkeit von 100 Vol.-% bis zum Jahr 2035**

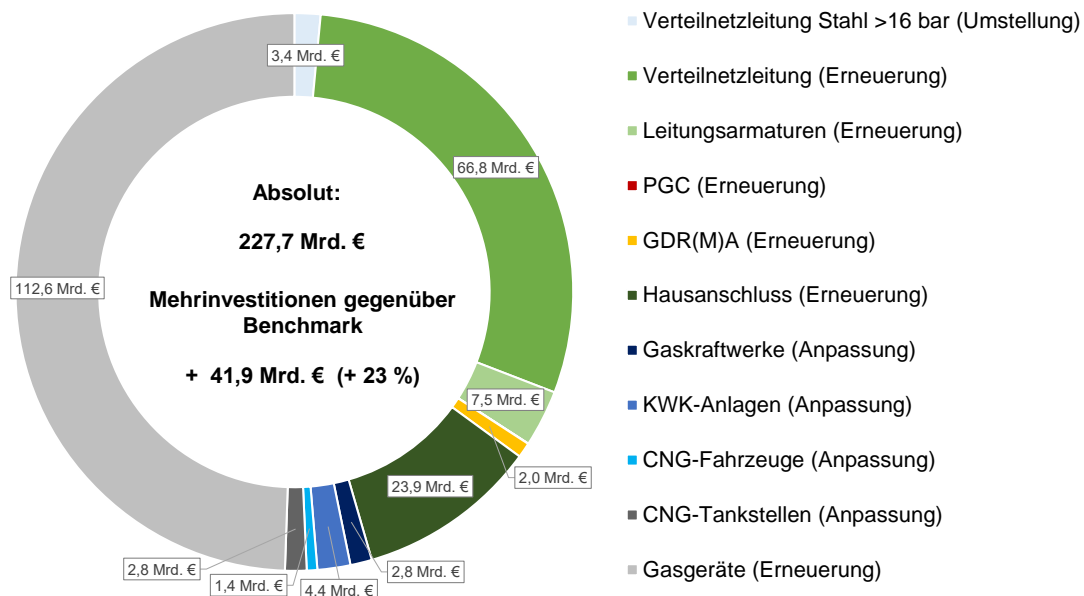
Für eine Erläuterung der außerplanmäßigen Anpassungsmaßnahmen und der daraus resultierenden Investitionen zur Erreichung von 10 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit in der Netzebene VNB ist auf VNB-Szenario 1 verwiesen (vgl. 5.2.2). Abbildung 5.13 verdeutlicht, dass für eine Umstellung der Netzebene VNB auf 100 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit im Jahr 2035 mit ca. 66 Mrd. € hohe außerplanmäßige Investitionen erforderlich sind. Die Ertüchtigung der Verteilnetzinfrastuktur erfordert analog zu VNB-Szenario 3 außerplanmäßige Investitionen im Rahmen der Umstellung von Verteilnetzleitungen > 16 bar sowie der Anpassung von Anlagenkomponenten zur Gasdruckregelung und Gasmessung (u.a. Filter, Vorwärmer, SAV, SBV, Gaszähler, Mengenumwerter). Im Bereich Gasanwendungen sind analog zu VNB-Szenario 3 neben der Anpassung von KWK-Anlagen, CNG-Fahrzeugen und CNG-Tankstellen maßgeblich häusliche Gasgeräte von einem Ersatz betroffen. Die zahlreichen außerplanmäßigen Anpassungsmaßnahmen im Jahr 2035 zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit auf 100 Vol.-% bewirken, dass sich insbesondere bei den häuslichen Gasgeräten in den darauffolgenden Jahren kein regulärer Investitionsbedarf mehr ergibt (vgl. Abschnitt 5.2.3, VNB-Szenario 2).

Tabelle 5.10 listet die für die Transformation der Netzebene VNB erforderlichen außerplanmäßigen Anpassungsmaßnahmen zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit auf 10 bzw. 100 Vol.-% entsprechend VNB-Szenario 4.

**Tabelle 5.10: VNB-Szenario 4: außerplanmäßige Maßnahmen inkl. Kosten für die Transformation der Netzebene VNB auf 10 und 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit**

Jahr	Ziel H <sub>2</sub> -Tol.	außerplanmäßige Maßnahmen zur Erhöhung der H <sub>2</sub> -Verträglichkeit	Erhöhung H <sub>2</sub> -Toleranz	Investitionskosten
2021	10 Vol.-%	Austausch von ca. 8.500 km Verteilnetzleitungen (GGG)	0 → 100 Vol.-%	7,28 Mrd. €
		Austausch von ca. 5.800 km Verteilnetzleitungen (unbekannter Werkstoff)	0 → 100 Vol.-%	4,96 Mrd. €
		Austausch von ca. 8.100 km Hausanschlussleitungen (unbekannter Werkstoff)	0 → 100 Vol.-%	3,25 Mrd. €
		Erneuerung von 172 PGC	0,2 → 20 Vol.-%	0,01 Mrd. €
		Erneuerung von 232 Gaskraftwerken (Anpassung der Gasturbinen)	5 → 100 Vol.-%	2,85 Mrd. €
		Anpassung von 35.206 KWK-Anlagen	2 → 10 Vol.-%	0,14 Mrd. €
		Anpassung von 94.122 CNG-Fahrzeugen	2 → 10 Vol.-%	0,02 Mrd. €
		Anpassung von 846 CNG-Tankstellen	2 → 10 Vol.-%	0,07 Mrd. €
<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2021</b>				<b>18,58 Mrd. €</b>
2035	100 Vol.-%	Umstellung von ca. 26.400 km Verteilnetzleitung (Stahl-HD) > 16 bar	100 Vol.-%	3,44 Mrd. €
		Anpassung von ca. 250.000 GDR(M)A-Komponenten (u.a. Filter, Vorwärmer, SAV, SBV, Gaszähler, Mengenumwerter)	>20 → 100 Vol.-%	0,92 Mrd. €
		Austausch von ca. 6,9 Mio. Balgengaszählern im Bereich Hausanschluss	20 → 100 Vol.-%	1,11 Mrd. €
		Austausch von ca. 7,1 Mio. Gasfeuerungsanlagen (Brennwert-Geräte, Heizwertgeräte, Wasserheizer, Raumheizer)	20 → 100 Vol.-%	51,46 Mrd. €
		Austausch von ca. 2,1 Mio. Gasherden & Gasöfen	20 → 100 Vol.-%	0,82 Mrd. €
		Anpassung von 35.206 KWK-Anlagen	10 → 100 Vol.-%	4,21 Mrd. €
		Anpassung von 94.122 CNG-Fahrzeugen	10 → 100 Vol.-%	1,37 Mrd. €
		Anpassung von 846 CNG-Tankstellen	10 → 100 Vol.-%	2,78 Mrd. €
<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2035</b>				<b>66,11 Mrd. €</b>
<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2021-2045</b>				<b>84,69 Mrd. €</b>

Abbildung 5.14 verdeutlicht die Zusammensetzung der Gesamtinvestitionen in VNB-Szenario 4 für den Zeitraum 2021 bis 2045. In nahezu allen Asset Gruppen ist ein Anstieg der Kosten im Vergleich zum Benchmark-Szenario zu verzeichnen. Zurückzuführen ist dies auf den außerplanmäßigen Anpassungsbedarf von Assets zur Erhöhung deren Wasserstoffverträglichkeit auf 100 Vol.-%. Insgesamt fallen daher ca. 23 % mehr Kosten als im Benchmark-Szenario an.



**Abbildung 5.14: VNB-Szenario 4: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten für den Zeitraum 2021-2045**

### 5.2.6 VNB-Szenario 5

In diesem Szenario wird eine teilnetzspezifische Umrüstung der Netzebene VNB betrachtet, wonach zu den Stützjahren 2021, 2030, 2035, 2040 und 2045 definierte Anteile des deutschen Gasverteilnetzes und der angeschlossenen Gasanwendungstechnologien auf max. 10, 20 bzw. 100 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit angepasst werden sollen. Einen Überblick gibt Tabelle 4.3 (vgl. Abschnitt 4.2). Analog zum Transformationsfahrplan im Projekt „H2vorOrt“ werden demnach kontinuierlich immer mehr Anteile der Netzebene VNB für höhere Wasserstoffkonzentrationen ertüchtigt.

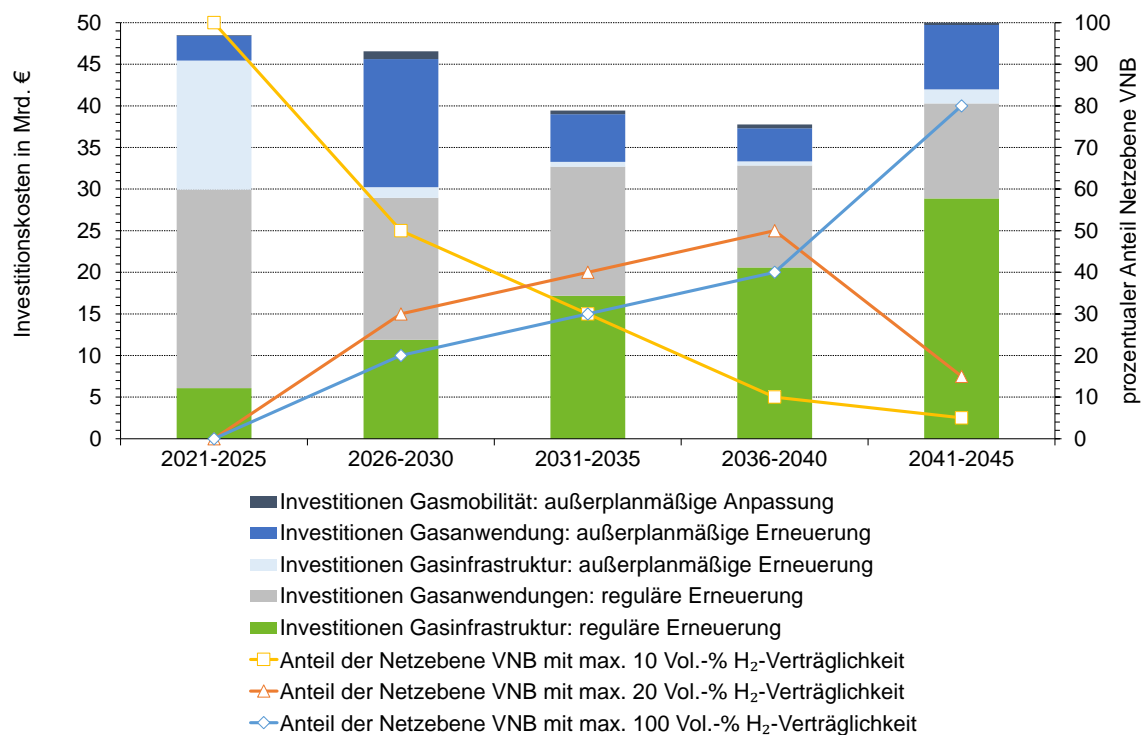
Tabelle 5.11 listet die Gesamtinvestitionskosten in VNB-Szenario 5. Der Vergleich mit dem Benchmark-Szenario ergibt, welche Mehrinvestitionen die Transformation erfordert. Bis zum Jahr 2045 werden insgesamt 223,5 Mrd. € für die teilnetzspezifische Transformation der Netzebene VNB einschließlich der regulären Erneuerung des bestehenden Verteilnetzes und der angeschlossenen Gasanwendungen erforderlich. Dies sind ca. 38 Mrd. € mehr als im Benchmark-Szenario.

**Tabelle 5.11: Kostenübersicht der Modellierungsergebnisse in VNB-Szenario 5**

<b>Gesamtinvestitionen</b>	<b>2021 - 2045</b>
Benchmark-Szenario	185,8 Mrd. €
Transformations-Szenario	223,5 Mrd. €
<b>Mehrinvestitionen</b>	<b>37,7 Mrd. €</b>

Abbildung 5.15 zeigt den Investitionsbedarf für die teilnetzspezifische Transformation der Netzebene VNB. Die abgebildeten Investitionskosten beziehen sich auf Zeiträume von jeweils fünf Jahren. Der Investitionsbedarf ergibt sich infolge der regulären Erneuerung und außerplanmäßiger Anpassungsmaßnahmen im Bereich Gasinfrastruktur, Gasanwendungen sowie Gasmobilität. Die in Abbildung 5.15 dargestellten Linien verdeutlichen den im Szenario

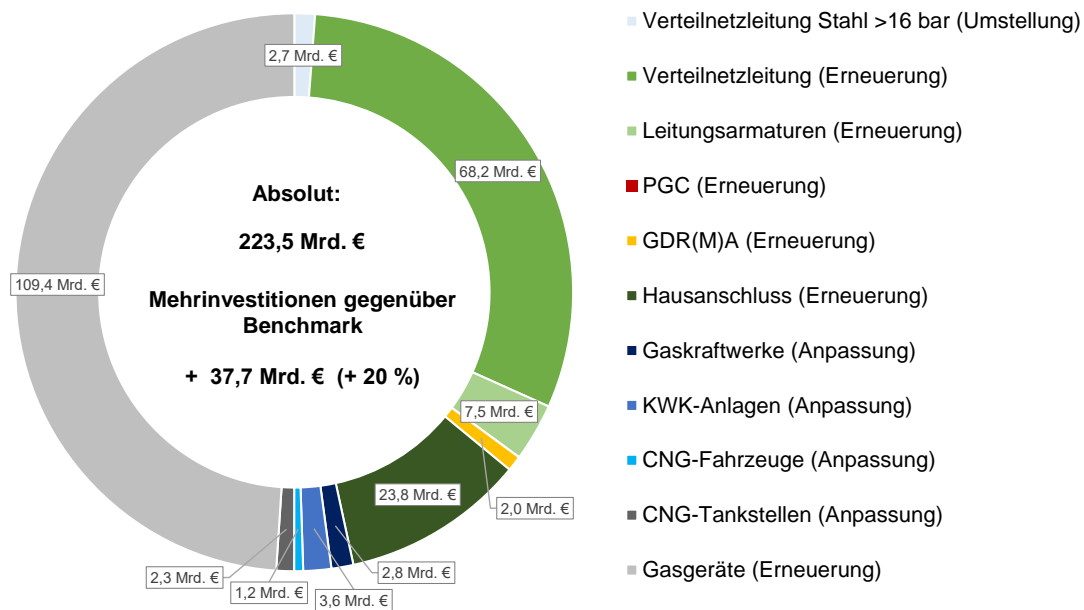
vorgegeben prozentualen Anteil der Netzebene VNB, welcher eine maximale Wasserstoffverträglichkeit von 10, 20 bzw. 100 Vol.-% aufweisen soll. Nach Szenario 5 soll die gesamte Netzebene VNB im Jahr 2021 in der Lage sein, eine Wasserstoffbeimischung in Höhe von 10 Vol.-% zu ermöglichen. Insbesondere im Bereich Gasinfrastruktur werden dafür hohe außerplanmäßige Investitionen erforderlich. Für eine Erläuterung der außerplanmäßigen Anpassungsmaßnahmen und der daraus resultierenden Investitionen zur Erreichung von 10 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit ist auf VNB-Szenario 1 verwiesen (vgl. 5.2.2). In den folgenden Zeiträumen steigt der prozentuale Anteil der Netzebene VNB mit einer maximalen Wasserstoffverträglichkeit von 20 bzw. 100 Vol.-%, wodurch infolge außerplanmäßiger Anpassungsmaßnahmen ein stetiger Investitionsbedarf erforderlich wird. Im Jahr 2045 gelten 80 % der Netzebene VNB als H<sub>2</sub>-ready, 15 % weisen eine Wasserstoffverträglichkeit von 20 Vol.-% auf und bei 5 % ist die Wasserstoffbeimischung weiterhin auf 10 Vol.-% begrenzt. Die in den einzelnen Fünf-Jahreszeiträumen erforderlichen Gesamtinvestitionen liegen im Bereich zwischen ca. 40 und 50 Mrd. €.



**Abbildung 5.15: VNB-Szenario 5: Investitionsbedarf für die teilnetzspezifische Transformation der Netzebene VNB**

Die infolge der teilnetzspezifischen Transformation der Netzebene VNB erforderlichen außerplanmäßigen Anpassungsmaßnahmen und -kosten für die Ertüchtigung auf 10, 20 und 100 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit sind in Anhang A4 einzusehen.

Abbildung 5.14 verdeutlicht die Zusammensetzung der Gesamtinvestitionen in VNB-Szenario 5 für den Zeitraum 2021 bis 2045. In nahezu allen Asset Gruppen ist ein Anstieg der Kosten im Vergleich zum Benchmark-Szenario zu verzeichnen. Zurückzuführen ist dies auf den außerplanmäßigen Anpassungsbedarf von Assets zur Erhöhung deren Wasserstoffverträglichkeit auf 10, 20 und 100 Vol.-%. Insgesamt fallen daher ca. 20 % mehr Kosten als im Benchmark-Szenario an.



**Abbildung 5.16: VNB-Szenario 5: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten für den Zeitraum 2021-2045**

### 5.3 Szenarienvergleich

Nachfolgend werden die Modellierungsergebnisse der einzelnen Szenarien in Bezug auf die sich ergebenden Kosten in Balkendiagrammen gegenübergestellt. Um die vollständigen Investitionskosten für die Transformation des deutschen Gassystems in den Bereichen Gasinfrastruktur, Gasanwendungen (ohne Industrie) sowie Gasmobilität ausweisen zu können, werden die Ergebnisse der H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenarien der Netzebene VNB mit den Ergebnissen des Transformations-Szenarios der Netzebene FNB/UGS kombiniert.

Das für die Netzebene FNB/UGS modellierte Transformations-Szenario legt seinen Betrachtungsschwerpunkt auf den Aufbau eines Wasserstoffnetzes. Für die Netzebene VNB wurden vier allgemeine und ein teilnetzspezifisches H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenario modelliert. Die allgemeinen H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenarien (VNB-Szenarien 1 bis 4) unterscheiden sich in Hinblick auf die Zielwerte der Wasserstoffverträglichkeit der gesamten Netzebene VNB (10, 20, 30 und 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit) im Zeitraum von 2021 bis 2045. In Anlehnung an eine regionalisierte Umstellung von bestehenden Verteilnetzabschnitten auf Wasserstoff erfolgt im teilnetzspezifische H<sub>2</sub>-Hochlauf-Szenario (VNB-Szenario 5) innerhalb des Betrachtungszeitraumes die Erüchtigung unterschiedlicher Anteile des deutschen Gasverteilnetzes inkl. der Gasanwendungstechnologien auf 10, 20 bzw. 100 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit.

## Szenarienvergleich: Gesamtinvestitionen 2021 – 2045

Abbildung 5.17 vergleicht die sich in den Szenarien ergebenden Gesamtinvestitionen.

