

# Transformationspfade zur Treibhausgas- neutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21

## Abschlussbericht

**Gert Müller-Syring, Marco Henel, Marek Poltrum, Anja Wehling,  
Elias Dannenberg, Josephine Gladien**  
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig  
**Dr. Marcus Stötzel, Fabian Möhrke**  
Bergische Universität Wuppertal  
**Felix Ortloff, Franziska Kratz**  
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunde-Institut, Karlsruhe

**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@dvgw.de  
www.dvgw.de

Mit der freundlichen Unterstützung durch die Projektbegleitgruppe des DVGW-Clusters „Gas-erzeugung und Energiesysteme“:

• René Schoof (Clusterleitung)	Uniper Energy Storage GmbH
• Michael Leuschner	Thyssengas GmbH
• Werner Diwald	Encon Europe GmbH
• Thomas Götze	EWE NETZ GmbH
• Friedrich Hülsenbeck	Erdgas Mittelsachsen GmbH
• Bernd Pitschak	Hydrogenics GmbH
• Dr. Steffen Schirrmeister	ThyssenKrupp Industrial Solutions AG
• Dr. Arnd Schmücker	Open Grid Europe GmbH
• Carsten Stabenau	Westnetz GmbH
• Thomas Gordon	GASCADE Gastransport GmbH
• Eric Tamaske	ONTRAS Gastransport GmbH
• Peter Ehlen	Open Grid Europe GmbH
• Frank Dietzsch	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
• Heiko Fastje	EWE NETZ GmbH
• Frank Gröschl	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
• Markus Last	Thüga AG
• Uwe Ringel	ONTRAS Gastransport GmbH
• Philipp Steffens	Bergischen Universität Wuppertal
• Prof. Dr. Markus Zdrallek	Bergischen Universität Wuppertal
• Heinrich Busch	Stadtwerke Essen AG
• Volker Bartsch	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
• Daniel Wosnitzka	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
• Anna Lamorski	Thüga AG
• Roland Hageböke	GASCADE Gastransport GmbH
• Dr. Jörg Dickert	ENSO NETZ GmbH
• Olessja Jankowenko	Thüga AG
Hans Rasmusson	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.



# **Transformationspfade zur Treibhausgas- neutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21**

Abschlussbericht

November 2018

DVGW-Förderkennzeichen G 201624



## Zusammenfassung

Deutschland hat sich 2015 mit 195 weiteren Staaten im Paris-Abkommen auf ambitionierte Klimaziele geeinigt. So soll die durch den Menschen verursachte Erderwärmung auf deutlich unter 2°C, möglichst auf 1,5°C gegenüber vorindustriellen Werten begrenzt werden. Für Deutschland bedeutet das 2°C-Ziel nach aktuellen Erkenntnissen, die Treibhausgasemissionen um mindestens 95% bis 2050 gegenüber 1990 zu mindern. Dies entspräche einer nahezu vollständigen Treibhausgasneutralität aller Sektoren. Erhebliche Anstrengungen werden zur Transformation der Energieversorgung notwendig, da ein Großteil der Treibhausgasemissionen energiebedingt ist.

Vor diesem Hintergrund werden in dieser Studie kostenoptimierte Transformationspfade für Gasnetze und Gasspeicher identifiziert und bewertet mit dem Ziel die Erreichung der Klimaziele mit der Gasinfrastruktur zu unterstützen.

### Ausgangspunkt Entwicklung der Gasnachfrage

Ausgehend vom 2 °C-Ziel des Paris-Abkommens wurde ein realistisches Szenario für die Gasnachfrage in den Energiesektoren benötigt. Da die Entwicklung eines eigenen Szenarios zur Entwicklung der Gasnachfrage nicht Gegenstand der Studie war, wurden in einer umfangreichen Literaturrecherche die Entwicklung der Gasnachfrage bis 2050 Szenarien aus mehr als 30 Studien verglichen. Im Ergebnis wurde das Szenario „KLIMA 2050“ aus *J.Nitsch (2016): Energiewende nach COP21* als Grundlage für die weiteren Untersuchungen ausgewählt.

Gasförmige Energieträger können auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen Energieversorgung aller Sektoren in Deutschland bis 2050 einen wichtigen Beitrag leisten. Diese umfassen sowohl Erdgas als auch regenerative Gase, die aus Biomasse oder über Power-to-Gas (PtG) mit erneuerbarem Strom (EE-PtG-Gase) erzeugt werden.

Das ausgewählte Szenario für die Entwicklung des Gasbedarfs geht von einer Reduktion der Gasmenge von 832 TWh in 2015 auf 482 TWh in 2050 mit einem zwischenzeitlichen Hoch von 882 TWh in 2030 aus, wobei folgende Detailentwicklungen erwartet werden:

- Die Nachfrage nach **Erdgas** bleibt bis 2030 in etwa gleich. Dabei steigt die Nachfrage aus dem Stromsektor und kompensiert den leichten Rückgang aus dem Wärmesektor. In der Folgezeit geht die Nachfrage nach Erdgas insgesamt stark bis auf nahezu Null in 2050 zurück. Die verbleibende Gasnachfrage wird in 2050 somit nahezu ausschließlich aus regenerativen Gasen gedeckt.
- Die **EE-PtG-Gas**-Nachfrage aus dem Verkehrssektor läuft bereits in den 2020er hoch und macht 2050 schließlich etwa 50% der nachgefragten EE-PtG-Gasmenge aus. Die Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aus klassischen Sektoren, wie Wärme und Strom, folgt der aus dem Verkehr zeitlich mit leichter Verzögerung und macht 2050 etwa je ein Viertel aus.
- Die Nachfrage nach **Biogas** bleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2050 in etwa konstant auf dem heutigen Niveau.

Der für die Versorgungssicherheit des Stromsektors erforderliche Gasbedarf für eine vierwöchige kalte Dunkelflaute wurde mit 110 TWh abgeschätzt und mit den Gasbedarfsprognosen des ausgewählten Szenarios erfolgreich auf Konsistenz geprüft.

## Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Fragestellung und Modell

Die Integration der EE-PtG-Gase in die Gasnetze und Gasspeicher ist über zwei Technologiepfade denkbar. Zum einen können sie als EE-PtG-H<sub>2</sub> (Wasserstoff) dem Erdgas beigemischt werden. Dies erfordert für die Einspeisung von größeren Mengen teilweise eine technische Anpassung der Gasinfrastruktur, die wiederum teilweise mit Mehrkosten behaftet ist. Zum anderen kann der Wasserstoff in einem weiteren, mit Verlusten behafteten Prozessschritt zu EE-PtG-CH<sub>4</sub> (Methan) methanisiert werden und dem Erdgas beigemischt werden. Dies erfordert Mehrkosten durch Errichtung und Betrieb von Methanisierungsanlagen. Andere in der internationalen Debatte befindliche Strategien wie etwa die dezentrale, sukzessive Umstellung von Teilnetzen auf reinen Wasserstoff wurden nicht berücksichtigt.

Kernfragestellung dieser Studie ist daher, kostenoptimale Pfade zur Integration der zur Treibhausgasneutralität erforderlichen Gasmengen, insbesondere der EE-PtG-Gase, zu ermitteln. Werden diese Gasmengen integriert, wird von einem Transformationspfad zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher gesprochen. Zur Beantwortung der Fragestellung wurde umfangreiches Modell entwickelt, welches nachfolgend in schematisch dargestellt ist.

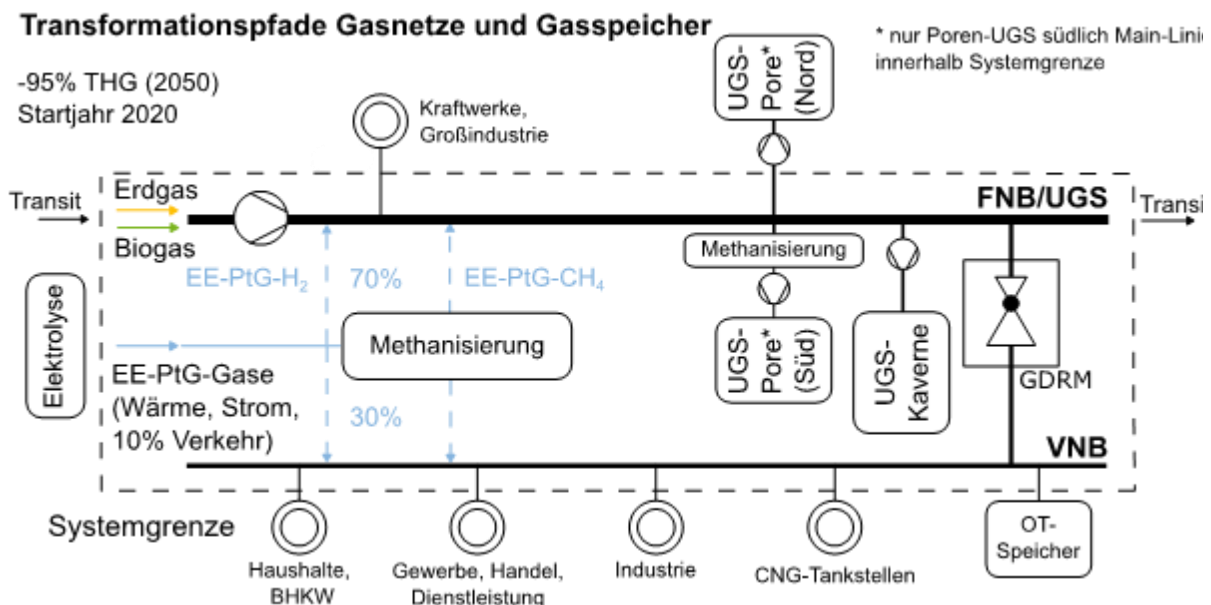


Abbildung 1.1: Systembild mit Systemgrenze der modellierten Gasinfrastruktur

Neben der Entwicklung der Gasnachfrage fließt ein umfangreiches Set an technoökonomischen Eingangsparametern wie etwa ein Mengen-Kosten-Gerüst der wasserstoffsensitiven Gasinfrastruktur oder die Entwicklungen (Kosten, Wirkungsgrade etc.) der PtG-Technologien ein. Im Berechnungsablauf wird zum einen die Entwicklung der Gasnetze und Gasspeicher im regulären Asset-Management über Ersatzinvestitionen sowie die erforderlichen außerordentlichen Maßnahmen zur Integration der EE-PtG-Gase modelliert und die Mehrkosten quantifiziert. Beides wird im Modell für Gastransportnetze einschließlich Untergrundgasspeicher sowie Gasverteilnetze in Jahresschritten und in deutschlandweiter Auflösung abgebildet. Es werden alle möglichen Kombinationen der Technologiepfade betrachtet, die die zur Treibhausgasneutralität erforderlichen Gasmengen integrieren. Anschließend wird aus diesen Kombinationen d

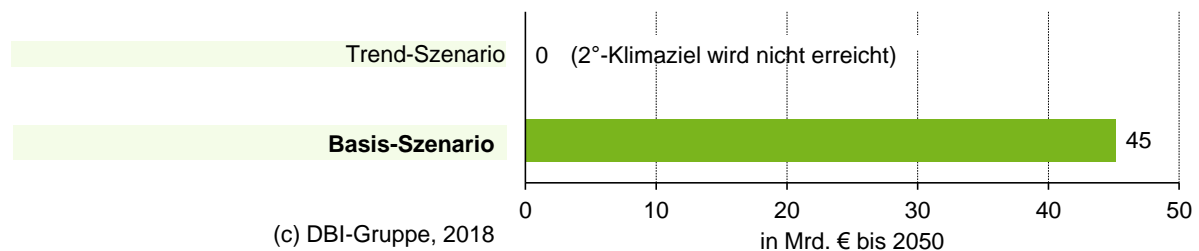


er Pfad mit den geringsten erforderlichen Mehrkosten als der der kostenoptimale Transformationspfad ausgegeben. Dies erfolgt für ein definiertes Basis-Szenario und abgeleitete Sensitivitäten. Darüber hinaus wird vergleichshalber ein Trend-Szenario gerechnet (ausschließlich Ersatz der Assets nach regulatorischer Abschreibungsdauer), das zwar keine Mehrkosten verursacht jedoch das 2 °C-Klimaziel nicht erreicht.

### Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Ergebnisse

Die Integration der zur Treibhausgasneutralität der Sektoren Wärme und Strom erforderlichen Mengen der EE-PtG-Gase kann in die Gasnetze und Gasspeicher innerhalb der Technologiepfade Beimischung von Wasserstoff (EE-PtG-H<sub>2</sub>) bzw. Beimischung von (EE-PtG-CH<sub>4</sub>) erfolgen.

Über Ersatzinvestitionen (**Trend-Szenario**) allein lässt sich bis 2050 keine Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher erreichen.



**Abbildung 1.2: Transformationspfade Gasnetze und Gasspeicher – Mehrkosten in Mrd. €**

Im **Basis-Szenario**, welches die Klimaziele erreicht, sind für die Transformation der Gasnetze und Gasspeicher im Zeitraum bis 2050 Mehrkosten<sup>1</sup> in Höhe von etwa 45 Mrd.€ erforderlich (gegenüber 192 Mrd.€ Ersatzinvestitionen). Die für Gasnetze und Gasspeicher kostenoptimale Integration der EE-PtG-Gase findet vorwiegend als Wasserstoff statt. Die Wasserstofferzeugung und Kosten für Anpassungen im Bereich der Gasverwendung sind nicht berücksichtigt. Der deutlich überwiegende Teil der erforderlichen Mehrkosten ist auf der Ebene der Transportnetze und Untergrundgasspeicher zu tätigen. Die Speicherkapazität der Gasinfrastruktur in den Untergrundgasspeichern insbesondere in Kavernen reicht in allen betrachteten Fällen aus, um eine vierwöchige kalte Dunkelflaute zu überbrücken. Damit leisten Gasnetze und Gasspeicher einen essentiellen Beitrag für die Versorgungssicherheit einer Energieversorgung mit hohen Anteilen von volatilen Erneuerbaren Energien.

Die Sensitivitäten des Basis-Szenarios zeigen, dass selbst bei optimistischer Technologieentwicklung der Methanisierung die Anpassung der Gasinfrastruktur für höhere Wasserstoff-Konzentrationen die kostengünstigere Alternative zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher bleibt. Allerdings führt eine Begrenzung des Wasserstoff-Anteils, wie im aktuellen Regelwerk vorgesehen, zur starken Nutzung des Technologiepfades Methanisierung und einem Anstieg der Mehrkosten im Zeithorizont bis 2050 von 45 auf ca. 100 Mrd. €.

### Kernaussagen und Handlungsempfehlungen

<sup>1</sup> Mehrkosten stellen diejenigen Kosten dar, die im Rahmen der Transformation der Gasinfrastruktur über die regulären Investitionen im Normalbetrieb (Ersatzinvestitionen) zur Integration der zur Treibhausgasneutralität erforderlichen EE-PtG-Gase hinaus im Zeitraum bis 2050 anfallen.

Insgesamt können Gasnetze und Gasspeicher somit das Erreichen einer treibhausgasneutralen Energieversorgung in Deutschland 2050 unterstützen. Um dies zu ermöglichen, formulieren die Autorinnen und Autoren die folgenden Handlungsempfehlungen an die relevanten Akteure:

Handlungsempfehlung



Allen **energiewirtschaftlichen Akteuren** wird empfohlen, ihren bestmöglichen Beitrag für das 95%-THG-Minderungsziel anzustreben, um ihre gesellschaftliche Daseinsberechtigung bis 2050 und darüber hinaus zu erhalten.



Für die **Gaswirtschaft** bedeutet dies, zeitnah und proaktiv eine umfassende Strategie für den Weg in eine treibhausgasneutrale Gasversorgung 2050 in Form einer *Strategieroadmap zur Treibhausgasneutralität des Gassystems nach COP 21* zu entwickeln.



Allen **Betreibern von Gasinfrastruktur** wird empfohlen **bei Ersatzinvestitionen** auf die jeweils modernste Alternative hinsichtlich der H<sub>2</sub>-Toleranz zu nahezu Erdgas-äquivalenten Preisen zurückzugreifen. Es sollte eine modulare Erweiterbarkeit für hohe H<sub>2</sub>-Konzentrationen vorgesehen werden. **Komponentenhersteller** sollten sich darauf einstellen.



Parallel sollte ein zeitnaher Dialog mit allen **EE-PtG-Stakeholdern**, insbesondere Erzeugern und Verbrauchern, zur Entwicklung eines gemeinsamen Transformationspfades für EE-PtG initiiert werden.



Der Wert der Treibhausgasneutralität muss zukünftig gewürdigt werden. **Gesetzgeber** und **Regulierungsbehörden** sind aufgerufen, dies im regulatorischen Rahmen vorzusehen und geeignete Maßnahmen wie regulatorische Anrechenbarkeit zu unterstützen. Darüber hinaus sollte bei Anpassungen des Marktdesigns die zukünftig herausragende Bedeutung von Untergrundgasspeichern für die Versorgungssicherheit in einer Energieversorgung mit hohen Anteilen volatiler Erneuerbarer Energien berücksichtigt werden.

Der **Fokus** dieser Studie liegt auf Gasnetzen und Gasspeichern (Gasinfrastruktur). Die Nutzer der Gasinfrastruktur, das heißt die Gasanwender aus sämtlichen Sektoren, sind nicht berücksichtigt.





# Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	1
2	Entwicklung der Nutzung von EE-PtG-Gasen im Stromsektor .....	2
2.1	Ziel des Arbeitspakets .....	2
2.2	Vorgehen und Methodik .....	2
2.2.1	Literaturanalyse.....	3
2.3	Ergebnis: Entwicklung der Nutzung von EE-PtG-Gasen im Stromsektor .....	4
2.3.1	Exkurs Dunkelflauten .....	5
2.3.2	Ergebnis.....	7
2.3.3	Fazit und Ausblick .....	8
3	Entwicklungsszenarien für die sektorübergreifende Nachfrage nach EE-PtG-Gasen .....	9
3.1	Methodik .....	9
3.2	Politische Rahmenbedingungen – Klimaziele weltweit und in Deutschland .....	9
3.3	Ergebnisse der Literaturanalyse .....	16
3.4	Entwicklungsszenarien .....	19
3.4.1	Gesamtergebnis zur Nutzung von EE-PtG-Gasen.....	19
3.4.2	Wärmebereitstellung .....	21
3.4.3	Kraftstoff.....	22
3.4.4	Stromerzeugung.....	24
3.5	Zusammenfassung.....	25
4	Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher.....	26
4.1	Einleitung und Zielsetzung .....	26
4.1.1	Gaswirtschaftliche Terminologie.....	28
4.2	Methodik .....	29
4.2.1	Funktionsweise des Berechnungsmodells.....	30
4.2.1.1	Systemgrenze des Modells .....	30
4.2.1.2	Mehrkosten der Transformation .....	32
4.2.1.3	Berechnungsablauf .....	34
4.2.2	Eingangsdaten .....	35
4.2.2.1	Entwicklung Gasnachfrage.....	35
4.2.2.2	Mengen-Kosten-Gerüst.....	35
4.2.2.3	Technologieentwicklung Methanisierung .....	37
4.2.2.4	Technologieentwicklung Einspeiseanlagen .....	39
4.3	Szenarien.....	40
4.3.1	Basis-Szenario .....	41
4.3.1.1	Beschreibung .....	41
4.3.1.2	Ergebnisse und Auswertung .....	41
4.3.2	Sensitivität PtG-Einspeisung FNB50/VNB50 .....	53
4.3.2.1	Beschreibung .....	53
4.3.2.2	Ergebnisse und Auswertung .....	53
4.3.3	Sensitivität 100% EE-PtG-Gase (Verkehr) in Gasinfrastruktur.....	54
4.3.3.1	Beschreibung .....	54
4.3.3.2	Ergebnisse und Auswertung .....	54
4.3.4	Sensitivität gedeckelt 2 Vol.-% H <sub>2</sub> .....	56
4.3.4.1	Beschreibung .....	56

4.3.4.2	Ergebnisse und Auswertung .....	57
4.3.5	Sensitivität gedeckelt 5 (FNB) bzw. 10 (VNB) Vol.-% H <sub>2</sub> .....	59
4.3.5.1	Beschreibung .....	59
4.3.5.2	Ergebnisse und Auswertung .....	59
4.3.6	Sensitivität Optimistische Lernkurve PtG-CH <sub>4</sub> .....	60
4.3.6.1	Beschreibung .....	60
4.3.6.2	Ergebnisse und Auswertung .....	60
4.3.7	Sensitivität Startjahr 2025 .....	61
4.3.7.1	Beschreibung .....	61
4.3.7.2	Ergebnisse und Auswertung .....	61
4.3.8	Sensitivität beschleunigt -95% THG 2040 .....	62
4.3.8.1	Beschreibung .....	62
4.3.8.2	Ergebnisse und Auswertung .....	62
4.3.9	Sensitivität verzögert - 80% THG 2050 .....	63
4.3.9.1	Beschreibung .....	63
4.3.9.2	Ergebnisse und Auswertung .....	63
4.3.10	Trend-Szenario „Ausschließlich Ersatzinvestitionen“ .....	64
4.3.10.1	Beschreibung .....	64
4.3.10.2	Ergebnisse und Auswertung .....	65
4.4	Zusammenfassung.....	68
5	Kernaussagen und Handlungsempfehlungen .....	70
6	Literaturverzeichnis .....	77
7	Abkürzungsverzeichnis .....	80
8	Abbildungsverzeichnis.....	81
9	Tabellenverzeichnis.....	83
	Anhang.....	84
A1.	Ergänzung zur Bewertungsmatrix aus Kapitel 3.3.....	85
A2.	Mengen-Kosten-Gerüst Gasinfrastruktur.....	88
A2.1	Mengen-Kosten-Gerüst Gasinfrastruktur – Tabelle FNB/UGS.....	89
A2.2	Mengen-Kosten-Gerüst Gasinfrastruktur – Tabelle VNB .....	90
A3.	Technoökonomische Datenbasis Berechnungsmodell – EE-PtG-Gase .....	91
A3.1	Biologische Methanisierung – CAPEX & OPEX.....	92
A3.2	Katalytische Methanisierung – CAPEX & OPEX.....	93
A.3.2.1	Katalytische Methanisierung – Erläuterung CAPEX optimistische Lernkurve .....	94
A3.3	CO <sub>2</sub> -Bereitstellung – CAPEX & OPEX.....	101
A3.4	Methanisierung Mehrkosten Wirkungsgradverlust .....	102
A3.5	EE-PtG-Gas-Einspeiseanlagen – CAPEX & OPEX .....	103
A3.6	Poren-UGS – Erforderliche Kapazität Methanisierung.....	107
A4.	Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Vorbetrachtung Berechnungsmodell.....	108

A4.1	Vorbetrachtungen Netzebene PtG-Einspeisung .....	109
A4.2	Vorbetrachtungen Poren-UGS .....	111
A4.3	Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aus Verkehrssektor .....	113
A4.4	Vorbetrachtungen Transit-Gasfluss .....	114
A5.	Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Tabellarische Zusammenfassung .....	116
A5.1	Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivitäten .....	117
A5.2	Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Ergebnisse .....	118





# 1 Einleitung

Den **Hintergrund** der vorliegenden Studie bilden die Ziele des Pariser Übereinkommens, konkret den Anstieg der durch den Menschen verursachten Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C, möglichst auf 1,5 °C gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen. Nach aktuellen Erkenntnissen erfordert die Begrenzung der Erwärmung auf 2 °C Emissionsminderungen von mindestens 95 % bis 2050 in Deutschland. Dies entspräche einer nahezu vollständigen Treibhausgasneutralität. Ein Großteil der Treibhausgasemissionen sind energiebedingte Emissionen und zur Zielerreichung braucht es erhebliche Anstrengungen für den Umbau der Energieversorgung.