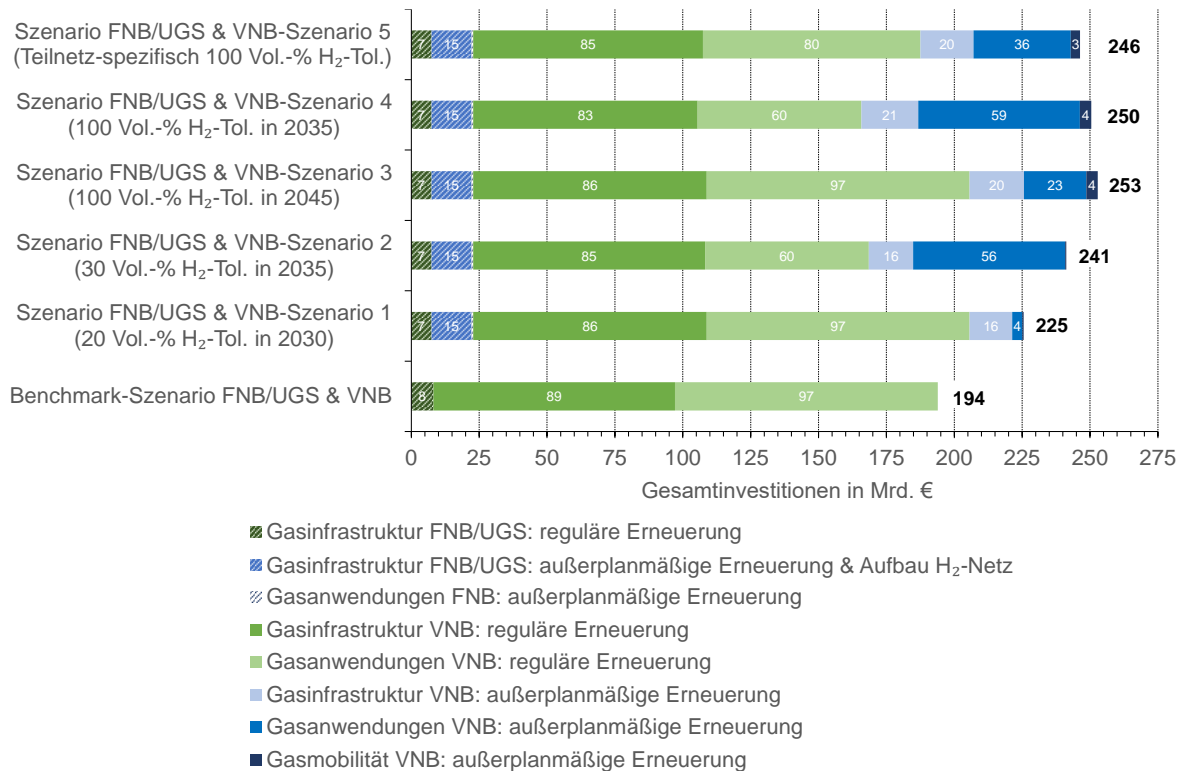


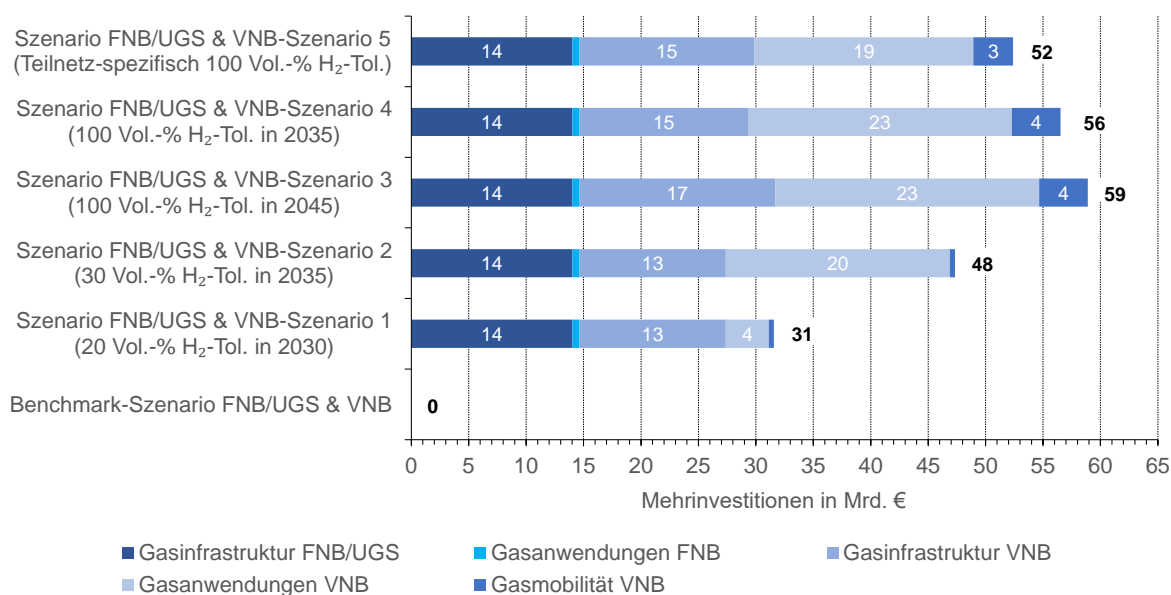
Abbildung 5.17: Szenarienvergleich: Gesamtinvestitionskosten 2021 - 2045

Die Investitionskosten im Benchmark-Szenario infolge ausschließlich alterungs- und verschleißbedingter Erneuerungs- bzw. Instandsetzungsmaßnahmen belaufen sich innerhalb des Betrachtungszeitraumes auf 194 Mrd. €. Der größte reguläre Erneuerungsbedarf besteht hierbei in der Netzebene VNB. Neben der Erneuerung der Gasverteilnetze (89 Mrd. €), nimmt insbesondere der Austausch von häuslichen Gasgeräten den größten Anteil der Benchmark-Kosten ein (97 Mrd. €). Vom aktuellen Bestand der rund 20 Mio. Gasgeräte müssen nach Modellannahme bis 2045 ca. 85 %<sup>26</sup> alterungsbedingt ersetzt werden. Mit ca. 8 Mrd. € nimmt die reguläre Erneuerung der Netzebene FNB/UGS den geringsten Anteil der Benchmark-Kosten ein. Für die Erneuerung und Transformation des Gassektors hin zur Transportfähigkeit von Wasserstoff-Erdgas-Gemischen bzw. Wasserstoff einschließlich des Aufbaus eines Wasserstoffnetzes ergeben sich für die Szenarien 1 bis 5 innerhalb des Betrachtungszeitraumes Gesamtinvestitionen im Bereich zwischen 225 und 253 Mrd. €.

## Szenarienvergleich: Mehrinvestitionen 2021 - 2045

Abbildung 5.18 zeigt die Mehrinvestitionen, welche für die Transformation des deutschen Gassektors erforderlich sind. Die Höhe der Mehrinvestitionen liegt je nach Szenario im Bereich zwischen 31 und 59 Mrd. €. Das entspricht einer Steigerung von 16 bis 30 % gegenüber den Investitionskosten im Benchmark-Szenario (gesamt: 194 Mrd. €).

<sup>26</sup> Annahmen: 30 Jahre technische Nutzungsdauer für häusliche Gasgeräte; Ersatz durch H<sub>2</sub>-kompatible Geräte



**Abbildung 5.18: Szenarienvergleich: Mehrinvestitionen 2021 - 2045**

Die Höhe der Mehrinvestitionskosten hängt maßgeblich von der angestrebten Wasserstoffverträglichkeit, der Anzahl an Anpassungsstufen sowie dem Zeitpunkt für die Ertüchtigung der Netzebene VNB ab.

### ***Einflussfaktor Wasserstoffverträglichkeit***

Abbildung 5.18 verdeutlicht: je höher der Zielwert der Wasserstoffverträglichkeit in den VNB-Szenarien desto höher sind tendenziell die Mehrinvestitionen für die Transformation des Gassektors. Allerdings steigen die Mehrinvestitionen in VNB-Szenario 3 und 4 zur Erreichung von 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit im Vergleich zu VNB-Szenario 2 mit dem Zielwert 30 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit mit 8 bzw. 11 Mrd. € vergleichsweise geringfügig an. Dies entspricht einer Steigerung der Mehrinvestitionen um 17 % bzw. 23 %. Der Grund dafür besteht in den durchzuführenden Anpassungsmaßnahmen, welche insbesondere bei den häuslichen Gasgeräten sowohl für die Erreichung von 30 Vol.-% als auch 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit erforderlich werden.

### ***Einflussfaktor Anpassungsstufen***

VNB-Szenario 4 ist im Vergleich zu VNB-Szenario 3 um etwa 3 Mrd. € günstiger, da die Anpassung der Netzebene VNB auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit im Jahr 2035 direkt ohne Zwischenstufe (20 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit) erfolgt. Assets, wie Gaszähler und Mengenumwerter, müssen daher in VNB-Szenario 4 einmal weniger erneuert werden als in VNB-Szenario 3. Die Anpassungsstufe von 10 auf 20 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit in VNB-Szenario 3 ermöglicht allerdings ohne größere Anpassungsmaßnahmen und -kosten die Integration von Wasserstoff in die Gasnetze, wodurch zeitnah eine Dekarbonisierung des Gassektors, insbesondere im Endanwendungsbereich (häusliche Gasgeräte) vorangetrieben werden kann. VNB-Szenario 5 erfordert 4 bzw. 7 Mrd. € weniger als VNB-Szenario 4 bzw. 3. Dadurch, dass in VNB-Szenario 5 bis zum Jahr 2045 nur 80 % der Netzebene VNB für reinen Wasserstoff ertüchtigt und die restlichen 20 % lediglich auf 10 bzw. 20 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit angepasst werden, ergeben sich etwas geringere Mehrinvestitionskosten.

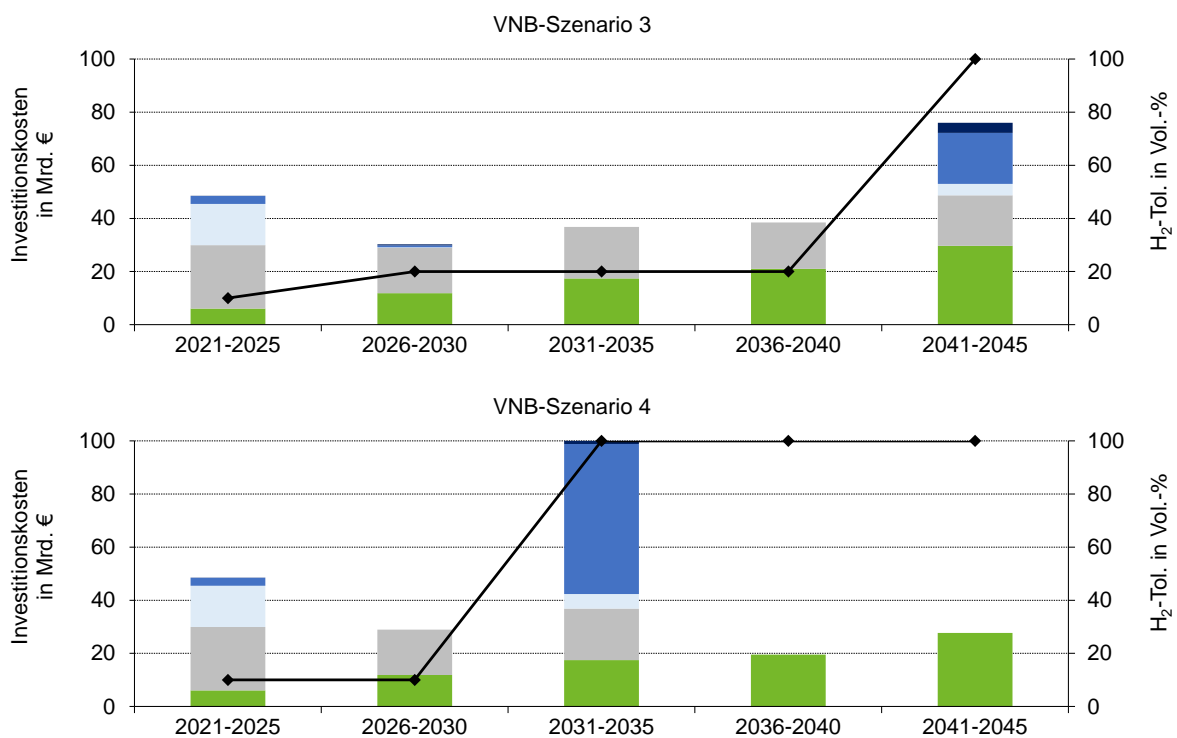
### ***Einflussfaktor Zeitpunkt der Transformation***



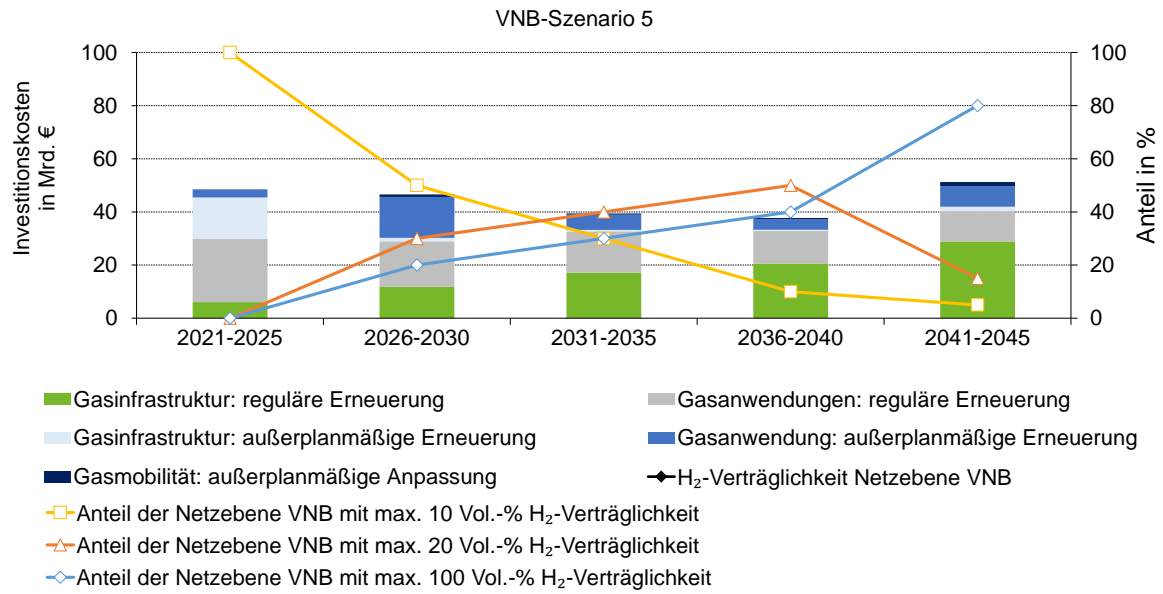
Da im Rahmen der statischen Kostenrechnung Investitionszahlungen ohne Berücksichtigung ihres Entstehungszeitpunktes erfasst werden, lässt sich kein kostenseitiger Einfluss des Transformationszeitpunktes für die Ergebnisse ableiten.

Mit der Gegenüberstellung der Modellierungsergebnisse von VNB-Szenario 3, 4 und 5 in Abbildung 5.19 kann lediglich abgeleitet werden, dass die Transformation der gesamten Netzebene VNB innerhalb von Fünf-Jahren zu einem signifikanten Investitionsbedarf aufgrund der Menge an erforderlichen außerplanmäßigen Erneuerungsmaßnahmen führen würde (vgl. Szenario 3 und 4). Neben den hohen außerplanmäßigen Investitionen (insbesondere bei häuslichen Gasgeräten) würde die zeitliche Umsetzbarkeit der erforderlichen Anpassungsmaßnahmen eine große Herausforderung darstellen (nicht Untersuchungsgegenstand der Modellierung). Die teilnetzspezifische Transformation entsprechend VNB-Szenario 5 berücksichtigt innerhalb des Betrachtungszeitraumes eine stetige Ertüchtigung von Teilen der Netzebene VNB hin zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit, wodurch die erforderlichen Kosten sich gleichmäßiger auf den Betrachtungszeitraum aufteilen. VNB-Szenario 5 stellt demnach einen deutlich realistischeren Transformationspfad in Bezug auf die Umsetzbarkeit und Finanzierung der erforderlichen Maßnahmen dar.

Um auch die Auswirkungen zeitlicher Aspekte bei der Transformation aufzeigen zu können, wurde in einem Exkurs die Kostenberechnung mittels Barwertmethode unter Berücksichtigung zeitlich relevanter Rechengrößen (jährliche Preissteigerung und Kalkulationszins) durchgeführt. Die Barwertmethode bezieht die Zeitwerte zukünftiger Investitionszahlungen durch Abzinsen auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt in die Kostenberechnung ein (vgl. Anhang A1). Somit können Aussagen getroffen werden, welche kostenseitigen Effekte eine zügige bzw. verzögerte Transformation haben würde.







**Abbildung 5.19: Vergleich VNB-Szenario 3, 4 & 5: Einflussfaktor Transformationszeitpunkt**

## 6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Im Rahmen dieser Studie werden Wege für die Transformation des deutschen Gassystems mit Fokus auf der Gasinfrastruktur, den Gasanwendungstechnologien (ohne Industrie) und der Gasmobilität hin zur Transportfähigkeit bzw. Verträglichkeit von Wasserstoff-Erdgas-Gemischen bzw. Wasserstoff ausgewiesen und techno-ökonomisch bewertet. Die Ergebnisse haben aufgezeigt, welche technischen Anpassungsmaßnahmen und welche Anpassungskosten mit einer Erhöhung der Wasserstoffkonzentration im Gasnetz einhergehen. Damit zeigen die Ergebnisse der Transformationspfade-Modellierung wichtige Erkenntnisse auf, um eine Strategie zur Anpassung des deutschen Gassystems an die zukünftigen Anforderungen der Klimaneutralität zu entwickeln.

Folgende Kernaussagen lassen sich formulieren:

- Für den Transport und die Verteilung großer Mengen an Wasserstoff kann die deutsche Gasinfrastruktur kosteneffizient ertüchtigt und ergänzt werden. Der Aufbau eines Wasserstoffnetzes auf Transportnetzebene mit einer Gesamtlänge von 13.300 km bis zum Jahr 2045 erfordert rund 14 Mrd. € an Mehrinvestitionen. Für die Transformation zzgl. der regulären Erneuerung des Fernleitungsnetzes ergeben sich damit fast dreimal so hohe Kosten wie im Benchmark-Szenario (Bereich Gasinfrastruktur FNB/UGS). Das Wasserstoffnetz könnte laut FNB Gas e. V. 504 TWh (Heizwert) Wasserstoff bereitstellen [55].
- Rund 96 % der bestehenden Verteilnetzleitungen sind bereits H<sub>2</sub>-ready. Austauschbedarf besteht bei Leitungen aus Gusseisen. Des Weiteren müssen Leitungen mit unbekanntem Material hinsichtlich ihrer spezifischen Wasserstoffeignung untersucht werden. Anlagen zur Gasdruckregelung und Gasmessung sind hinsichtlich der spezifischen Wasserstoffeignung aller wesentlichen Anlagenkomponenten (u.a. Filter, Vorwärmer, Absperrarmaturen, Druckregler, SAV, SBV, Gaszähler, Mengenumwerter) zu prüfen und anzupassen. In Abhängigkeit der auszutauschenden Leitungslänge und des Anpassungsbedarfes von Gasdruckregel- und Messanlagen ergeben sich für die Ertüchtigung der Verteilnetze hin zu 100 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit Mehrinvestitionen von bis zu 17 Mrd. €. Die für die Transformation erforderlichen Gesamtinvestitionen sind damit etwa 20 % höher als im Benchmark-Szenario (Bereich Gasinfrastruktur VNB).
- Die technische Anpassung der Gasanwendungstechnologien (ohne Industrie) und des Bereiches der Gasmobilität mit CNG hin zu 100 % Wasserstoffeignung ist technisch möglich und umfasst mit bis zu 23 Mrd. € rund die Hälfte der erforderlichen Mehrinvestitionskosten für die Transformation des gesamten Gassektors. Die Kosten im Bereich Gasanwendungen sind damit ca. 25 % höher als im Benchmark-Szenario. Da industrielle Gasanwendungen bei der Transformationspfade-Modellierung nicht berücksichtigt werden konnten, dürften die tatsächlichen Kosten für die Anpassung der Gasanwendungstechnologien noch einmal deutlich höher ausfallen. Aufgrund der großen Anzahl bestehender Gasgeräte im Bereich der häuslichen Wärmeerzeugung (ca. 15 Mio. Geräte) ergibt sich bei Wasserstoffkonzentrationen größer 20 Vol.-% ein hoher Anpassungs- und Investitionsbedarf.

Folgende Handlungsempfehlung lassen sich daraus ableiten:

- Die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern für Assets der Gasinfrastruktur sowie der Gasanwendungstechnologien erfordern mit Blick auf die Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 vorausschauendes Handeln bei Investitionsentscheidungen. Um die Mehrinvestitionen für die Transformation des Gassektors auf ein Minimum zu begrenzen, sollte im Rahmen der zustands- und alterungsbedingten Erneuerung (turnusmäßiger Austausch) möglichst auf die jeweils modernste Alternative hinsichtlich der Wasserstoffverträglichkeit zurückgegriffen werden. Die neuen Assets sollten demnach für einen Einsatz mit Erdgas, wasserstoffhaltigem Gas sowie für Wasserstoff geeignet sein bzw. sich dafür ohne großen Aufwand umrüsten lassen. Andernfalls entstehen aus volkswirtschaftlicher Sicht Mehrinvestitionen durch zusätzliche Anpassungsschritte zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit vor Ablauf der technischen Nutzungsdauer dieser Assets. Weiterer Vorteil dieser Strategie besteht darin, dass im Falle einer tatsächlichen Umstellung auf Wasserstoff ein Teil des Gasnetzes sowie der Gasanwendungen bereits dafür vorbereitet wäre. Eine zeitliche Verzögerung der Umstellung auf Wasserstoff aufgrund fehlender Eignung der Transport- und Verteilinfrastruktur kann so verhindert bzw. reduziert werden.
- Hersteller sollten ihre Produkte entsprechend wasserstoffkompatibel ausrichten und als „H<sub>2</sub>-ready“ zertifizieren. Die dafür erforderlichen Normen sind noch zu erarbeiten. Eine modulare Erweiterbarkeit für steigende Wasserstoffkonzentrationen, z.B. leicht austauschbare Düsen bei Gasgeräten, sollte durch die Hersteller vorgesehen werden.
- Der Gesetzgeber und die Regulierungsbehörden sollten den Einsatz von zukunftsrobusten Umstellungsinvestitionen der Gasinfrastruktur durch regulatorische Anrechenbarkeit und Kapitalausstattung unterstützen. Zudem sollte der Gesetzgeber einen Bonus für die Endgeräteumrüstung auf Wasserstoff gewähren. Damit sich ein Markthochlauf für Wasserstoff entwickeln kann, benötigt es u.a. staatliche Förderungen als Anreiz für Investitionen in die zukunftsfähige Erzeugung, den Transport und die Verwendung von Wasserstoff.

Abhängig vom zukünftigen Gas- und Wasserstoffbedarf in Deutschland wird sich entscheiden in welcher Größenordnung der Aufbau eines Wasserstoffnetzes tatsächlich erfolgen muss und wie sich der Bestand der bestehen Gasinfrastruktur und Gasanwendungstechnologien in den nächsten Jahrzehnten entwickeln wird. Neben dem Neubau von Wasserstoffleitungen spielt beim Aufbau eines Wasserstoffnetzes auch die Umstellung bestehender Erdgasleitungen und -netze auf Wasserstoff eine erhebliche Rolle. Neben den Fragestellungen der Wasserstoffeignung hinsichtlich des Materials und der Funktion sind auch kapazitive und strömungstechnische Aspekte im Rahmen der Netzplanung für die Transformation elementar. TP 2.4 befasst sich daher mit der Anpassung und Umstellung von Netzstrukturen sowie dem Netzbetrieb mit Wasserstoff und wasserstoffhaltigen Gasen (z.B. Abrechnung bei H<sub>2</sub>-Beimischung). Des Weiteren wird die zeitliche Umsetzbarkeit von technischen Anpassungsmaßnahmen und der Umstellung von Gasnetzen und Gasanwendungen auf wasserstoffhaltiges Gas bzw. Wasserstoff im Rahmen einer Roadmap untersucht. Ergänzend zur Anpassung der Gasinfrastruktur sind für das Gassystem auch die Entwicklungen der Energiekosten zu berücksichtigen. Die Gesteuerungskosten für Wasserstoff liegen tendenziell unter denen von erneuerbarem synthetischem Methan (EE-CH<sub>4</sub>). Die Optimierung des Gesamtsystems ist Aufgabe für das Energiesystemmodell in TP 4.

## 7 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Hg., „Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“, Berlin, Nov. 2016. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf). Zugriff am: 4. März 2022.
- [2] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hg., „Marktregeln für eine erfolgreiche Sektorkopplung“, Berlin, 28. Mai 2019. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Stn\\_20190528\\_Diskussionspapier-Marktregeln-Sektorkopplung.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190528_Diskussionspapier-Marktregeln-Sektorkopplung.pdf). Zugriff am: 4. März 2022.
- [3] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Hg., „Fuel-, Content- & Modal-Switch - Auf dem Weg in die Zwei-Energieträger-Welt“, 22. Juli 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/stellungnahmen/DVGW-Positionspapier-Gas-2030-BMWi-Auf-dem-Weg-in-die-Zwei-Energietraeger-Welt.pdf>. Zugriff am: 4. März 2022.
- [4] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., „Roadmap Gas 2050: Vertrag Anlage 1: Gesamtvorhabensbeschreibung“, 4. Dez. 2019.
- [5] G. Müller-Syring, M. Henel, M. Poltrum, A. Wehling, E. Dannenberg und J. Gladien, „Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21: DVGW-Förderkennzeichen G 201624“, Nov. 2018.
- [6] J. Sperlich, „Kostenoptimierte Transformation eines Gasnetzes im Kontext der Energiewende“. Masterarbeit, Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (HTWK), 2020.
- [7] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., Hg., „Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030“, 26. Mai 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/netzentwicklungspl%C3%A4ne/netzentwicklungsplan-2020/#:~:text=Mit%20dem%20heute%20ver%C3%B6ffentlichen%20finalen,NEP%20Gas%202020%2D2030%20ab>. Zugriff am: 4. März 2022.
- [8] R. Lange, J. Schmidinger, A. Schwigon und M. Steiner, „Bestandsdaten- und Ereignisdatenerfassung Gas - Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2017“, *DVGW energie | wasser-praxis*, S. 22–31, 2019, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/sicherheit/energie-wasser-praxis-dvgw-bestandsereignisdatenerfassung-gas.pdf>. Zugriff am: 13. Dezember 2021.
- [9] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Hg., „GaWaS 2016“.
- [10] LBEG Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hg., „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2020“, Hannover, 4. Nov. 2021.
- [11] M. Poltrum *et al.*, „Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen: Analyse zur Verträglichkeit der Gasverteilnetze mit Wasserstoffanteilen im Gasgemisch in Schritten bis 100 Vol.-%“, 19. Apr. 2019.
- [12] M. Poltrum *et al.*, „Kompendium Wasserstoff in Gastransportnetzen: Nachschlagewerk über das abgesicherte Wissen zur Tauglichkeit der Gastransportnetze mit Wasserstoffzumischung und reinem Wasserstoff“, 2021.
- [13] MARCOGAZ, Hg., „Overview of available test results and regulatory limits for Hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use“, 1. Okt. 2019. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.marcogaz.org/wp-content/uploads/2021/04/TF\\_H2-427.pdf](https://www.marcogaz.org/wp-content/uploads/2021/04/TF_H2-427.pdf).

- [14] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hg., „Monitoringbericht 2020 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt“, Bonn, 27. Jan. 2021.
- [15] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, Hg., „Monitoringbericht 2021“, 1. Dez. 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht\\_Energie2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=2). Zugriff am: 11. Januar 2022.
- [16] *Hydrogen Piping and Pipelines: ASME Code for Pressure Piping, B31.12*, The American Society of Mechanical Engineers (ASME), Dez. 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-12-hydrogen-piping-pipelines>
- [17] *Hydrogen Pipeline Systems - IGC Doc 121/14*, European Industrial Gases Association (EIGA), Brussels, 2014. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.eiga.eu/publications/?\\_sft\\_ct\\_years=2014&\\_sf\\_s=Hydrogen](https://www.eiga.eu/publications/?_sft_ct_years=2014&_sf_s=Hydrogen)
- [18] *Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar - Errichtung*, Arbeitsblatt G 463, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Jul. 2016.
- [19] U. Marewski, C. Engel und M. Steiner, „Nutzung von bestehenden Pipelines für den Transport mit Wasserstoff“, *Oldenburger Rohrleitungsforum*, 2020, 2020.
- [20] Kunststoffrohrverband, Hg., „KRV Stellungnahme zur Wasserstoffintegrität von Kunststoffrohren und Formteilen“, Bonn, 3. Dez. 2020. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.krv.de/system/files/downloads/krv\\_stellungnahme.pdf](https://www.krv.de/system/files/downloads/krv_stellungnahme.pdf). Zugriff am: 18. März 2022.
- [21] M. Mohitpour, H. Solanky und G. K. Vinjamuri, „Materials selection and performance criteria for hydrogen pipeline“, *ASME/JSME 2004 Pressure Vessels and Piping Conference*, S. 241–251, 2004, 2004.
- [22] H. Matsunaga, T. Nakashima, K. Yamada, T. Matsuo, J. Yamabe und S. Matsuoka, „Effect of test frequency on hydrogen-enhanced fatigue crack growth in type 304 stainless steel and ductile cast iron.“, *Proceedings of the ASME 2016*, Juli. 2016, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://asmedigitalcollection.asme.org/PVP/proceedings-abstract/PVP2016/50435/V06BT06A031/285396>. Zugriff am: 21. April 2019.
- [23] Ready4H2, Hg., „Ready4H2: Europe’s Local Hydrogen Networks: Local gas networks are getting ready to convert“, 13. Dez. 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ready4h2.com/projects-3>. Zugriff am: 12. Januar 2022.
- [24] H. Bültemeier *et al.*, „Wasserstoff speichern - soviel ist sicher: Transformationspfade für Gasspeicher“, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Juni 2022. [Online]. Verfügbar unter: [https://erdgasspeicher.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610\\_DBI-Studie\\_H2-speichern-soviel-ist-sicher.pdf](https://erdgasspeicher.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_H2-speichern-soviel-ist-sicher.pdf). Zugriff am: 15. Juni 2022.
- [25] Nationaler Wasserstoffrat, Hg., „Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland: Entwicklungspotenziale und regulatorische Rahmenbedingungen“, 15. Jan. 2022.
- [26] P. Adam, F. Heunemann, C. von dem Bussche, S. Engelshove und T. Thiemann, „Hydrogen infrastructure - the pillar of energy transition: The practical conversion of long-distance gas networks to hydrogen operation“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:3d4339dc-434e-4692-81a0-a55adbcaa92e/200915-whitepaper-h2-infrastructure-en.pdf>.
- [27] G. Müller-Syring und Henel, M., „Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen“, Feb. 2014. [Online]. Verfügbar unter:

[https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g1\\_02\\_12.pdf](https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g1_02_12.pdf). Zugriff am: 6. April 2022.

- [28] J. König und S. Schütz, „Dichtheitsuntersuchung Absperrarmaturen: Angefertigt von der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH im Auftrag eines deutschen Verteilnetzbetreibers“, Leipzig, 2019.
- [29] *Technische Richtlinien G 14 Messgeräte für Gas, Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*, Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Nov. 2007.
- [30] P. Schley *et al.*, „Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung: DVGW-Forschungsprojekt G 3-02-12“, Apr. 2014. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g3\\_02\\_12.pdf](https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g3_02_12.pdf). Zugriff am: 6. April 2022.
- [31] *Technische Richtlinie G 19, Messgeräte für Gas - Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz.*, Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Nov. 2014.
- [32] Scholten, K. (GWI), Dörr, H. (EBI) und Werschy, M., „Mögliche Beeinflussung von Bauteilen der Gasinstallation durch Wasserstoffanteile im Erdgas unter Berücksichtigung der TRGI“, Bonn, Feb. 2018.
- [33] J. Mischner, H.-G. Fasold und J. Heymer, *Gas2energy.net: Systemplanerische Grundlagen der Gasversorgung*, 2. Aufl. München, Deutschland: DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, 2015.
- [34] K. Altfeld und D. Pinchbeck, „Hydrogen in Pipeline Systems (HIPS): Admissible Hydrogen Concentrations in Natural Gas Systems“, Brüssel, 2013. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.gerg.eu/wp-content/uploads/2019/10/HIPS\\_Final-Report.pdf](https://www.gerg.eu/wp-content/uploads/2019/10/HIPS_Final-Report.pdf).
- [35] 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“, 2013.
- [36] J. Schrammel und A. Dobsch, „H2ready – Systemlösungen für die Verteilung von Wasserstoff“, *FORUM GAS WASSER WÄRME*, Jg. 2020, Nr. 3, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://schuck-group.com/download/7347>
- [37] RMA Pipeline Equipment, *Wir sind bereit für die Zukunft mit Wasserstoff!: RMA Produkte 100% H2 geeignet – TÜV geprüft!* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.rma-armaturen.de/de/wir-sind-bereit-fuer-die-zukunft-mit-wasserstoff/>.
- [38] Bundesverband des Schornstiefegerhandwerks - Zentralinnungsverband, Hg., „Erhebungen des Schornstiefegerhandwerks 2019“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.schornstiefeger.de/sonderdruck-2019.pdf?forced=true&forced=true>. Zugriff am: 16. Dezember 2021.
- [39] Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., "Bestandsdatenerhebung Gasherde und -öfen GWI - eigene Recherche Internet, nicht abgestimmt mit HKI", E-Mail, Apr. 2021.
- [40] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hg., „Wie heizt Deutschland 2019?: BDEW-Studie zum Heizungsmarkt“, Berlin, Okt. 2019. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Pub\\_20191031\\_Wie-heizt-Deutschland-2019.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20191031_Wie-heizt-Deutschland-2019.pdf). Zugriff am: 16. Dezember 2021.
- [41] Viessmann Deutschland GmbH, „Zukunftstechnologie: Heizen mit Wasserstoff“, Feb. 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.viessmann.de/de/wohngebaeude/klimaneutral-heizen-mit-wasserstoff.html>. Zugriff am: 16. Dezember 2021.
- [42] Viessmann Deutschland GmbH, „Heizen mit Wasserstoff – Innovative Brennwerttechnik für die klimaneutrale Zukunft“, Allendorf (Eder), 16. Dez. 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.viessmann.family/de/newsroom/loesungsangebot/heizen-mit->

wasserstoff-innovative-brennwerttechnik-fuer-die-klimaneutrale-zukunft. Zugriff am: 16. Dezember 2021.

- [43] Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. - GWI, „H<sub>2</sub>-Readiness von Gasgeräten: Erste Ergebnisse aus dem Projekt Roadmap Gas 2050 | Teilprojekt „Roadmap Gasanwendungen“, 21. Juni 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2-wochen-lunch-and-learn-h2-readiness-burmeister-gwi.pdf>. Zugriff am: 16. Dezember 2021.
- [44] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hg., „Kraftwerksliste Bundesnetzagentur 2021“, Bonn, 15. Nov. 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html).
- [45] J. Horst, F. Merten, S. Kiefer und A. Taubitz, „Technologiebericht 3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe“, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Apr. 2018.
- [46] EUTurbines, „Power-to-Gas & turbines - A perfect combination in the future - R&I priorities for gas turbines“, Nov. 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.euturbines.eu/position-papers/euturbines-position-paper-hydrogen-ri-priorities/>. Zugriff am: 16. Dezember 2021.
- [47] J. Larfeldt, „Hydrogen Co-Firing in Siemens Low NOX Industrial Gas Turbines“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/technical-papers/download-hydrogen-co-firing-in-gas-turbines.html>. Zugriff am: 21. Oktober 2020.
- [48] D. Flin, „Gas turbine runs on 30 per cent hydrogen“, *Gas Turbine World*, S. 12–16, März. 2018, 2018.
- [49] Baker Hughes - a GE company, „BHGE Roadmap- To the future of power generation“, Portland, Mai 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.renewableh2.org/wp-content/uploads/2019/05/09-Egidio-Pucci-BHGE-Slides.pdf>. Zugriff am: 16. Dezember 2021.
- [50] EUTurbines, Hg., „Gas Turbines - IN A CLIMATE-NEUTRAL ENERGY SYSTEM“, Sep. 2020. [Online]. Verfügbar unter: [https://powertheeu.eu/wp-content/uploads/2020/09/EU-Turbines-Brosch%C3%BCre-Gasturbinen\\_October-2020.pdf](https://powertheeu.eu/wp-content/uploads/2020/09/EU-Turbines-Brosch%C3%BCre-Gasturbinen_October-2020.pdf). Zugriff am: 16. Dezember 2021.
- [51] A. P. Hans-Martin Henning, „Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050“, Freiburg, Nov. 2015. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/was-kostet-die-energiewende.html>. Zugriff am: 16. Dezember 2021.
- [52] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. und Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV) e. V., Hg., „H<sub>2</sub> in the Gas Network: H<sub>2</sub> in the gas network and interaction with gas engines“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fvv-net.de/forschung/projekte/h2-im-gasnetz/>. Zugriff am: 21. Januar 2022.
- [53] „Anzahl der Erdgastankstellen in Deutschland von 2001 bis 2021“. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/256646/umfrage/anzahl-der-erdgastankstellen-in-deutschland/>. Zugriff am: 15. Februar 2022.
- [54] FNB Gas e.V., Hg., „Wasserstoffnetz 2030: Aufbruch in ein klimaneutrales Deutschland“, Nov. 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz2030/>. Zugriff am: 19. Januar 2022.