Vor diesem Hintergrund wird im **Kapitel 2** für den Stromsektor und in **Kapitel 3** sektorübergreifend gezeigt, dass die Treibhausgasneutralität in sämtlichen Sektoren durch gasförmige Energieträger unterstützt werden kann. Dies umfasst die zukünftige Gasnachfrage in den Sektoren Wärme, Strom, Verkehr und nicht-energetische-Verwendung (NEV). Neben den etablierten Gasen Erdgas und Biogas leisten erneuerbare Power-to-Gas-Gase (EE-PtG-Gase) mittel- und langfristig einen wesentlichen Beitrag. Die Aufgabe der Gasnetze und Gasspeicher bleibt Integration, Transport und Verteilung dieser Gase zu den Verbrauchern.

Das **Ziel** dieser Studie liegt daher in der Ermittlung kostenoptimaler Anpassungspfade einschließlich zugehöriger Mehrkosten für eine Transformation der Gasnetze und Gasspeicher hin zur Treibhausgasneutralität. Dies geschieht in **Kapitel 4** durch Modellierung von makroökonomisch sinnvollen Kombinationen für die Einspeisung der EE-PtG-Gase innerhalb der Technologiepfade Beimischung von erneuerbarem Power-to-Gas-Wasserstoff (EE-PtG-H<sub>2</sub>) und erneuerbarem Methan (EE-PtG-CH<sub>4</sub>).

Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen der ersten drei Kapitel werden in **Kapitel 5** die wesentlichen **Ausgangspunkte** und **Kernaussagen** der Studie vorgestellt. Diese werden, wo möglich, mit **Handlungsempfehlungen** für die relevanten Akteure versehen.

Der **Fokus** dieser Studie liegt auf Gasnetzen und Gasspeichern (Gasinfrastruktur). Die Nutzer der Gasinfrastruktur, das heißt die Gasanwender aus sämtlichen Sektoren, sind nicht berücksichtigt. Die Betrachtung des gesamten Gassystems muss separat erfolgen.

## 2 Entwicklung der Nutzung von EE-PtG-Gasen im Stromsektor

### 2.1 Ziel des Arbeitspakets

In diesem Forschungsvorhaben werden die technischen und wirtschaftlichen Anforderungen des Umbaus der deutschen Gasnetzinfrastruktur bei zukünftig hohen Durchdringungen des durchgeleiteten Gases mit erneuerbaren Gasen z.B. Wasserstoff untersucht. Für diese Analyse ist eine Abschätzung des zukünftigen Bedarfs des Energiesystems an synthetisch erzeugten Gasen (hier: EE- PtG-Gase) unerlässlich. Dafür wird die Bedarfsentwicklung für die Gasnutzung in den verschiedenen Endenergiesektoren beleuchtet, zu deren Deckung Power-to-Gas-Anlagen beitragen können.

Ziel dieses Arbeitspakets ist es, die zukünftige stromseitige Nutzung von EE-PtG-Gasen bei ambitionierten Treibhausgas(THG)-Minderungszielen zu ermitteln und quantitative Aussagen hinsichtlich benötigter EE-PtG-Gasmengen abzuleiten.

Der ursprüngliche Schwerpunkt der Betrachtung lag auf der Ermittlung von Speicherbedarfen zur Netzentlastung in Zeiten hoher Einspeisung durch dezentrale Energiewandlungsanlagen (DEA), bspw. durch die Verwendung von elektrischer Arbeit aus vermiedenem Einspeisemanagement (EinsMan). Im Projektverlauf hat sich gezeigt, dass der stromseitige Bedarf von EE-PtG-Gasen weiter gefasst werden sollte, da es vielfältige Anwendungsfälle für die stromseitige Nutzung von PtG-Gasen gibt. Daher wurde der Fokus auf den stromseitigen Speicherbedarf zur Netzentlastung erweitert um eine gesamthafte Betrachtung des EE-PtG-Gasbedarfs im Stromsektor.

### 2.2 Vorgehen und Methodik

Zur Ermittlung der zukünftigen Nutzung von EE-PtG-Gasen wird eine umfangreiche Metaanalyse aktueller Forschungsberichte und Studien durchgeführt. Ermittelte Literaturwerte werden plausibilisiert, sofern dies sinnvoll ist. Auf umfangreiche eigene Modellierungen wurde in diesem Arbeitspaket aufgrund des Fokus des Vorhabens auf die Entwicklung der Gasnetzinfrastruktur verzichtet.

Die untersuchte Literatur wurde zur Eignung im Projekt untersucht und anhand von Kriterien bewertet. Als Referenz für die Eingangsgrößen erschienen dabei Szenariostützjahre ungeeignet, da je nach Studie unterschiedliche Durchdringungen des Energiesystems mit EE-Anlagen und unterschiedliche THG-Minderungsziele verwendet wurden. Eine Voraussetzung zur Studienauswahl war daher die Berücksichtigung von THG-Minderungszielen in der Studienmethodik. Mit Hilfe dieser Zuordnung werden im weiteren Projektverlauf erzielte Ergebnisse, wie bspw. Umrüstkosten der Gasnetzinfrastruktur, primär anhand THG-Minderungszielen referenziert. Die in der Studie ermittelten Ergebnisse sollten darüber hinaus quantifizierbar sein; entsprechende Mengengerüste im Stromsektor sollten daher vorhanden sein oder sich ableiten lassen.

Eine weitere Bedingung zur Studienauswahl war die Berücksichtigung eines europäischen Verbundenergiesystems, da Betrachtung mit Deutschland als „energetischer Insel“ üblicherweise zu vergleichsweise hohen Energieerzeugungs- und Speicherbedarfswerten führen, da

das deutsche Energiesystem ausschließlich mit in Deutschland vorhandenen Anlagen versorgt werden muss.