- [55] FNB Gas e.V., Hg., „Wasserstoffnetz 2050: für ein klimaneutrales Deutschland“, Nov. 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/>. Zugriff am: 19. Januar 2022.
- [56] K. Markuske, „Wasserstoffeinspeisung auf Transportnetzebene - netztechnische Möglichkeiten zur Erhöhung der Wasserstoffaufnahmefähigkeit“, *DVGW energie | wasser-praxis*, S. 26–29, 1. Okt. 2020, 2020.
- [57] U. Bünger, „Strategische Einsichten aus aktuellen Studien zur Zukunft der Gasinfrastruktur mit Wasserstoff“, *gwf Gas + Energie*, S. 40–49, 5. März 2020, 2020. [Online]. Verfügbar unter: [www.gwf-gas.de](http://www.gwf-gas.de).
- [58] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Hg., „Mehr Wasserstoff technisch sicher verankern: DVGW-Regeln für klimafreundliche Energieinfrastruktur“, 9. Apr. 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-09042019-mehr-wasserstoff-technisch-sicher-verankern/>. Zugriff am: 19. Januar 2022.
- [59] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Hg., „Kompakt - Wasserstoff: CO<sub>2</sub>-freier Wasserstoff als Schlüsselement für die Energiewende und den Klimaschutz“, Nov. 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvw-info.de/wp-content/uploads/2015/06/20191127-DVGW-kompakt-Wasserstoff.pdf>. Zugriff am: 19. Januar 2022.
- [60] Dr. Heike Grüner, „Wasserstoff-Insel Öhringen: Wasserstoff aus erneuerbaren Energien – ein unverzichtbarer Baustein der Energiewende“, 23. Juni 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/20210630\\_DVGW\\_lunch\\_and\\_learn\\_NetzeBW\\_Wasserstoff-Insel.pdf](https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/20210630_DVGW_lunch_and_learn_NetzeBW_Wasserstoff-Insel.pdf). Zugriff am: 19. Januar 2022.
- [61] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Hg., „H<sub>2</sub>vorOrt: Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen“, Bonn, Nov. 2020.
- [62] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Hg., „Klimaschutz und Resilienz: Der Umsetzungsplan für Wasserstoff und klimaneutrale Gase“, Bonn, Apr. 2021.
- [63] Bayerische Architektenkammer, *Lebenszykluskostenberechnung*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.byak.de/data/Nachhaltigkeit\\_gestalten/BA\\_NG\\_Infobox\\_S-106ff\\_Lebenszykluskostenberechnung.pdf](https://www.byak.de/data/Nachhaltigkeit_gestalten/BA_NG_Infobox_S-106ff_Lebenszykluskostenberechnung.pdf) (Zugriff am: 17. Mai 2022).
- [64] Statistisches Bundesamt, *Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte (inkl. Veränderungsrate): Deutschland, Jahre*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erzeugerpreisindex-gewerbliche-Produkte/\\_inhalt.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erzeugerpreisindex-gewerbliche-Produkte/_inhalt.html) (Zugriff am: 2. Mai 2022).
- [65] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Ermittlung der Netzkosten: Eigenkapitalverzinsung 3. Regulierungsperiode*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung_node.html) (Zugriff am: 16. Mai 2022).
- [66] *Entscheidungshilfe für die Rehabilitation von Gasverteilnetzen*, Arbeitsblatt G 401, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Sep. 1999.
- [67] *Erfassung und Auswertung von Daten zum Aufbau von Instandhaltungsstrategien für Gasverteilungsnetze*, Arbeitsblatt G 401, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Jan. 2009.
- [68] R. Lange, A. Schwigon und M. Steiner, „Bestandsdaten- und Ereignisdatenerfassung Gas - Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2020“, *DVGW energie | wasser-praxis*, S. 70–81, Dez. 2021, 2021.



## 8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 0.1:	Eingangsdaten Transformationspfade-Modellierung.....	i
Abbildung 0.2:	Mehrinvestitionen für die Transformation der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender (ohne Industrie) 2021 - 2045 .....	iii
Abbildung 2.1:	Aufbau des Transformationspfade-Modells.....	3
Abbildung 2.2:	Systemumfang des Transformationspfade-Modells .....	5
Abbildung 2.3:	Systemumfang des Transformationspfade-Modells in Bezug auf die zu modellierenden Szenarien .....	6
Abbildung 3.1:	Übersicht zur Datenbasis der Transformationspfade-Modellierung .....	10
Abbildung 3.2:	Altersstruktur der in Deutschland existierenden Gasfeuerungsanlagen (Gas-Heizwertanlagen und Gas-Brennwertanlagen), Erfassungszeitraum 1974 bis 2019	25
Abbildung 3.3:	CNG-Tankstellenbestandsverlauf.....	30
Abbildung 3.4:	Technische Bestandteile einer CNG-Tankstelle.....	30
Abbildung 3.5:	Aufbau Wasserstofftankstelle .....	31
Abbildung 3.6:	Volumenbezogene Energiedichte verschiedener Brennstoffe in kWh/l .....	31
Abbildung 4.1:	H <sub>2</sub> -Netz 2030 und 2050 entsprechend FNB Gas e.V.....	34
Abbildung 4.2:	Exemplarischer Transformationspfad eines fiktiven, sektionierten Gasverteilnetzgebiets, Quelle DVGW, basierend auf der Darstellung von „H2vorOrt“ .....	37
Abbildung 5.1:	Benchmark-Szenario FNB/UGS: Investitionskosten infolge der regulären Erneuerung der Gasinfrastruktur.....	38
Abbildung 5.2:	Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten im Benchmark-Szenario FNB/UGS für den Zeitraum 2021-2045.....	39
Abbildung 5.3:	Transformations-Szenario FNB/UGS: Investitionsbedarf für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes.....	40
Abbildung 5.4:	Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten im Transformations-Szenario FNB/UGS für den Zeitraum 2021-2045.....	42
Abbildung 5.5:	Benchmark-Szenario VNB: Investitionskosten infolge der regulären Erneuerung im Bereich Gasinfrastruktur und Gasanwendungen .....	43
Abbildung 5.6:	Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten im Benchmark-Szenario VNB für den Zeitraum 2021-2045.....	44
Abbildung 5.7:	VNB-Szenario 1: Investitionsbedarf für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer H <sub>2</sub> -Verträglichkeit von 20 Vol.-%.....	45
Abbildung 5.8:	VNB-Szenario 1: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten für den Zeitraum 2021-2045 .....	46
Abbildung 5.9:	VNB-Szenario 2: Investitionsbedarf für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer H <sub>2</sub> -Verträglichkeit von 30 Vol.-%.....	47
Abbildung 5.10:	VNB-Szenario 2: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten für den Zeitraum 2021-2045 .....	49
Abbildung 5.11:	VNB-Szenario 3: Investitionsbedarf für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer H <sub>2</sub> -Verträglichkeit von 100 Vol.-% bis zum Jahr 2045 .....	50
Abbildung 5.12:	VNB-Szenario 3: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten für den Zeitraum 2021-2045 .....	52
Abbildung 5.13:	VNB-Szenario 4: Investitionsbedarf für die Transformation der Netzebene VNB hin zu einer H <sub>2</sub> -Verträglichkeit von 100 Vol.-% bis zum Jahr 2035 .....	53
Abbildung 5.14:	VNB-Szenario 4: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten für den Zeitraum 2021-2045 .....	55
Abbildung 5.15:	VNB-Szenario 5: Investitionsbedarf für die teilnetzspezifische Transformation der Netzebene VNB.....	56

Abbildung 5.16: VNB-Szenario 5: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten für den Zeitraum 2021-2045 .....	57
Abbildung 5.17: Szenarienvergleich: Gesamtinvestitionskosten 2021 - 2045 .....	58
Abbildung 5.18: Szenarienvergleich: Mehrinvestitionen 2021 - 2045 .....	59
Abbildung 5.19: Vergleich VNB-Szenario 3, 4 & 5: Einflussfaktor Transformationszeitpunkt.....	61

## 9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 0.1:	Allgemeine H <sub>2</sub> -Hochlauf-Szenarien für die Netzebene VNB.....	ii
Tabelle 0.2:	Teilnetzspezifisches H <sub>2</sub> -Hochlauf-Szenario für die Netzebene VNB (VNB-Szenario 5)....	ii
Tabelle 3.1:	Netzlängen der deutschen Gasnetzbetreiber.....	12
Tabelle 3.2:	Leitungslängen der FNB und VNB in Abhängigkeit des Leitungsmaterials .....	13
Tabelle 3.3:	Wasserstoffeignung von Gasleitungen in Abhängigkeit vom Betriebsdruck und Werkstoff .....	14
Tabelle 3.4:	Kostenfaktoren Rohrleitungen.....	16
Tabelle 3.5:	Kostendaten für die Umstellung bzw. den Austausch von Gasleitungen.....	16
Tabelle 3.6:	Mengen-Alters-Gerüst der Nicht-Rohrleitungs-Assets.....	17
Tabelle 3.7:	Aktuelle Wasserstoffeignung der Nicht-Rohrleitungs-Assets.....	19
Tabelle 3.8:	Kostenfaktoren Netzelemente FNB.....	23
Tabelle 3.9:	Kostendaten der Nicht-Rohrleitungs-Assets .....	24
Tabelle 3.10:	Bestandsdaten häuslicher Gasgeräte in Deutschland (Stand 2019) .....	25
Tabelle 3.11:	Durchschnittliche jährliche Erneuerungsraten häuslicher Gasgeräte für den Zeitraum 2021 bis 2045 .....	26
Tabelle 3.12:	Investitionskosten für häusliche Gasgeräte .....	27
Tabelle 3.13:	Anzahl der bestehenden KWK-Anlagen in Abhängigkeit der Anlagenleistung .....	28
Tabelle 3.14:	Spezifische Investitionskosten für die Nachrüstung bestehender KWK-Anlagen zur Erhöhung der Wasserstoffkompatibilität .....	29
Tabelle 3.17:	Mehrinvestitionen für die Anpassung existierender CNG-Tankstellen hin zu 10, 30 und 100 Vol.-% H <sub>2</sub> -Verträglichkeit im Vergleich zu einer normalen CNG-Tankstelle (PKW-Tankplatz) .....	32
Tabelle 3.18:	Mehrinvestitionen für die Anpassung existierender CNG-Tankstellen hin zu 10, 30 und 100 Vol.-% H <sub>2</sub> -Verträglichkeit im Vergleich zu einer normalen CNG-Tankstelle (LKW-Tankplatz).....	32
Tabelle 3.15:	Bestandszahlen der CNG-Fahrzeuge in Deutschland (Stand 01.01.2019) .....	33
Tabelle 3.16:	Investitionskosten für die Anpassung neuer CNG-Fahrzeuge (1. Generation) zur Erhöhung der Wasserstoffkompatibilität .....	33
Tabelle 4.1:	Szenario FNB/UGS in Anlehnung an die Planung von FNB Gas e.V.....	35
Tabelle 4.2:	Allgemeine H <sub>2</sub> -Hochlauf-Szenarien für die Netzebene VNB in Bezug auf die Mindest- Wasserstoffverträglichkeit der Assets .....	36
Tabelle 4.3:	VNB-Szenario 5: Teilnetzspezifischer H <sub>2</sub> -Hochlauf .....	37
Tabelle 5.1:	Kostenübersicht der Modellierungsergebnisse für die Netzebene FNB/UGS .....	40
Tabelle 5.2:	Transformations-Szenario FNB/UGS: außerplanmäßige Maßnahmen inkl. Kosten für den Aufbau eines H <sub>2</sub> -Netzes .....	41
Tabelle 5.3:	Kostenübersicht der Modellierungsergebnisse in VNB-Szenario 1 .....	44
Tabelle 5.4:	VNB-Szenario 1: außerplanmäßige Maßnahmen inkl. Kosten für die Transformation der Netzebene VNB auf 10 und 20 Vol.-% H <sub>2</sub> -Verträglichkeit .....	46
Tabelle 5.5:	Kostenübersicht der Modellierungsergebnisse in VNB-Szenario 2 .....	47
Tabelle 5.6:	VNB-Szenario 2: außerplanmäßige Maßnahmen inkl. Kosten für die Transformation der Netzebene VNB auf 10, 20 und 30 Vol.-% H <sub>2</sub> -Verträglichkeit .....	48
Tabelle 5.7:	Kostenübersicht der Modellierungsergebnisse in VNB-Szenario 3 .....	49
Tabelle 5.8:	VNB-Szenario 3: außerplanmäßige Maßnahmen inkl. Kosten für die Transformation der Netzebene VNB auf 10, 20 und 100 Vol.-% H <sub>2</sub> -Verträglichkeit .....	51
Tabelle 5.9:	Kostenübersicht der Modellierungsergebnisse in VNB-Szenario 4 .....	52
Tabelle 5.10:	VNB-Szenario 4: außerplanmäßige Maßnahmen inkl. Kosten für die Transformation der Netzebene VNB auf 10 und 100 Vol.-% H <sub>2</sub> -Verträglichkeit .....	54
Tabelle 5.11:	Kostenübersicht der Modellierungsergebnisse in VNB-Szenario 5 .....	55



## 10 Glossar

<b>Asset</b>	Als Assets werden die technischen Betriebsmittel der Gasinfrastruktur und Gasanwendungstechnologien bezeichnet. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist ein Asset nach ISO 55000 ein Objekt, eine Sache oder eine Einheit, das bzw. die für ein Unternehmen / eine Organisation einen potenziellen oder tatsächlichen Wert besitzt (Wirtschaftsgut).
<b>Außerplanmäßige Erneuerung</b>	vorzeitige Erneuerungs- bzw. Anpassungsmaßnahmen zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit von Assets
<b>Außerplanmäßige Investitionskosten</b>	Investitionskosten infolge außerplanmäßiger Erneuerung
<b>Benchmark-Szenario</b>	ausschließlich reguläre Erneuerung
<b>EE-CH<sub>4</sub></b>	Methan, das aus einer Methanisierung unter Berücksichtigung der Einbindung von EE-H <sub>2</sub> und biogenem, industriellem bzw. atmosphärischem (kein fossiles) Kohlenstoffdioxid erzeugt wird
<b>EE-H<sub>2</sub></b>	Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus EE-Strom erzeugt wird (grüner Wasserstoff“).
<b>EE-PtG-Gase</b>	Gase, welche mittels erneuerbarer Energien produziert werden (Oberbegriff für EE-CH <sub>4</sub> und EE-H <sub>2</sub> )
<b>H<sub>2</sub>-ready / H<sub>2</sub>-Readiness</b>	Eignung von Assets für die Nutzung, die Speicherung bzw. den Transport von Wasserstoff bzw. wasserstoffhaltigen Gasen
<b>Mehrinvestitionen</b>	Investitionskosten, welche die Summe der regulären Investitionen im Rahmen des Benchmark-Szenarios übersteigen
<b>Reguläre Erneuerung</b>	alterungs- und verschleißbedingte Erneuerungsmaßnahmen, welche nach Ende der technischen Nutzungsdauer eines Assets durchgeführt werden (Modellannahme)
<b>Reguläre Investitionskosten</b>	Investitionskosten infolge regulärer Erneuerung
<b>Teilnetz</b>	netzhydraulisch eigenständiges Gasnetz

# 11 Abkürzungsverzeichnis

AfA-Tabelle	Abschreibungstabelle für allgemein verwendbare Anlagegüter
BNetzA	Bundesnetzagentur
CNG	Compressed Natural Gas
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
COP	Conference of Parties
DKZ	Drehkolbengaszähler
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
EE	Erneuerbare Energie
EE-H <sub>2</sub>	mit Elektrolyse und erneuerbarem Strom erzeugter Wasserstoff
EE-CH <sub>4</sub>	Methan aus PtG-Anlagen (Methanisierung des erzeugten Wasserstoffs)
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FNB/UGS	Abkürzung für die Ebene der Fernleitungsnetze inkl. Untergrundgasspeicher
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GaWaS	Gas-Wasser-Statistik
GG	Grauguss
GGG	Duktilguss / duktiles Gusseisen
GDRA	Gasdruckregelanlagen
GDRMA	Gasdruckregel- & Messanlagen
GMA	Gasmessanlage
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HA	Hausanschluss
HAE	Hauptabsperreinrichtung
HEK	Hauseinführungskombinationen
KKS	Kathodischer Korrosionsschutz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MOP	Maximum Operating Pressure
NEP	Netzentwicklungsplan

NFZ	Nutzfahrzeuge
OT	Obertage-Anlage (UGS)
PE	Polyethylen
PGC	Prozessgaschromatograph
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
PtG	Power-to Gas
PVC	Polyvinylchlorid
SAV	Sicherheitsabsperrventil
SBV	Sicherheitsabblaseventil
St	Stahl
TP	Teilprojekt
TRZ	Turbinenradgaszähler
TRGI	Technische Regel für Gasinstallationen
UGS	Untergrundgasspeicher
USZ	Ultraschallgaszähler
UT	Untertage-Anlage (UGS)
VNB	Verteilnetzbetreiber; Abkürzung für die Ebene der Verteilnetze





# Anhang

## Anhangsverzeichnis

A1	Exkurs: Barwertmethode .....	79
A2	Details zur Herleitung der Eingangsdaten .....	84
A2.1	Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) .....	84
A2.2	Leitungen der Verteilnetzbetreiber (VNB) .....	86
A2.3	Technische Nutzungsdauer Rohrleitungen .....	91
A2.4	Gastechnische Anlagen.....	92
A3	H <sub>2</sub> -Netz 2030 und 2050 (FNB Gas e. V.) .....	94
A4	Modellierungsergebnisse VNB-Szenario 5.....	96