Als zusätzliches Kriterium wurde die Betrachtung von Sektorenkopplung in der Studie berücksichtigt. Bei rein stromseitiger Betrachtung gibt es vielfältige technische Möglichkeiten zur Energiespeicherung, die Ziele im Stromsektor wie z.B. hohe Anteile von EE-Anlagen ermöglichen können. Jedoch sind nur weniger Technologien in der Lage, sektorenübergreifend zur Erreichung von THG-Minderungszielen beizutragen. Mit der Berücksichtigung von Sektorenkopplung sind daher Skaleneffekte der PtG-Technologie möglich, mit deren Hilfe PtG-Anlagen auch beim stromseitigen Speicherbedarf wirtschaftlich sinnvoller erscheint.

Ebenso ist die Betrachtung mehrerer Sektoren relevant, da der Wärme- und der Verkehrssektor auch stromseitig Änderungen erfahren, bspw. durch die Nutzung von elektrischen Wärmepumpen oder durch die steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen.

Darüber hinaus sollten die Untersuchungen mindestens ein Szenario von THG-Minderungszielen einbeziehen, welches THG-Minderungen in Deutschland von mehr als 80 % ggü. 1990 einbezieht.

## 2.2.1 Literaturanalyse

Die folgende Abbildung zeigt die Einordnung der betrachteten Studien hinsichtlich der Auswertungskriterien. Der Übersichtlichkeit halber ist nur eine Auswahl der untersuchten Studien dargestellt. Die untersuchte Literatur ist absteigend sortiert nach Aktualität. Eine grüne Färbung zeigt an, dass die Anforderung in der Studie vollständig erfüllt wird, orange zeigt eine teilweise Erfüllung der Anforderung und rot eine teilweise oder unvollständige Erfüllung der Anforderung.

**Tabelle 2.1: Ergebnisse der Literaturanalyse als Bewertungsmatrix**

Studie	Jahr	Verbundbetrachtung	Berücksichtigung THG-Minderungsziele	Betrachtung Sektoren			
				Strom	Wärme	Verkehr	NEV
Erneuerbare vs. Fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich (Agora Energiewende 2017)	2017						
Die Energiewende nach COP 21 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung (Nitsch 2016)	2016						
Sektorkopplung durch die Energiewende (Quaschnig 2016)	2016						
Szenariorahmen Netzentwicklungsplan 2030 (NEP 2030), 2016	2016						
Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050 (Fraunhofer ISE 2015)	2015						
Speicher für die Energiewende (Agora Energiewende 2014)	2014						
Roadmap Speicher (Fraunhofer IWES 2014)	2014						
Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie (DVGW 2014)	2014						
Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern (Jentsch 2014)	2014						
Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus EE (BET 2013)	2013						
Energiespeicher für die Energiewende (VDE/ETG 2012)	2012						
„Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ (BMU-Leitstudie 2011)	2011						
Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung (SRU 2011)	2011						

Quelle: Eigene Darstellung (BUW)

Insbesondere bei THG-Minderungszielen werden bei mehreren Studie Ergebnisse ausgewiesen oder können aus den Ergebniswerten abgeleitet werden; jedoch sind im Rahmen dieser Studie insbesondere Analysen von Interesse, die als Zielsetzung eine THG-Minderung von 80 % oder mehr ggü. 1990 zum Ziel haben (orange gekennzeichnet, falls dies nicht/teilweise analysiert wurde).

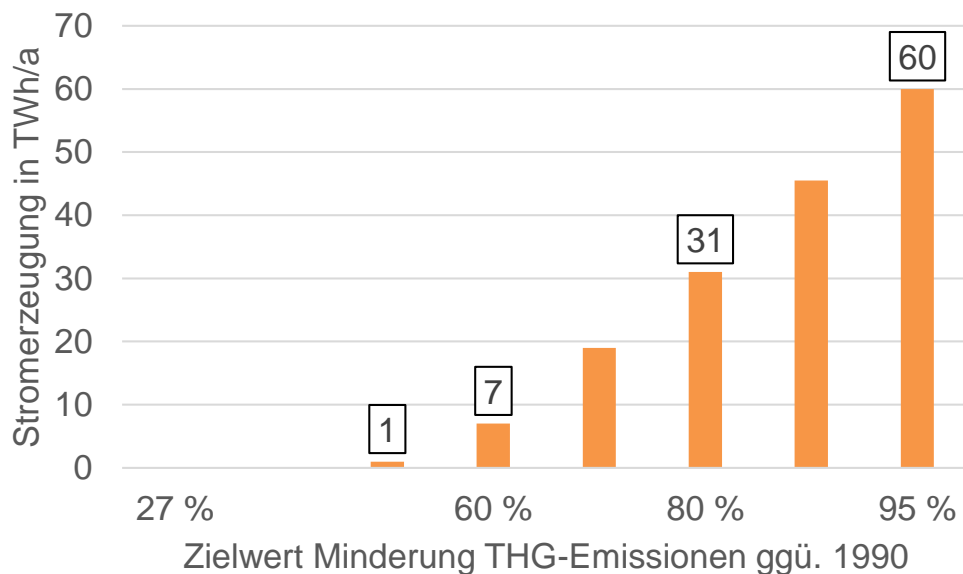
Aufgrund der Literaturanalyse kommen mehrere Studien als Grundlage für die weiteren Arbeiten in Frage. Zunächst erfüllt die BMU-Leitstudie aus 2011 alle erforderlichen Kriterien. Es zeigt sich jedoch, dass aktuellere Studien eine vergleichbar umfassende Betrachtung durchgeführt haben und darüber hinaus die aktuelle Entwicklung der letzten Jahre berücksichtigt haben. Aus diesem Grund wurde die BMU-Leitstudie 2011 nicht weiter betrachtet.

Weiterhin kamen die Studien (Nitsch 2016), (Quaschnig 2016) und (Fraunhofer ISE 2015) in Frage. Final ausgewählt wurde die Studie (Nitsch 2016). Ausschlaggebend für diese Auswahl sind die Berücksichtigung der Ziele der Pariser Klimakonferenz (COP 21) in der Studie sowie die detaillierte Referenzierung auf THG-Minderungsziele. Daneben sind die detaillierte Ausweisung von Mengengerüsten hinsichtlich Kraftwerkseinsätzen (v.A. ggü Quaschnig 2016) und verwendeter Brennstoffe sowie eine umfassende sektorale Betrachtung Gründe für die Auswahl dieser Studie. So kann bspw. die Nutzung von EE-PtG-Gasen in der Stromerzeugung im Detail nachvollzogen werden. Für die stromseitige Betrachtung ist ebenso relevant, dass auch andere Speichertechnologien (Batteriespeicher) in (Nitsch 2016) berücksichtigt wurden. Die ermittelten Werte für die EE-PtG-Gasnutzung für die Stromerzeugung erscheinen unter diesem Gesichtspunkt realistisch.