## Abbildungsverzeichnis Anhang

Abbildung A 1:	Barwertmethode .....	79
Abbildung A 2:	Eigenkapitalverzinsung 3. Regulierungsperiode Gas.....	80
Abbildung A 3:	Szenarienvergleich: Gesamtinvestitionskosten nach Barwertmethode in € <sub>2021</sub> (2021 – 2045) .....	81
Abbildung A 4:	Szenarienvergleich: Mehrinvestitionen nach Barwertmethode in € <sub>2021</sub> (2021 – 2045) .....	82
Abbildung A 5:	Aufteilung der Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber ≤ 16 bar in Prozent.....	84
Abbildung A 6:	Aufteilung der Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber > 16 bar in Prozent .....	85
Abbildung A 7:	Schema zur Aufteilung der Leitungslänge der FNBs > 16 bar zwischen den Kategorien „Werkstoff“, „Durchmesser“ und „Baujahr“ .....	85
Abbildung A 8:	Aufteilung der Leitungen der Verteilnetzbetreiber ≤ 16 bar in Prozent (ohne HA-Leitungen) .....	86
Abbildung A 9:	Allgemeine Verlegezeiträume von Gasleitungen im Verteilnetz nach Materialklassen, Quelle: DVGW G 401 (2009) .....	87
Abbildung A 10:	Aufteilung der Leitungen der Verteilnetzbetreiber > 16 bar .....	89
Abbildung A 11:	Aufteilung der Hausanschlussleitungen in Prozent.....	89
Abbildung A 12:	Prospektives H <sub>2</sub> -Netz im Jahr 2030 .....	94
Abbildung A 13:	Prospektives H <sub>2</sub> -Netz im Jahr 2050 .....	95

## Tabellenverzeichnis Anhang

Tabelle A 1:	Aufteilung der Netzlänge (FNB) nach Druckbereich .....	84
Tabelle A 2:	Aufteilung der Netzlänge (VNB) in HA-Leitungen und Verteilnetzleitungen .....	86
Tabelle A 3:	Aufteilung der Verteilnetzlänge (ohne HA-Leitungen) nach Druckbereich.....	86
Tabelle A 4:	Zuordnung der Leitungen der VNBs ≤ 16 bar auf die Kategorien „Werkstoff“ und „Baujahr“ .....	88
Tabelle A 5:	Zuordnung der Leitungen der VNBs ≤ 16 bar auf die Kategorien „Werkstoff“ und „Baujahr“ (vereinfachte Form für das Mengen-Kosten-Gerüst) .....	88
Tabelle A 6:	Zuordnung der Hausanschlussleitungen auf die Kategorien „Werkstoff“ und „Baujahr“ .....	90
Tabelle A 7:	Zuordnung der Hausanschlussleitungen auf die Kategorien „Werkstoff“ und „Baujahr“ (vereinfachte Form für das Mengen-Kosten-Gerüst) .....	90
Tabelle A 8:	Erwartete technische Nutzungsdauern von Gasleitungen .....	91

Tabelle A 9: Aufteilung der Anzahl an gastechnischen Anlagen je Netzebene und Eingangsdrukereich .....	92
Tabelle A 10: Anzahl der Komponenten pro VNB-Gasdruckregelanlage (GDRA) in Abhängigkeit des Eingangsdrukereiches .....	92
Tabelle A 11: Anzahl der Komponenten pro VNB-Gasmessanlage (GMA) in Abhängigkeit des Eingangsdrukereiches .....	93
Tabelle A 12: Anzahl der Komponenten pro VNB-Gasdruckregel- und Messanlage (GDRMA) in Abhängigkeit des Eingangsdrukereiches .....	93
Tabelle A 13: VNB-Szenario 5: außerplanmäßige Maßnahmen inkl. Kosten für die teilnetzspezifische Transformation der Netzebene VNB .....	96

# A1 Exkurs: Barwertmethode

Die Barwertmethode zählt zu den Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung, welche die Zeitpunkte der Kosten bzw. Erträge in die Berechnung einbeziehen. Zukünftige Kosten bzw. Erträge müssen daher auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt abgezinst werden. Damit wird der Zeitwert des Geldes mitberücksichtigt. Dynamische Investitionsverfahren werden häufig für die Bewertung der Vorteilhaftigkeit einer Investition mittels Gegenüberstellung der innerhalb eines definierten Zeitraumraumes anfallenden Kosten und Erlöse genutzt.

## Barwertmethode

- (1) Bei der Barwertmethode werden Investitionen, die zu einem späteren Zeitpunkt im Betrachtungszeitraum anfallen, zunächst über eine jährliche Preissteigerungsrate (z.B. durchschnittliche jährliche Inflationsrate) auf den Wert des jeweiligen Zeitpunktes hochgerechnet. Dies ist der sog. *Nominalwert*.
- (2) Anschließend werden die *Nominalwerte* über einen Kalkulationszinssatz auf den Gegenwartswert (hier 2021), den sog. *Barwert* abgezinst (diskontiert) (vgl. Gleichung 1).

$$A_n = A_0 \frac{r^{(t_n-t_0)}}{q^{(t_n-t_0)}} \quad \text{Gl. 1}$$

Dabei ist:

- $A_0$  ... Investitionsbetrag zum Gegenwartszeitpunkt (hier 2021)
- $A_n$  ... Barwert der zukünftigen Investitionszahlung (hier Gegenwartswert im Jahr 2021)
- $r$  ... Preissteigerungsfaktor
- $q$  ... Zinsfaktor
- $t_0$  ... Gegenwartszeitpunkt (hier 2021)
- $t_n$  ... zukünftiger Zeitpunkt

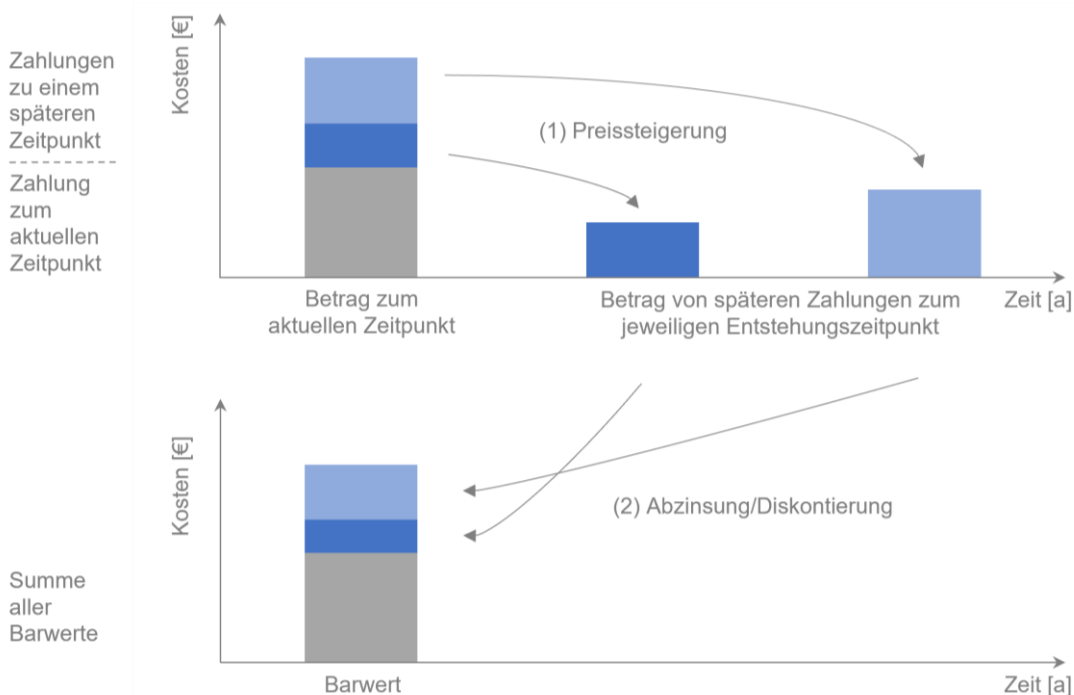


Abbildung A 1: Barwertmethode, modifiziert nach [63]

Nach dem *Äquivalenzprinzip* der Finanzmathematik lassen sich die einzelnen Investitionszahlungen nur dann vergleichen und können addiert werden, wenn sie vorher auf den gleichen Bezugszeitpunkt (hier das Jahr 2021) abgezinst werden. Mit der Abzinsung von zukünftigen Investitionszahlungen auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt wird berücksichtigt, dass diese zukünftigen Zahlungen anders zu bewerten sind als Zahlungen, die heute geleistet werden. Dabei wird der Tatsache Rechnung getragen, dass der Wert einer Zahlung umso höher anzusetzen ist, je früher diese entsteht. Je weiter die Zahlung in der Zukunft liegen, desto geringer ist deren Bedeutung für den Gegenwartszeitpunkt. Dahinter steht folgende Überlegung: je früher über Einzahlungen aus einer Investition verfügt werden kann und je länger Auszahlungen hinausgeschoben werden können, desto größer ist der Zinsertrag, der sich durch Reinvestition von Einzahlungsüberschüssen erzielen lässt, bzw. desto geringer ist der Zinsaufwand, der sich als Folge der Finanzierung von Auszahlungsüberschüssen ergibt. Daher gilt generell: Auszahlungen so spät wie möglich, Einzahlungen so früh wie möglich generieren. Die Summe der Barwerte ergibt die Gesamtinvestitionskosten in Bezug auf den Gegenwartszeitpunkt (hier das Jahr 2021).

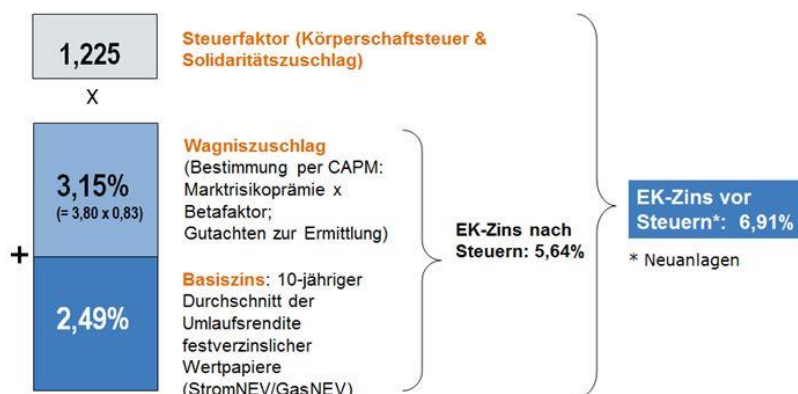
Wesentlichen Einfluss auf die Barwertrechnung hat die Wahl der kalkulatorischen Parameter.

### **Jährliche Preissteigerungsrate:**

- Mit der jährlichen Preissteigerungsrate wird im Modell dargestellt, wie stark die Investitionskosten im Rahmen der Neuanschaffung von Assets und der Umsetzung der Erneuerungsmaßnahmen pro Jahr steigen werden. Für die Berechnung wird die jährliche Preissteigerungsrate am durchschnittlichen Preisindex der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte in Deutschland gemessen. Deren durchschnittliche Preissteigerung betrug im Zeitraum von 1951 bis 2021 rund 2 % im Jahr [64].

### **Kalkulationszins:**

- Der Kalkulationszins ist der auf das Jahr bezogene Zinssatz, mit welchem sämtliche Investitionszahlungen auf den Bezugszeitpunkt abgezinst werden. Der Kalkulationszins ergibt sich als Mischzinssatz für die Eigenkapital- und Fremdkapitalverzinsung im Bereich Gas nach BNetzA (vgl. Gleichung 2).
- Der Eigenkapitalzinssatz beträgt in der 3. Regulierungsperiode Gas 6,91 % und setzt sich wie folgt zusammen (vgl. Abbildung A 2):



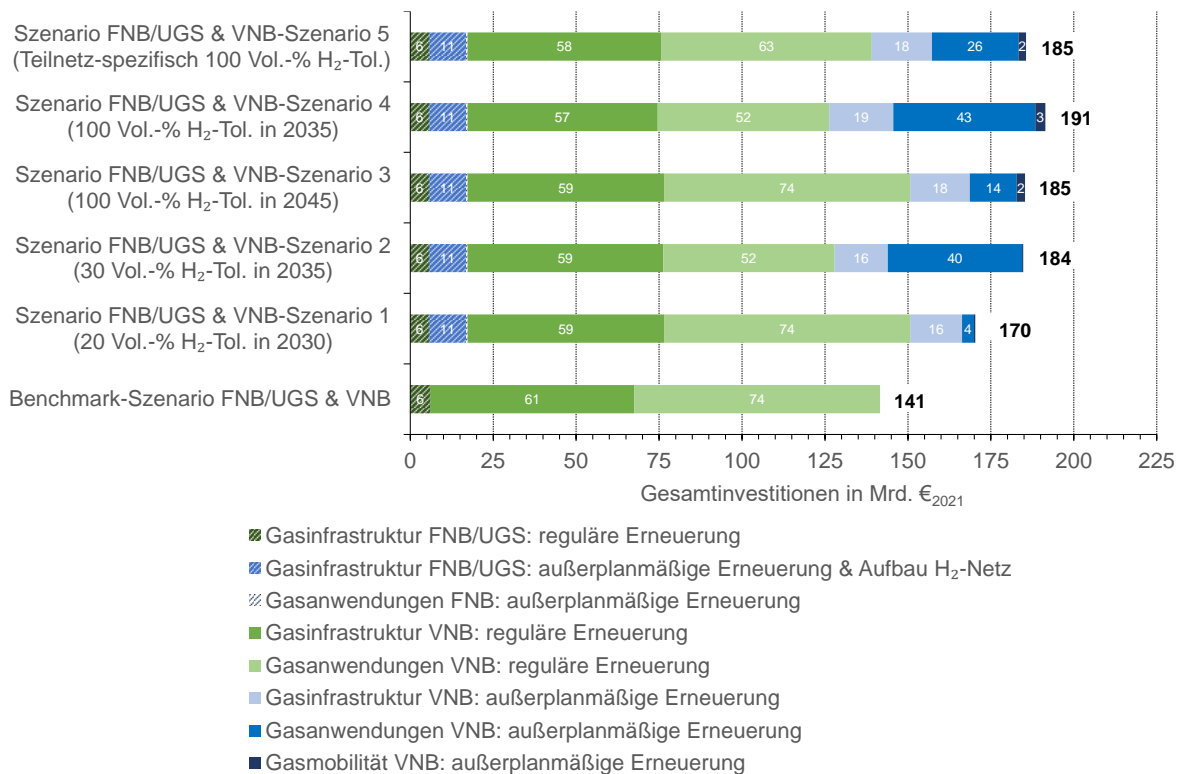
**Abbildung A 2: Eigenkapitalverzinsung 3. Regulierungsperiode Gas [65]**

Für die Kostenrechnung mittels Barwertmethode wird für Investitionen eine Mischfinanzierung aus Eigenkapital und Fremdkapital entsprechend BNetzA angenommen [65]:

- 40 % Eigenkapital zu 6,91 %
- 60 % Fremdkapital zu 3,03 % ergeben

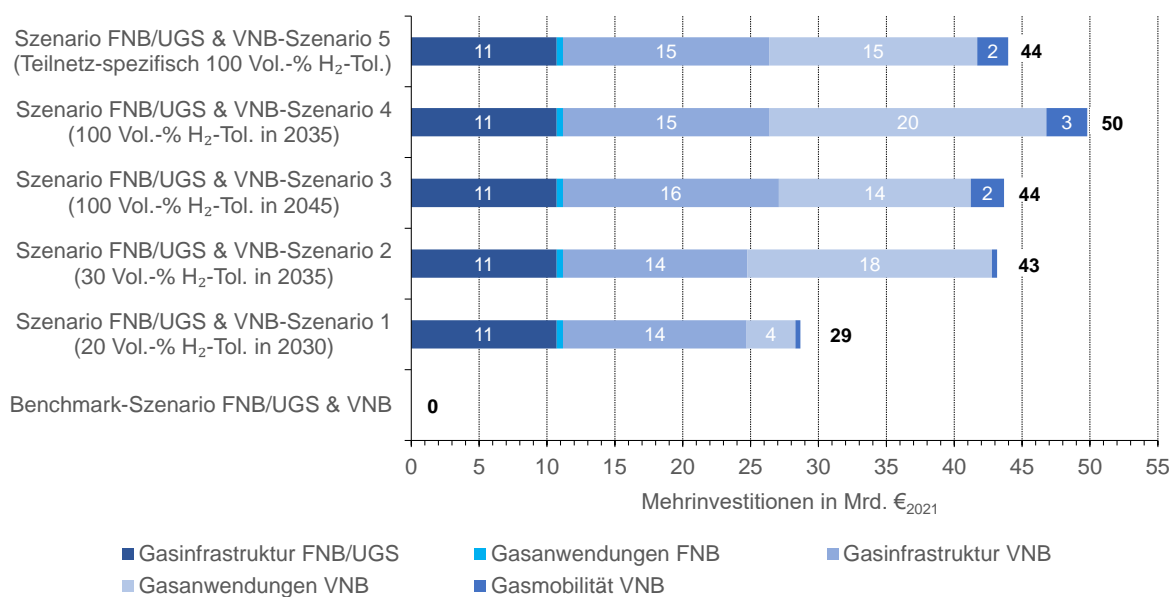
$$\text{Kalkulationszins } i = \frac{40 \times 6,91 \%}{100} + \frac{60 \times 3,03 \%}{100} = 4,582 \% \quad \text{Gl. 2}$$

Mit der Barwertmethode lassen sich die modellierten Transformationspfade-Szenarien hinsichtlich ihrer Gesamtinvestitionskosten und Mehrinvestitionen konkret miteinander vergleichen, da sämtliche Zahlungen auf das Bezugsjahr 2021 abgezinst sind. Somit können Aussagen getroffen werden, welche kostenseitigen Effekte eine zügige bzw. verzögerte Transformation haben würde. Abbildung A 3 zeigt den Szenarienvergleich hinsichtlich der Gesamtinvestitionskosten im Zeitraum von 2021 bis 2045 in €<sub>2021</sub>.



**Abbildung A 3: Szenarienvergleich: Gesamtinvestitionskosten nach Barwertmethode in €<sub>2021</sub> (2021 – 2045)**

Abbildung A 4 zeigt den Szenarienvergleich hinsichtlich der Mehrinvestitionen im Zeitraum von 2021 bis 2045 in €<sub>2021</sub>.



**Abbildung A 4: Szenarienvergleich: Mehrinvestitionen nach Barwertmethode in €<sub>2021</sub> (2021 – 2045)**

#### Interpretation der Ergebnisse mittels Barwertmethode:

Die Gesamtinvestitionskosten pro Szenario sind bei der Barwertrechnung im Vergleich zur statischen Kostenrechnung deutlich niedriger (um ca. 60 Mrd. €), da Investitionszahlungen zu späteren Zeitpunkten aufgrund der Abzinsung auf das Jahr 2021 einen deutlich niedrigeren Barwert aufweisen als zu Beginn des Betrachtungszeitraumes. Ein weiterer Grund für diese große Differenz ist auch die Wahl der kalkulatorischen Parameter. Je größer Preissteigerungsrate und Kalkulationszins auseinanderliegen desto größer wird auch die Differenz der sich aus der Barwertrechnung und der statischen Kostenrechnung ergebenden Gesamtinvestitionskosten. Werden für beide Parameter die gleichen Werte angesetzt, heben sich diese in der Gleichung zur Ermittlung des Barwertes auf und man erhält die Ergebnisse aus der statischen Kostenrechnung (vgl. Gleichung 1).

Die Ergebnisse der Barwertrechnung verdeutlichen nun den Einfluss des Zeitpunktes einer Investitionszahlung. Demnach liegen die Gesamtinvestitionskosten (in Bezug auf das Jahr 2021) in Szenario 3, wo erst 2045 die Transformation auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Eignung erfolgt, gering unter den Gesamtinvestitionen von Szenario 4 (Transformation auf 100 Vol.-% in 2035). Selbst für Szenario 2, wo im Jahr 2035 nur 30 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit erreicht werden sollen, ergeben sich aufgrund der früher anfallenden Investitionszahlungen nun etwa die gleichen Kosten wie in Szenario 3. Die Ergebnisse verdeutlichen das Prinzip der Barwertmethode, wonach die Barwerte von künftigen Investitionen umso geringer sind, je später die Zahlungen fällig sind (Voraussetzung: jährl. Preissteigerung < Kalkulationszins). Dann gilt: Auszahlungen so spät wie möglich (, Einzahlungen so früh wie möglich) generieren. Bei der Barwertmethode verändern sich im Vergleich zur statischen Rechnung die Mehrinvestitionen deutlich weniger intensiv als die Gesamtinvestitionen der Szenarien (um ca. 4 bis 15 Mrd. €). Einen auffälligen Unterschied bei den Mehrinvestitionen gibt es ebenfalls in Szenario 3, welches aufgrund der späteren Transformation (d.h. der späteren Investitionszahlungen) in Summe ähnlich hohe Mehrinvestitionen wie Szenario 2 und 5 aufweist.

Auch wenn die Ergebnisse der Barwertrechnung Szenario 3 als einen der vermeintlich kostengünstigen Transformationspfade zur Erreichung von 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit für das

deutsche Gassystem wiedergeben, muss bei der Ergebnisinterpretation berücksichtigt werden, dass insbesondere weit in der Zukunft liegende Investitionen (hier bis zu 25 Jahre) mit großen Unsicherheiten zu bewerten sind. In der aktuellen Situation ist es schwer zu prognostizieren, wie sich die Kosten, die jährliche Preissteigerung und die Zinsen in Zukunft entwickeln werden. Vor dem Hintergrund der Erreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 sollte daher ein zügiger Transformationsprozess der Gasinfrastruktur, -speicherung und -anwendung angestrebt werden.

## A2 Details zur Herleitung der Eingangsdaten

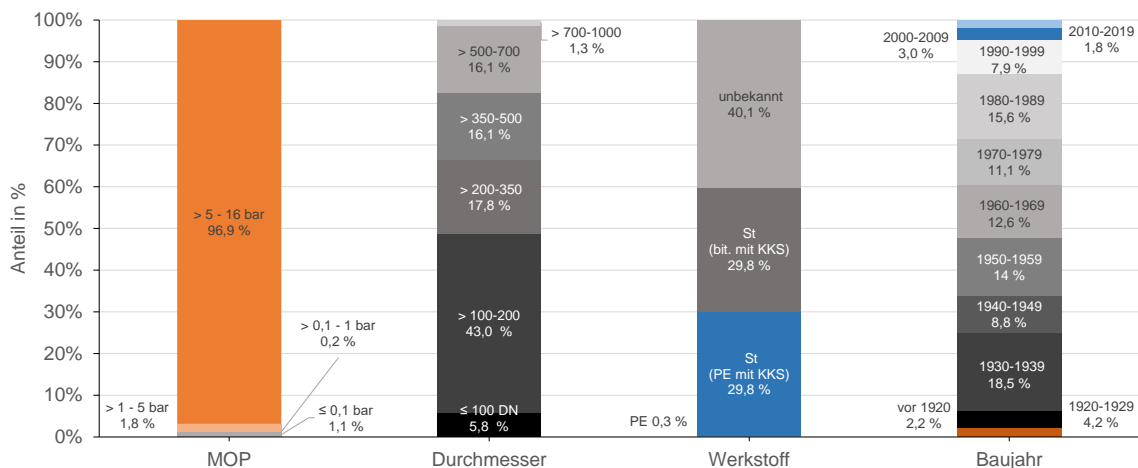
### A2.1 Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)

Die Aufteilung der in Tabelle 3.1 gelisteten Leitungslänge der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) erfolgt zunächst entsprechend der in [8] erfassten prozentualen Anteile in die Druckbereiche  $\leq 16$  bar und  $> 16$  bar (vgl. Tabelle A 1).

**Tabelle A 1: Aufteilung der Netzlänge (FNB) nach Druckbereich in Anlehnung an [8]**

	Netzlänge	Anteil
FNB $\leq 16$ bar	2.352 km	7,0 % [8]
FNB $> 16$ bar	31.248 km	93,0% [8]
Gesamtsumme FNB	<b>33.600 km</b>	<b>100,0%</b>

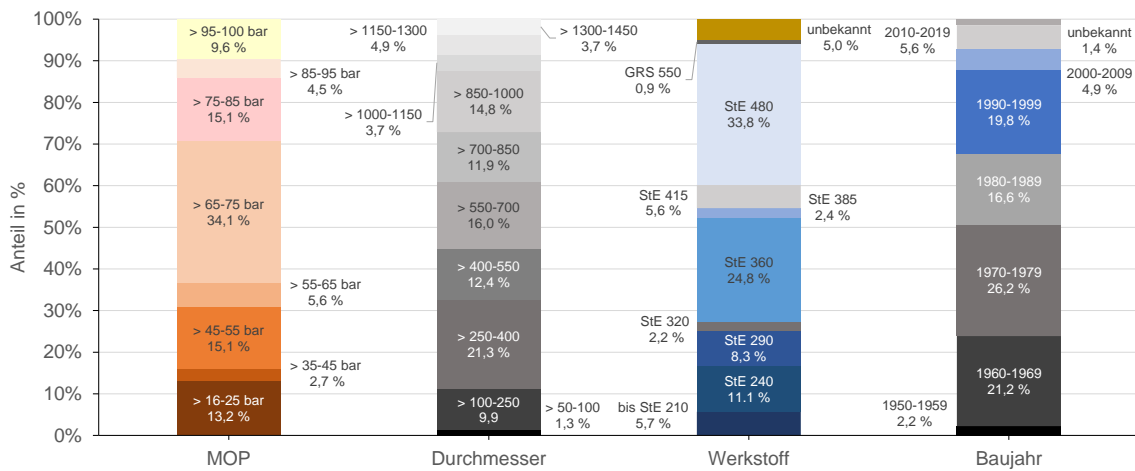
Abbildung A 5 zeigt die prozentuale Aufteilung der Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber  $\leq 16$  bar in die Kategorien „MOP“, „Durchmesser“, „Werkstoff“ und „Baujahr“. Es kann angenommen werden, dass der Großteil dieser Stahlleitungen wasserstoffgeeignet ist (vgl. Abschnitt 3.1.1.2). Aufgrund der geringen Leitungslänge im Vergleich zum Gesamtbestand sowie der generellen Wasserstoffeignung der verwendeten Stahlwerkstoffe erfolgte im Rahmen der Erstellung des Mengen-Kosten-Gerüst bei den Leitungen der FNBs  $\leq 16$  bar lediglich eine Aufteilung nach Baujahren. Innerhalb der ausgewiesenen Verlegezeiträume wurden die Leitungslängen gleichmäßig auf die einzelnen Jahre der Dekaden aufgeteilt.



**Abbildung A 5: Aufteilung der Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber  $\leq 16$  bar in Prozent , in Anlehnung an [8]**

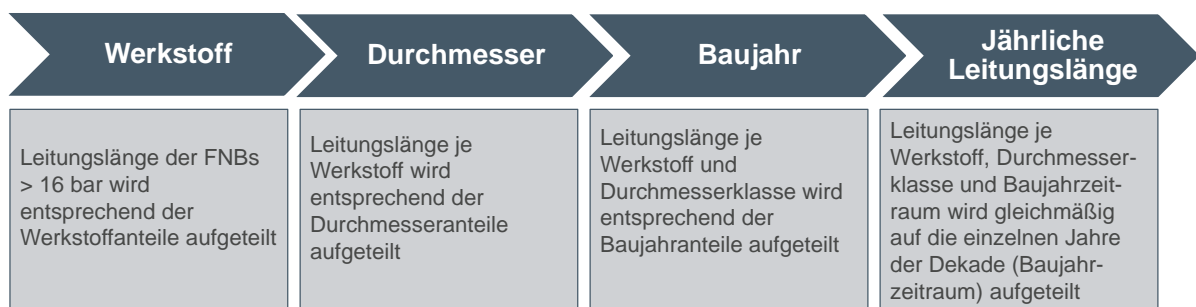


Abbildung A 6 zeigt die prozentuale Aufteilung der Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber > 16 bar in die Kategorien: MOP, Durchmesser, Werkstoff, Wanddicke, Umhüllung und Baujahr.



**Abbildung A 6: Aufteilung der Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber > 16 bar in Prozent, in Anlehnung an [8]**

Bei den Leitungen der FNBs > 16 bar erfolgte eine gleichmäßige Aufteilung der Leitungslänge in den Kategorien „Werkstoff“, „Durchmesser“ und „Baujahr“ entsprechend den in [8] erfassten Prozentanteilen (vgl. Abbildung A 6). Die Zuordnung hinsichtlich der Kategorie „Werkstoff“ ist auf Unterschiede in der Wasserstoffeignung der ausgewiesenen Stahlsorten zurückzuführen. Die Aufteilung nach „Durchmesser“ ist bedingt durch eine Differenzierung der Erneuerungskosten. Zudem wurden die Leitungslängen nach „Baujahr“ aufgeteilt, um die Altersstruktur im Mengen-Kosten-Gerüst zu hinterlegen. In Abbildung A 7 ist die prinzipielle Umsetzung der Aufteilung der Leitungslänge auf die entsprechenden Kategorien dargestellt.



**Abbildung A 7: Schema zur Aufteilung der Leitungslänge der FNBs > 16 bar zwischen den Kategorien „Werkstoff“, „Durchmesser“ und „Baujahr“ (eigene Darstellung)**

## A2.2 Leitungen der Verteilnetzbetreiber (VNB)

Entsprechend der Netzstrukturdaten des Monitoringberichts 2021 der BNetzA beträgt die Gesamtlänge des deutschen Gasverteilnetzes 554.500 km (inklusive Hausanschlussleitungen) [15]. Abzüglich der vom DVGW in [8] erfassten 137.806 km Hausanschlussleitungen (kurz: HA-Leitungen) verbleiben damit 416.694 km Leitungslänge für das übrige Gasverteilnetz (vgl. Tabelle A 2).

**Tabelle A 2: Aufteilung der Netzlänge (VNB) in HA-Leitungen und Verteilnetzleitungen**

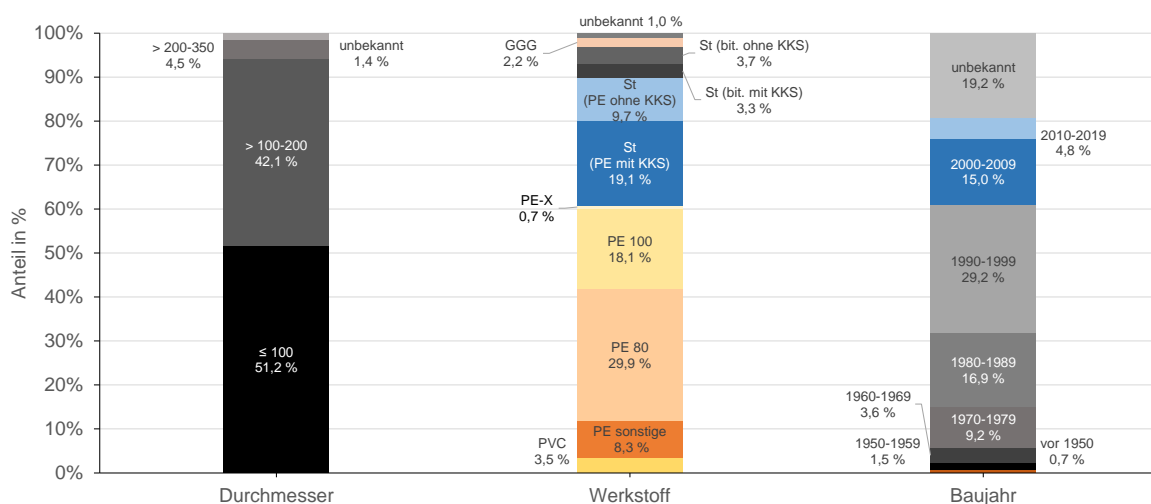
	<b>Netzlänge</b>	<b>Anteil</b>
HA-Leitungen	137.806 km [8]	24,9 %
VNB (ohne HA-Leitungen)	416.694 km	75,1 %
<b>SUMME VNB (inkl. HA-Leitungen)</b>	<b>554.500 km [15]</b>	<b>100,0%</b>

Die Aufteilung der Leitungslänge der VNBs (ohne HA-Leitungen) erfolgt zunächst entsprechend der in [8] genannten prozentualen Anteile in die Druckbereiche  $\leq 16$  bar und  $> 16$  bar (vgl. Tabelle A 3).

**Tabelle A 3: Aufteilung der Verteilnetzlänge (ohne HA-Leitungen) nach Druckbereich in Anlehnung an [8]**

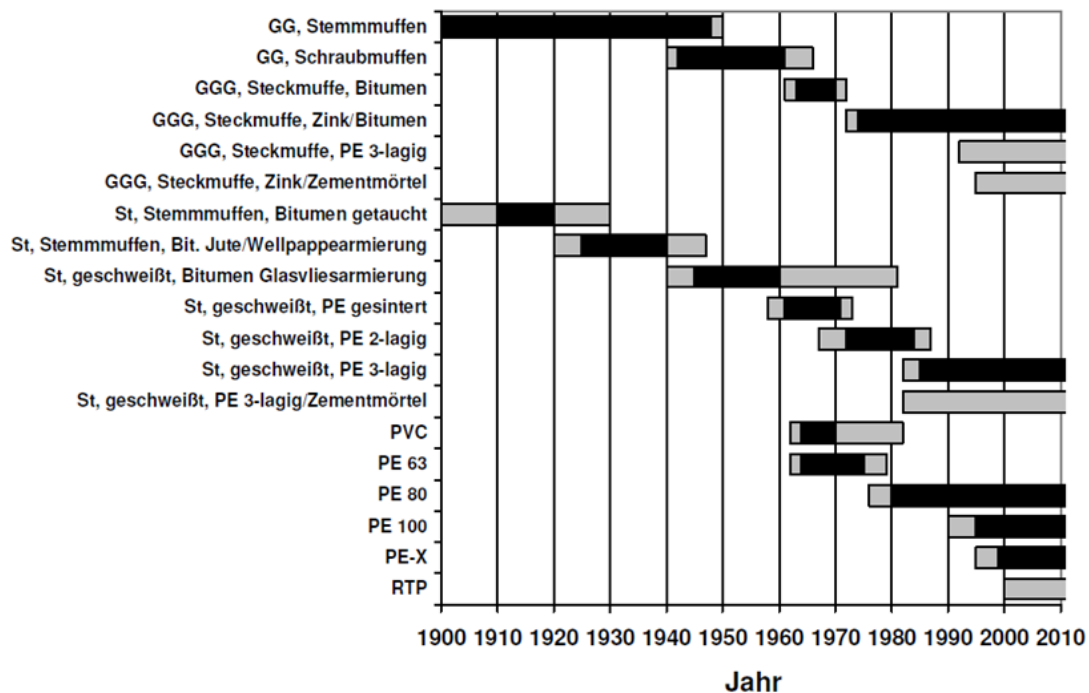
	<b>Netzlänge</b>	<b>Anteil</b>
VNB $\leq 16$ bar	389.247 km	93,4 % [8]
VNB $> 16$ bar	27.446 km	6,6% [8]
<b>Summe VNB (ohne HA-Leitungen)</b>	<b>416.694 km</b>	<b>100,0%</b>

In Anlehnung an [8] nehmen die Leitungen der Verteilnetzbetreiber  $\leq 16$  bar 93,4 % der Gesamtleitungslänge im Verteilnetz (ohne HA-Leitungen) ein. Abbildung A 8 zeigt die prozentuale Aufteilung der Verteilnetzleitungen  $\leq 16$  bar in den Kategorien „Durchmesser“, „Werkstoff“ und „Baujahr“.



**Abbildung A 8: Aufteilung der Leitungen der Verteilnetzbetreiber  $\leq 16$  bar in Prozent (ohne HA-Leitungen), in Anlehnung an [8]**

Der Großteil der Leitungen der Verteilnetzbetreiber  $\leq 16$  bar (ca. 93 %) besitzt einen Durchmesser  $\leq$  DN 200; größere Dimensionen sind kaum vorhanden. In der Kategorie „Durchmesser“ wurde in Bezug auf die Kosten daher keine Aufteilung der Leitungslänge im Rahmen der Erstellung des Mengen-Kosten-Gerüst vorgenommen. Analog zu den Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber  $> 16$  bar erfolgte eine Zuordnung der Leitungslängen in den Kategorien „Werkstoff“ und „Baujahr“. Im Zusammenhang dieser beiden Kategorien müssen die typischen Verlegezeiträume von Leitungen im Verteilnetz nach Materialklasse berücksichtigt werden (vgl. Abbildung A 9). Aufschluss darüber gibt DVGW G 401 aus den Jahren 1999 [66] und 2009 [67].



**Abbildung A 9: Allgemeine Verlegezeiträume von Gasleitungen im Verteilnetz nach Materialklassen, Quelle: DVGW G 401 (2009) [67]**

Bei den Leitungen der Verteilnetzbetreiber  $\leq 16$  bar dominiert bei den verwendeten Rohrleitungsmaterialien Kunststoff mit ca. 60 %. Bei PE-Leitungen unterscheidet man in mehrere Generationen. Die 1. Generation wurde bis 1979 verlegt (PE-h, PE 63). Die 2. Generation wurde ab 1980 verlegt (PE 80). PE 100 bildet die 3. Generation und wurde ab 1995 verlegt. PE-X<sub>a</sub>-Leitungen wurden ebenfalls ab 1995 verlegt. PVC-Leitungen wurden von 1962 bis 1982 verlegt. 36 % der Leitungen sind aus Stahl. Stahlrohrleitungen wurden hinsichtlich Rohrumhüllung und Verbindungsart in unterschiedlichen Zeiträumen verlegt. Heute werden Stahlrohrleitungen geschweißt und sind mit einer PE-Umhüllung versehen. Graugussleitungen (GG) wurden bis Mitte der 60er Jahre verlegt. Diese sind zwar immer noch im Leitungsbestand vorhanden, besitzen aber lediglich mit 0,1 % am Gesamtleitungsbestand keinen nennenswerten Anteil [68]. Leitungen aus duktilem Gusseisen (GGG) wurden ab Mitte der 60er Jahre verlegt.