In (Nitsch 2016) werden drei Szenarien betrachtet. Darunter sind ein Trendszenario sowie jeweils ein Szenario für die Erreichung von 95 % THG-Minderung ggü. 1990 in 2040 (KLIMA 2040) und 2050 (KLIMA 2050). Für die weitere Betrachtung wird das Szenario KLIMA 2050 ausgewählt, da dieses ambitionierte Klimaziele, die in COP 21 formuliert worden, enthält, gleichzeitig jedoch gegenüber dem Szenario KLIMA 2040 einen realistischer anmutenden Zeitraum bis 2050 zulässt.

## 2.3 Ergebnis: Entwicklung der Nutzung von EE-PtG-Gasen im Stromsektor

Die im Szenario KLIMA 2050 berechnete Stromerzeugung aus EE-PtG-Gasen ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Daten für nicht dargestellte Zahlenwerte sind anhand der Datengrundlage linear interpoliert.



**Abbildung 2.1: Stromerzeugung aus EE-Wasserstoff nach (Nitsch 2016)**

Im Zielenergiesystem mit 95 % THG-Minderung ggü. 1990 ergeben sich so 60 TWh/a elektrische Stromerzeugung aus Gaskraftwerken. Aus diesen Werten lassen sich anhand angenommener Volllaststunden installierte Leistungen von PtG-Anlagen für die einzelnen THG-Minderungsziele berechnen. Die dargestellte stromseitige Betrachtung ist jedoch nur ein Teil der Nutzung von EE-PtG-Gasen; der gasseitige und der nicht-stoffliche Bedarf an EE-PtG-Gasen wird im Arbeitspaket 2 betrachtet und mit dieser Betrachtung in Arbeitspaket 3 zusammengeführt. Auf die detaillierte Betrachtung inst. Leistungen wird auf diese Abschnitte verwiesen.

Die im Methodikabschnitt beschriebenen Anforderungen hinsichtlich der stromseitigen Änderungen in diesen Sektoren (bspw. durch zunehmende Anzahlen von elektr. Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen) sind in den oben dargestellten Ergebnissen der Studie (Nitsch 2016) berücksichtigt.

### 2.3.1 Exkurs Dunkelflauten

Zur Sicherung der Versorgungssicherheit ist im elektrischen Netz zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht von Einspeisung und Bedarf herzustellen. Als Zielgröße galt dabei bislang die Bedarfsdeckung, als Stellgröße die Kraftwerkseinspeisung; zum Bilanzausgleich werden daher in erster Linie Kraftwerkseinspeisungen auf Transportnetzebene eingestellt.

Zur Erreichung von ambitionierten THG-Minderungszielen muss das bestehende Energiesystem nahezu vollständig auf die Nutzung erneuerbarer Energieträger umgestellt werden. Für das deutsche Energiesystem impliziert dies einen hohen Zubau von fluktuierend einspeisenden Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Bei einem Energiesystem mit einer sehr hohen Durchdringung von volatil einspeisenden Erzeugungsanlagen kann es jedoch während Perioden mit geringer Sonneneinstrahlung und geringer Windgeschwindigkeit (Dunkelflauten) zu einem hohen Bedarf an verfügbarer Backupkraftwerksleistung zur Deckung des Stromverbrauchs kommen. Verstärkend würde das Auftreten von Dunkelflauten während Wintermonaten wirken, da in diesen Zeiten der elektrische Bedarf durch u.a. Beleuchtung und Heizung

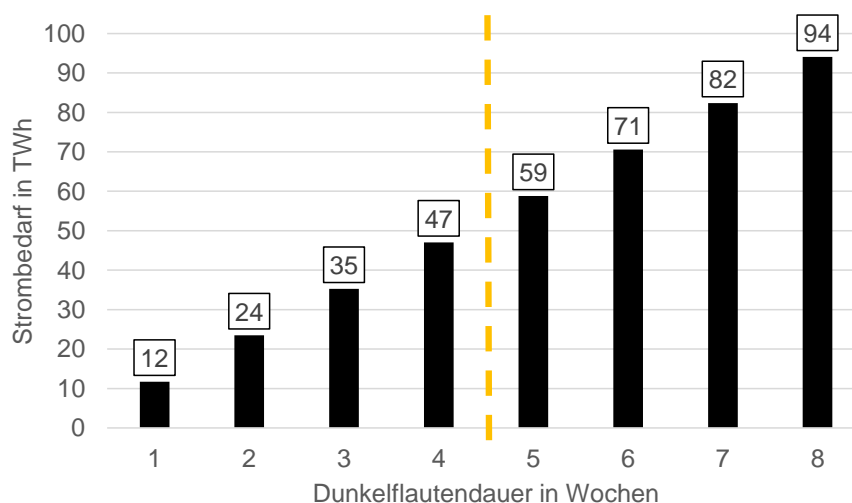
i.d.R. höher liegt als im Jahresmittel. Gleichzeitig sollte zur Sicherung der THG-Minderungsziele diese Backupkraftwerksleistung weitgehend oder vollständig auf erneuerbaren Energieträgern basieren.