Entsprechend der typischen Verlegezeiträume in Abbildung A 9 wurden die Leitungslängen je Werkstoffklasse den Baujahren zugeordnet. Tabelle A 4 zeigt die Zuordnung der Leitungslängen zwischen den Kategorien „Werkstoff“ und „Baujahr“. Bei 19,2 % der in [8] erfassten Leitungen ist das Baujahr unbekannt. Dieser Anteil wurde im Rahmen der Erstellung des Mengen-Kosten-Gerüsts gleichmäßig auf die in [8] ausgewiesenen Verlegezeiträume addiert.

**Tabelle A 4: Zuordnung der Leitungen der VNBs ≤ 16 bar auf die Kategorien „Werkstoff“ und „Baujahr“ in Anlehnung an die prozentualen Anteile nach [8]**

		Baujahr							Leitungs- länge in km	An- teil	
		vor 1950	1950- 1959	1960- 1969	1970- 1979	1980- 1989	1990- 1999	2000- 2009			2010- 2019
Werkstoff	GGG			1.427	1.427	1.427	1.427	1.427	1.427	8.563	2,2 %
	St/bit	11.288	14.402	778	778					27.247	7,0 %
	St/PE			7.000	9.608	36.460	48.202	8.917	1.917	112.103	28,8 %
	PVC			6.909	6.715					13.624	3,5 %
	PE sonstige <sup>27</sup>			6.462	25.846					32.308	8,3 %
	PE80					36.460	48.202	16.436	15.288	116.385	29,9 %
	PE100						23.485	39.263	7.707	70.454	18,1 %
	PE-X						908	908	908	2.725	0,7 %
	unbekannt	730	730	730	730	730	730	730	730	5.839	1,5 %
Leitungslänge in km		12.018	15.132	23.306	45.104	75.076	122.954	67.680	27.977	389.247	
Prozent-Anteil		3,1 %	3,9 %	6,0 %	11,6 %	19,3 %	31,6 %	17,4 %	7,2 %		100 %

Um den Datensatz im Mengen-Kosten-Gerüst hinsichtlich der großen Anzahl an Einträgen im Bereich Verteilnetzleitungen ≤ 16 bar zu vereinfachen, wurden Werkstoffklassen ähnlicher Merkmale zusammengefasst.

**Tabelle A 5: Zuordnung der Leitungen der VNBs ≤ 16 bar auf die Kategorien „Werkstoff“ und „Baujahr“ (vereinfachte Form für das Mengen-Kosten-Gerüst)**

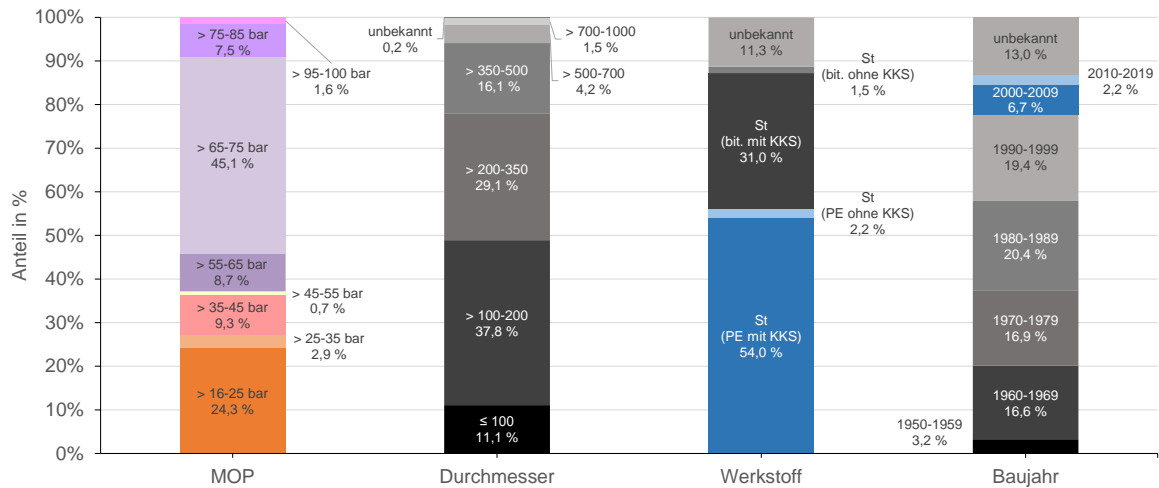
		Baujahr							Leitungs- länge in km	
		vor 1950	1950- 1959	1960- 1969	1970- 1979	1980- 1989	1990- 1999	2000- 2009		2010- 2019
Werkstoff	GGG	0	0	1.427	1.427	1.427	1.427	1.427	1.427	8.563
	St	11.288	14.402	7.778	10.386	36.460	48.202	8.917	1.917	139.351
	PVC	0	0	6.909	6.715	0	0	0	0	13.624
	PE	0	0	6.462	25.846	36.460	72.595	56.606	23.903	221.871
	unbekannt	730	730	730	730	730	730	730	730	5.839
Leitungslänge in km		12.018	15.132	23.306	45.104	75.076	122.954	67.680	27.977	389.247

Innerhalb der ausgewiesenen Verlegezeiträume wurden die Leitungslängen je Werkstoffklasse gleichmäßig auf die einzelnen Jahre der Dekaden aufgeteilt, um im Mengen-Kosten-Gerüst hinsichtlich der Altersstruktur eine jährlich aufgelöste Bestandsaufnahme der Leitungen vorliegen zu haben.

In Anlehnung an [8] nehmen die Leitungen der Verteilnetzbetreiber > 16 bar 6,6 % der Gesamtleitungslänge im Verteilnetz (ohne HA-Leitungen) ein. Das entspricht 27.446 km (vgl. Tabelle A 3). Abbildung A 10 zeigt die prozentuale Aufteilung der Verteilnetzleitungen > 16 bar in den Kategorien „Durchmesser“, „Werkstoff“, „MOP“ und „Baujahr“. Aufgrund der angenommenen generellen Wasserstoffeignung der verwendeten Werkstoffe (vgl. Abschnitt 3.1.1.2) erfolgte im Rahmen der Erstellung des Mengen-Kosten-Gerüst bei den Leitungen der VNBs > 16 bar lediglich eine Aufteilung nach Baujahren. Bei 13 % der in [8] erfassten Leitungen ist

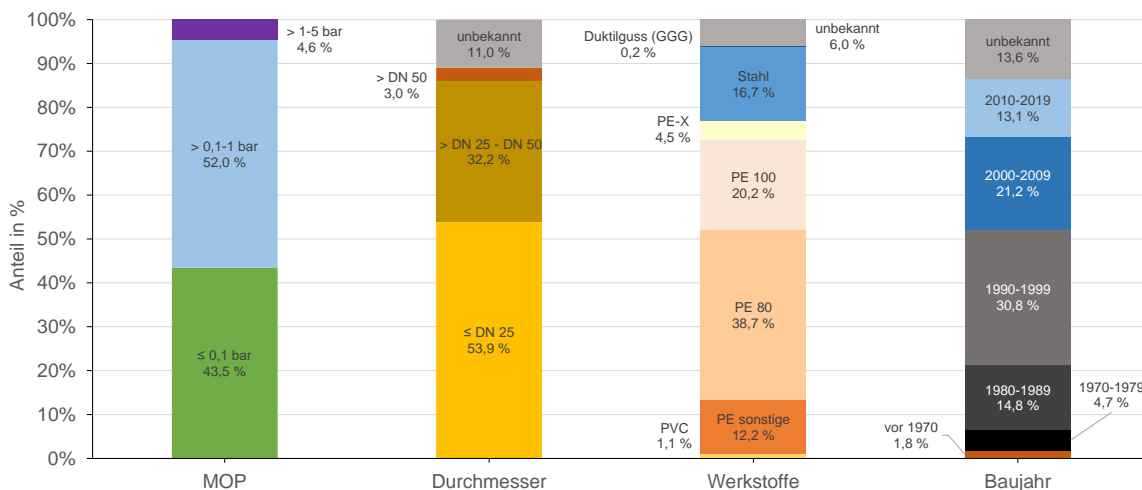
<sup>27</sup> „PE sonstige“ hier als PE 63 angenommen

das Baujahr unbekannt. Dieser Anteil wurde im Rahmen der Erstellung des Mengen-Kosten-Gerüsts gleichmäßig auf die in [8] ausgewiesenen Verlegezeiträume addiert. Innerhalb der Verlegezeiträume wurden die Leitungslängen gleichmäßig auf die einzelnen Jahre der Dekaden aufgeteilt.



**Abbildung A 10: Aufteilung der Leitungen der Verteilnetzbetreiber > 16 bar , in Anlehnung an [8]**

In [8] wurden 137.806 km Hausanschlussleitungen in Deutschland erfasst. Abbildung A 11 zeigt die prozentuale Aufteilung der Hausanschlussleitungen in den Kategorien „MOP“, „Durchmesser“, „Werkstoff“ und „Baujahr“. Bei der prozentualen Aufteilung der Hausanschlusslänge auf die Baujahre ist deutlich zu erkennen, dass in den Jahren 1990 bis 1999 ein Peak zu verzeichnen ist. Ursache dafür ist höchstwahrscheinlich das Auflösen des Investitionsstaus in den neuen Bundesländern.



**Abbildung A 11: Aufteilung der Hausanschlussleitungen in Prozent, in Anlehnung an [8]**

Bei den Hausanschlussleitungen erfolgte gemäß Abbildung A 9 die Aufteilung der Leitungslänge entsprechend der typischen Verlegezeiträume der Materialklassen (vgl. Tabelle A 6). Bei 13,6 % der in [8] erfassten HA-Leitungen ist das Baujahr unbekannt. Dieser Anteil wurde im Rahmen der Erstellung des Mengen-Kosten-Gerüsts gleichmäßig auf die in [8] ausgewiesenen Verlegezeiträume für HA-Leitungen addiert.

**Tabelle A 6: Zuordnung der Hausanschlussleitungen auf die Kategorien „Werkstoff“ und „Baujahr“, in Anlehnung an die prozentualen Anteile nach [8]**

		Baujahr					Leitungslänge in km	Anteil	
		vor 1970	1970-1979	1980-1989	1990-1999	2000-2009			2010-2019
Werkstoff	GGG <sup>28</sup>	0					0	0,0 %	
	St	1.723	1.585	6.236	8.000	2.873	2.873	23.289	16,9 %
	PVC	758	758					1.516	1,1 %
	PE sonstige <sup>29</sup>	1.723	5.857	9.646				17.226	12,5 %
	PE80			6.236	15.698	21.280	10.117	53.331	38,7 %
	PE100				18.401	4.718	4.718	27.837	20,2 %
	PE-X				2.067	2.067	2.067	6.201	4,5 %
	unbekannt	1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	8.406	6,1 %
<b>Leitungslänge in km</b>		<b>5.604</b>	<b>9.600</b>	<b>23.519</b>	<b>45.568</b>	<b>32.338</b>	<b>21.176</b>	<b>137.806</b>	
<b>Prozent-Anteil</b>		<b>4,1 %</b>	<b>7,0 %</b>	<b>17,1 %</b>	<b>33,1 %</b>	<b>23,5 %</b>	<b>15,4 %</b>		<b>100 %</b>

Um den Datensatz im Mengen-Kosten-Gerüst hinsichtlich der großen Anzahl an Einträgen im Bereich Hausanschlussleitungen zu vereinfachen, wurden Werkstoffklassen ähnlicher Merkmale zusammengefasst (vgl. Tabelle A 7).

**Tabelle A 7: Zuordnung der Hausanschlussleitungen auf die Kategorien „Werkstoff“ und „Baujahr“ (vereinfachte Form für das Mengen-Kosten-Gerüst)**

		Baujahr					Leitungslänge in km	
		vor 1970	1970-1979	1980-1989	1990-1999	2000-2009		2010-2019
Werkstoff	St	1.723	1.585	6.236	8.000	2.873	2.873	23.289
	PVC	758	758	0	0	0	0	1.516
	PE	1.723	5.857	15.882	36.167	28.064	16.902	104.595
	unbekannt	1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	1.401	8.406
<b>Leitungslänge in km</b>		<b>5.604</b>	<b>9.600</b>	<b>23.519</b>	<b>45.568</b>	<b>32.338</b>	<b>21.176</b>	<b>137.806</b>

Innerhalb der ausgewiesenen Verlegezeiträume wurden die Leitungslängen je Werkstoffklasse gleichmäßig auf die einzelnen Jahre der Dekaden aufgeteilt, um im Mengen-Kosten-Gerüst hinsichtlich der Altersstruktur eine jährlich aufgelöste Bestandsaufnahme der Leitungen vorliegen zu haben.

<sup>28</sup> GGG (Duktilguss): aufgrund des geringen Anteils an Duktilguss-Leitungen im Hausanschlussbereich (0,2 % nach [8]) wurde im Rahmen der Erstellung des Mengen-Kosten-Gerüsts dieser Anteil zusätzlich der Werkstoffklasse „Stahl“ zugeordnet.

<sup>29</sup> „PE sonstige“ hier als PE 63 angenommen

## A2.3 Technische Nutzungsdauer Rohrleitungen

Tabelle A 8 gibt die Erwartungswerte der technischen Nutzungsdauern von Gasleitungen wieder. Die technischen Nutzungsdauern sind teilweise an die Altersstruktur der in Deutschland bestehenden Gasleitungen angepasst. Mithilfe der technischen Nutzungsdauer und des Baujahres wird im Modell das reguläre Erneuerungsjahr eines Assets ermittelt. Nach Ende der technischen Nutzungsdauer müssen Rohrleitungen dementsprechend regulär ausgetauscht werden (vgl. Abschnitt 2.4, Modellannahmen).

**Tabelle A 8: Erwartete technische Nutzungsdauern von Gasleitungen (Quelle: DBI-interne Projekterfahrung)**

Netzebene	Leitungsklasse	Technische Nutzungsdauer
FNB/UGS	Transportleitung Stahl	105 Jahre
VNB	Verteilnetzleitung Stahl	85 Jahre
	Verteilnetzleitung GGG	85 Jahre
	Verteilnetzleitung PE	70 Jahre
	Verteilnetzleitung PVC	70 Jahre
	Verteilnetzleitung unbekannt	85 Jahre
	HA-Leitungen Stahl	60 Jahre
	HA-Leitungen PE	60 Jahre
	HA-Leitungen PVC	60 Jahre
	HA-Leitungen unbekannt	60 Jahre

## A2.4 Gastechnische Anlagen

Neben der Unterscheidung in FNB und VNB erfolgt eine Aufteilung des Bestands gastechnischer Anlagen (Gasdruckregelanlagen (GDRA), Gasmessanlagen (GMA), Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRMA)) in die Eingangsdruckbereiche  $\leq 5$  bar,  $> 5-16$  bar und  $> 16$  bar.

**Tabelle A 9: Aufteilung der Anzahl an gastechnischen Anlagen je Netzebene und Eingangsdruckbereich nach GaWaS 2016 [9]**

Netzebene	Anlage	$\leq 5$ bar		$>5-16$ bar		$>16$ bar		Gesamtanzahl
FNB	GDRA	0	0,0 %	18	12,2 %	129	87,8 %	<b>147</b>
	GMA	2	1,1 %	15	8,5 %	159	90,3 %	<b>176</b>
	GDRMA	17	2,7 %	95	15,2 %	513	82,1 %	<b>625</b>
VNB	GDRA	13.436	47,8 %	12.893	45,9 %	1.771	6,3 %	<b>28.100</b>
	GMA	5.450	77,3 %	1.235	17,5 %	370	5,2 %	<b>7.055</b>
	GDRMA	8.720	48,3 %	5.777	32,0 %	3.564	19,7 %	<b>18.061</b>
VNB & FNB	GDRA	13.436	47,6 %	12.911	45,7 %	1.900	6,7 %	<b>28.247</b>
	GMA	5.452	75,4 %	1.250	17,3 %	529	7,3 %	<b>7.231</b>
	GDRMA	8.737	46,8 %	5.872	31,4 %	4.077	21,8 %	<b>18.686</b>

Um eine Komponenten-spezifische Analyse der gastechnischen Anlagen in Bezug auf Stückzahlen, Wasserstoffverträglichkeit und Kosten zu ermöglichen, wurde zunächst geprüft, welcher tatsächliche Anlagentyp zu den definierten Anlagenklassen passt. Daraufhin wurde die Anzahl der wichtigsten Komponenten (u.a. Druckregler, Filter, Vorwärmer, Sicherheitsventile, Gaszähler) für jeden Anlagentyp abgeschätzt und mit den Bestandszahlen der Anlagen multipliziert.

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Annahmen bzgl. der Anzahl an Komponenten pro Anlage der Verteilnetzbetreiber (VNB).

**Tabelle A 10: Anzahl der Komponenten pro VNB-Gasdruckregelanlage (GDRA) in Abhängigkeit des Eingangsdruckbereiches (Quelle und Herleitung: DBI)**

VNB-GDRA	$\leq 5$ bar	$>5-16$ bar	$>16$ bar
typische Anlagenleistung	400 m <sup>3</sup> /h	1.000 m <sup>3</sup> /h	15.000 m <sup>3</sup> /h
Anzahl Schienen pro Anlage	2	2	4
Druckregelgerät	2	2	4
Filter	2	2	2
Vorwärmer	0	0	2
SAV	2	2	10
SBV	1	1	2
Absperrarmaturen	4	4	12
Balgengaszähler	0	0	1
<b>Hinweise:</b>			
$\leq 5$ bar: Zellengasfilter / Regler			
$>5-16$ bar: Patronenfilter / Regler			
$>16$ bar: Staub- u. Flüssigkeitsabscheider / SAVs inkl. Wasser-SAV /			
.....SBV (Leckgas & thermische) / 1x Balgengaszähler → Heizkreis			



**Tabelle A 11: Anzahl der Komponenten pro VNB-Gasmessanlage (GMA) in Abhängigkeit des Eingangsdruckbereiches (Quelle: DBI)**

VNB-GMA	≤ 5 bar	>5-16 bar	>16 bar
typische Anlagenleistung	400 m³/h	1.000 m³/h	15.000 m³/h
Anzahl Schienen pro Anlage	2	2	4
Filter	1	2	2
Gaszähler	1	1	2
Mengenurwerter	0	0	1
Absperrarmaturen	4	7	8
<b>Hinweise:</b>			
≤ 5 bar: Zellengasfilter / Drehkolbengaszähler (DKZ)			
>5-16 bar: Patronenfilter / Drehkolbengaszähler (DKZ)			
>16 bar: Staub- u. Flüssigkeitsabscheider / 2x Turbinenradgaszähler (TRZ)			

**Tabelle A 12: Anzahl der Komponenten pro VNB-Gasdruckregel- und Messanlage (GDRMA) in Abhängigkeit des Eingangsdruckbereiches (Quelle: DBI)**

VNB-GDRMA	≤ 5 bar	>5-16 bar	>16 bar
typische Anlagenleistung	400 m³/h	1.000 m³/h	15.000 m³/h
Anzahl Schienen pro Anlage	2	2	4
Druckregelgerät	2	2	4
Filter	2	2	2
Vorwärmer	0	0	2
SAV	2	2	10
SBV	1	1	4
Ventile	7	7	16
Gaszähler	1	1	3
Mengenurwerter	0	0	1
<b>Hinweise:</b>			
≤ 5 bar: Zellengasfilter / Regler mit integrierten SAV / Drehkolbengaszähler (DKZ)			
>5-16 bar: Patronenfilter / Regler mit integrierten SAV / Drehkolbengaszähler (DKZ)			
>16 bar: Patronenfilter / SAVs inkl. Wasser-SAV / SBV (Leckgas & thermische) / Zähler - 2x Turbinenradgaszähler (TRZ) + 1x Balgengaszähler → Heizkreis			

## A3 H<sub>2</sub>-Netz 2030 und 2050 (FNB Gas e. V.)

### H<sub>2</sub>-Netz 2030

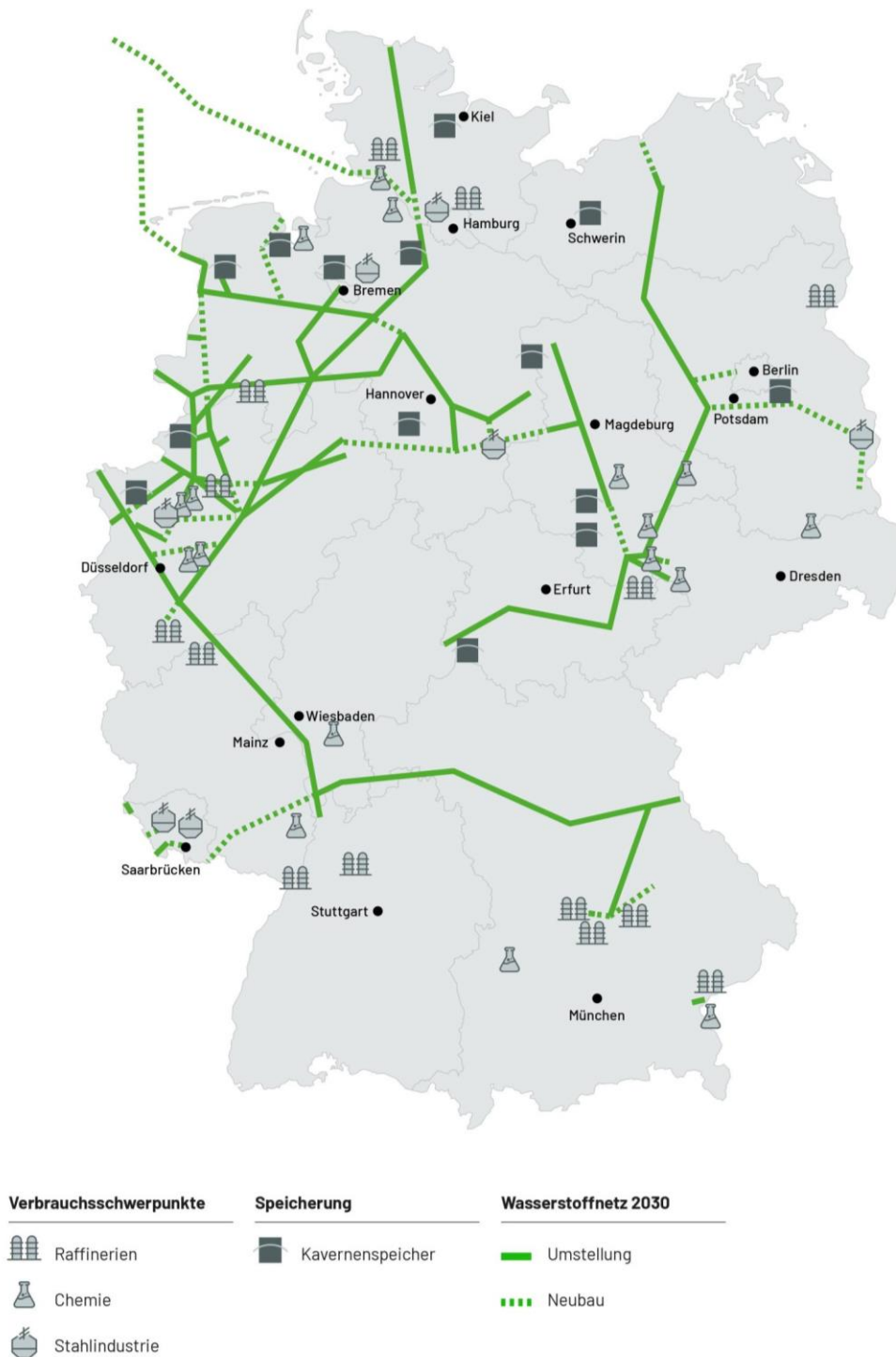
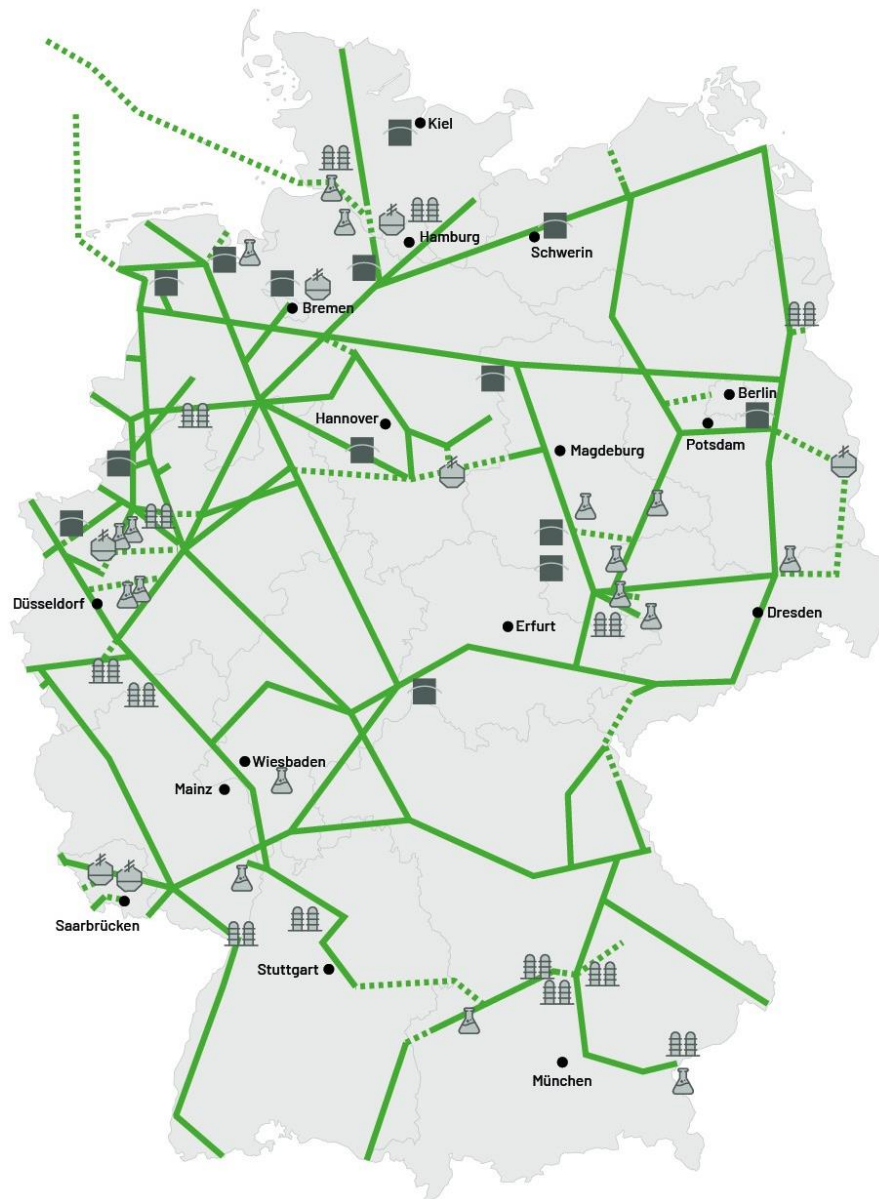


Abbildung A 12: Prospektives H<sub>2</sub>-Netz im Jahr 2030 [54]

# H<sub>2</sub>-Netz 2050









Verbrauchsschwerpunkte	Speicherung	Wasserstoffnetz 2050
 Raffinerien	 Kavernenspeicher	 Umstellung
 Chemie		 Neubau
 Stahlindustrie		

Abbildung A 13: Prospektives H<sub>2</sub>-Netz im Jahr 2050 [55]

## A4 Modellierungsergebnisse VNB-Szenario 5

Tabelle A 13 listet die für die teilnetzspezifische Transformation der Netzebene VNB erforderlichen außerplanmäßigen Anpassungsmaßnahmen und -kosten zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit auf 10, 20 und 100 Vol.-% entsprechend VNB-Szenario 5.

**Tabelle A 13: VNB-Szenario 5: außerplanmäßige Maßnahmen inkl. Kosten für die teilnetzspezifische Transformation der Netzebene VNB**

Jahr	Anteil VNB mit maximal			außerplanmäßige Maßnahmen zur Erhöhung der H <sub>2</sub> -Toleranz	Anzahl / Länge	Erhöhung H <sub>2</sub> -Toleranz	Investitionen				
	10 Vol.-% H <sub>2</sub> -Tol.	20 Vol.-% H <sub>2</sub> -Tol.	100 Vol.-% H <sub>2</sub> -Tol.								
2021	100 %	0 %	0 %	Austausch Verteilnetzleitungen (GGG)	ca. 8.500 km	0 → 100 Vol.-%	7,28 Mrd. €				
				Austausch Verteilnetzleitungen (unbekannter Werkstoff)	ca. 5.800 km	0 → 100 Vol.-%	4,96 Mrd. €				
				Austausch HA-Leitungen (unbekannter Werkstoff)	ca. 8.100 km	0 → 100 Vol.-%	3,25 Mrd. €				
				Erneuerung PGC	172	0,2 → 20 Vol.-%	0,01 Mrd. €				
				Erneuerung Gaskraftwerke (Anpassung Gasturbinen)	232	5 → 100 Vol.-%	2,85 Mrd. €				
				Anpassung KWK-Anlagen	35.206	2 → 10 Vol.-%	0,14 Mrd. €				
				Anpassung CNG-Fahrzeuge	94.122	2 → 10 Vol.-%	0,02 Mrd. €				
				Anpassung CNG-Tankstellen	846	2 → 10 Vol.-%	0,07 Mrd. €				
				<b>außerplanmäßige Investitionskosten 2021</b>							<b>18,58 Mrd. €</b>
				2030	50 %	30 %	20 %	Austausch Gaszähler	6.447	10 → 100 Vol.-%	0,05 Mrd. €
Austausch Mengenumwerter	118	10 → 100 Vol.-%	0,00 Mrd. €								
Anpassung KWK-Anlagen	10.562	10 → 30 Vol.-%	0,23 Mrd. €								
Anpassung CNG-Fahrzeuge	28.237	10 → 30 Vol.-%	0,09 Mrd. €								
Anpassung CNG-Tankstellen	254	10 → 30 Vol.-%	0,02 Mrd. €								
Umstellung Verteilnetzleitung (Stahl-HD) > 16 bar	ca. 5.400 km	100 Vol.-%	0,70 Mrd. €								
Austausch PGC	34	20 → 100 Vol.-%	0,00 Mrd. €								
Anpassung GDR(M)A-Komponenten (u.a. Filter, Vorwärmer, SAV, SBV, Gaszähler, Mengenumwerter)	63.030	>10 → 100 Vol.-%	0,23 Mrd. €								
Austausch Balgengaszähler im Bereich Hausanschluss	1.776.922	20 → 100 Vol.-%	0,28 Mrd. €								
Austausch Gasfeuerungsanlagen (Brennwert-Geräte, Heizwertgeräte,	1.954.366	20 → 100 Vol.-%	14,11 Mrd. €								

Jahr	Anteil VNB mit maximal			außerplanmäßige Maßnahmen zur Erhöhung der H <sub>2</sub> -Toleranz	Anzahl / Länge	Erhöhung H <sub>2</sub> -Toleranz	Investitionen
	10 Vol.-% H <sub>2</sub> -Tol.	20 Vol.-% H <sub>2</sub> -Tol.	100 Vol.-% H <sub>2</sub> -Tol.				
				Wasserheizer, Raumheizer)			
				Austausch Gasherde & Gasöfen	580.566	20 → 100 Vol.-%	0,22 Mrd. €
				Anpassung KWK-Anlagen	7.041	10 → 100 Vol.-%	0,84 Mrd. €
				Anpassung CNG-Fahrzeuge	18.824	10 → 100 Vol.-%	0,27 Mrd. €
				Anpassung CNG-Tankstellen	169	10 → 100 Vol.-%	0,55 Mrd. €
				<b>außerplanmäßige Investitionen 2030</b>			
2035	30 %	40 %	30 %	Austausch Gaszähler	2.865	10 → 100 Vol.-%	0,02 Mrd. €
				Anpassung KWK-Anlagen	7.041	10 → 30 Vol.-%	0,15 Mrd. €
				Anpassung CNG-Fahrzeuge	18.824	10 → 30 Vol.-%	0,06 Mrd. €
				Anpassung CNG-Tankstellen	169	10 → 30 Vol.-%	0,01 Mrd. €
				Umstellung Verteilnetzleitung (Stahl-HD) > 16 bar	ca. 2.650 km	100 Vol.-%	0,34 Mrd. €
				Anpassung GDR(M)A-Komponenten (u.a. Filter, Vorwärmer, SAV, SBV, Gaszähler, Mengenumwerter)	25.609	>20 → 100 Vol.-%	0,10 Mrd. €
				Austausch Balgengaszähler im Bereich Hausanschluss	695.317	20 → 100 Vol.-%	0,11 Mrd. €
				Austausch Gasfeuerungsanlagen (Brennwert-Geräte, Heizwertgeräte, Wasserheizer, Raumheizer)	712.757	20 → 100 Vol.-%	5,15 Mrd. €
				Austausch Gasherde & Gasöfen	211.733	20 → 100 Vol.-%	0,08 Mrd. €
				Anpassung KWK-Anlagen	3.521	30 → 100 Vol.-%	0,35 Mrd. €
				Anpassung CNG-Fahrzeuge	9.412	30 → 100 Vol.-%	0,11 Mrd. €
				Anpassung CNG-Tankstellen	85	30 → 100 Vol.-%	0,27 Mrd. €
				<b>außerplanmäßige Investitionen 2035</b>			

Jahr	Anteil VNB mit maximal			außerplanmäßige Maßnahmen zur Erhöhung der H <sub>2</sub> -Toleranz	Anzahl / Länge	Erhöhung H <sub>2</sub> -Toleranz	Investitionen
	10 Vol.-% H <sub>2</sub> -Tol.	20 Vol.-% H <sub>2</sub> -Tol.	100 Vol.-% H <sub>2</sub> -Tol.				
2040	10 %	50 %	40 %	Austausch Gaszähler	1.433	10 → 100 Vol.-%	0,01 Mrd. €
				Anpassung KWK-Anlagen	7.041	10 → 30 Vol.-%	0,15 Mrd. €
				Anpassung CNG-Fahrzeuge	18.824	10 → 30 Vol.-%	0,06 Mrd. €
				Anpassung CNG-Tankstellen	169	10 → 30 Vol.-%	0,01 Mrd. €
				Umstellung Verteilnetzleitung (Stahl-HD) > 16 bar	ca. 2.600 km	100 Vol.-%	0,33 Mrd. €
				Anpassung GDR(M)A-Komponenten (u.a. Filter, Vorwärmer, SAV, SBV, Gaszähler, Mengenumwerter)	19.664	>20 → 100 Vol.-%	0,08 Mrd. €
				Austausch Balgengaszähler im Bereich Hausanschluss	502.174	20 → 100 Vol.-%	0,08 Mrd. €
				Austausch Gasfeuerungsanlagen (Brennwert-Geräte, Heizwertgeräte, Wasserheizer, Raumheizer)	474.287	20 → 100 Vol.-%	3,42 Mrd. €
				Austausch Gasherde & Gasöfen	140.892	20 → 100 Vol.-%	0,05 Mrd. €
				Anpassung KWK-Anlagen	3.521	30 → 100 Vol.-%	0,35 Mrd. €
				Anpassung CNG-Fahrzeuge	9.412	30 → 100 Vol.-%	0,11 Mrd. €
				Anpassung CNG-Tankstellen	85	30 → 100 Vol.-%	0,27 Mrd. €
				<b>außerplanmäßige Investitionen 2040</b>			

Jahr	Anteil VNB mit maximal			außerplanmäßige Maßnahmen zur Erhöhung der H <sub>2</sub> -Toleranz	Anzahl / Länge	Erhöhung H <sub>2</sub> -Toleranz	Investitionen
	10 Vol.-% H <sub>2</sub> -Tol.	20 Vol.-% H <sub>2</sub> -Tol.	100 Vol.-% H <sub>2</sub> -Tol.				
2045	5 %	15 %	80 %	Anpassung KWK-Anlagen	1.760	10 → 30 Vol.-%	0,04 Mrd. €
				Anpassung CNG-Fahrzeuge	4.706	10 → 30 Vol.-%	0,02 Mrd. €
				Anpassung CNG-Tankstellen	42	10 → 30 Vol.-%	0,00 Mrd. €
				Umstellung Verteilnetzleitung (Stahl-HD) > 16 bar	ca. 9.900 km	100 Vol.-%	1,29 Mrd. €
				Anpassung GDR(M)A-Komponenten (u.a. Filter, Vorwärmer, SAV, SBV, Gaszähler, Mengenumwerter)	52.795	>20 → 100 Vol.-%	0,22 Mrd. €
				Austausch Balgengaszähler im Bereich Hausanschluss	1.236.120	20 → 100 Vol.-%	0,20 Mrd. €
				Austausch Gasfeuerungsanlagen (Brennwert-Geräte, Heizwertgeräte, Wasserheizer, Raumheizer)	859.855	20 → 100 Vol.-%	6,21 Mrd. €
				Austausch Gasherde & Gasöfen	255.431	20 → 100 Vol.-%	0,10 Mrd. €
				Anpassung KWK-Anlagen	14.082	30 → 100 Vol.-%	1,38 Mrd. €
				Anpassung CNG-Fahrzeuge	37.649	30 → 100 Vol.-%	0,43 Mrd. €
				Anpassung CNG-Tankstellen	338	30 → 100 Vol.-%	1,09 Mrd. €
				<b>außerplanmäßige Investitionen 2045</b>			
<b>außerplanmäßige Investitionen 2021 - 2045</b>							<b>58,84 Mrd. €</b>