Eine Lösungsoption hierfür ist die Nutzung von EE-PtG-Gasen in Gaskraftwerken. EE-PtG-Gase können als Langzeitspeicheroption in Zeiten bspw. hoher Windkraft- oder Photovoltaikanlageneinspeisung erzeugt, in den vorhandenen Gasnetz- und Gasspeicherkapazitäten zwischengespeichert und während Dunkelflauten in Gaskraftwerken zur elektrischen Energieerzeugung genutzt werden kann. Diese Betrachtung ist in (Nitsch 2016) nicht explizit enthalten. Es stellt sich daher die Frage, ob in den in der Studie ausgewiesenen Ergebnissen zur Stromerzeugung aus „EE-Wasserstoff“ auch erforderliche EE-PtG-Gasmengen für längere Dunkelflauten enthalten sind. Daher wird eine eigene Plausibilisierung anhand recherchierter Abschätzungswerte zu Dunkelflauten vorgenommen.

Kernpunkte dieser Abschätzung sind:

- **Dauer der Dunkelflaute:** Dieser Wert ist hier als gesamte Dauer von Dunkelflauten während eines Jahres zu verstehen. Fraglich ist, wie lange Dunkelflauten in der Summe eines Jahres auftreten. Historische Werte und vorliegende Literatur geben dazu lediglich Anhaltspunkte, jedoch keine fundierten Zukunftsprognosen (z.B. (acatech (Hrsg.), 2015), (Energy Brainpool, 2017)). Daher wird hier eine Variation über eine Spanne von 1 – 8 Wochen vorgenommen.
- **Erforderliche Backupleistung:** Diese wird nach (OTH / FENES, 2015) und (Öko-Institut, Fraunhofer ISI, 2015) mit 70 GW angenommen. Diese Leistung ist die Spanne zwischen elektrischem Bedarf und einer ggf. vorhandenen Mindestleistung durch den Kraftwerkspark während der Dunkelflaute.

Die Ergebnisse der Abschätzung unter der Annahme von 70 GW durchgehender elektrischer Bedarfsleistung sind in der folgenden Grafik dargestellt. Orange gestrichelt ist die Begrenzung der abgeschätzten maximalen jährlichen Dunkelflautendauer.



**Abbildung 2.2: Abschätzung des Strombedarfs während Dunkelflauten**

Für diese Studie wurde ein Gesamtjahreszeitraum von max. vier Wochen unter der Annahme von 70 GW durchgängig benötigter Leistung getroffen. Wie der Darstellung zu entnehmen ist,

ergäbe sich bei einer Dauer von vier Wochen ein elektrischer Energiebedarf von 47 TWh. Für ein THG-Minderungsziel von 95 % (Szenario „KLIMA 2050“) werden in der (Nitsch 2016) 60 TWh elektrischer Energieerzeugung aus EE-H<sub>2</sub> ausgewiesen. Daher wird gefolgert, dass die hier abgeschätzte notwendige Energie zur Deckung von Dunkelflauten mit den Ergebnissen für das Szenario „KLIMA 2050“ konsistent ist, d.h. in diesen Ergebnissen mögliche Backupkapazitäten für Dunkelflauten beinhaltet sind.

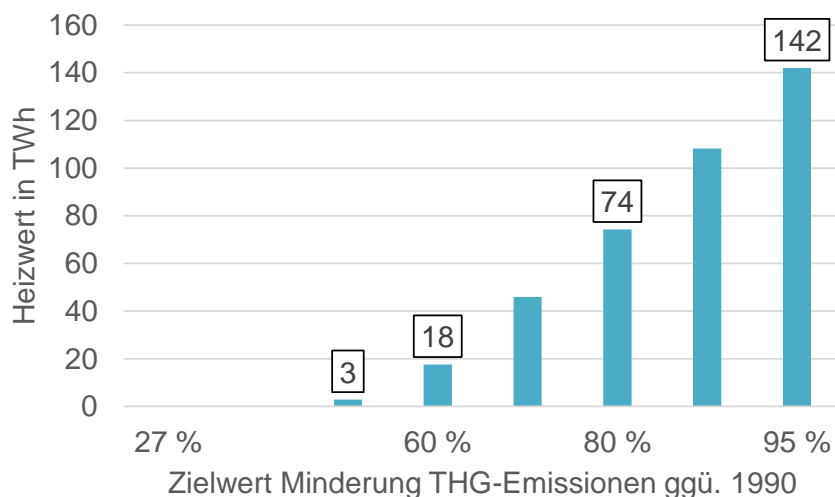
### 2.3.2 Ergebnis

Nach der Plausibilisierung im vorigen Abschnitt sind für die gasnetzseitige Betrachtung vor allem die stromseitig notwendigen EE-PtG-Gase von Interesse. Diese werden über eine Wirkungsgradkette aus den in Tabelle 2.2 dargestellten Ergebniswerten aus (Nitsch 2016) berechnet. Die zugrunde gelegten Grundwerte zur Umrechnung von elektrischer Energie aus EE-Wasserstoff in EE-PtG-Gasbedarf sind in der nachfolgenden Tabelle zu finden. Werte in braun sind linear interpoliert.

**Tabelle 2.2: Grundwerte zur Umrechnung**

Jahr	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Verringerung THG-Emissionen</b>	27%			60%		80%		95%
<b>Elektrische Energiebereitstellung aus EE-H<sub>2</sub> (Nitsch, 2016) in TWh</b>	0	0	1	7	19	31	45	60
<b>Anteil KWK-Anlagen</b>	0%	0%	100%	86%	86%	86%	87%	88%
<b>Anteil Gasturbinen / Gas-und-Dampfkraftwerke</b>	0%	0%	0%	14%	14%	14%	13%	12%
<b>Elektr. Wirkungsgrad KWK-Anlagen</b>	40%							
<b>Elektr. Wirkungsgrad Gasturbinen / GuD-Anlagen</b>	65%							
<b>Wirkungsgrad H<sub>2</sub></b>	63,6%	68,6%	71,6%	74,6%	75,0%	75,4%	75,4%	75,4%

Die sich ergebende Menge von EE-PtG-Gasen ist in der folgenden Darstellung zu finden.





### Abbildung 2.3: Notwendige EE-PtG-Gase zur Deckung des stromseitigen Bedarfs

Für das Zielenergiesystem mit 95 % THG-Minderung gegenüber 1990 ergibt sich so ein Bedarf von 142 TWh EE-PtG-Gase.

#### 2.3.3 Fazit und Ausblick

Ein hoher Anteil der untersuchten Literatur sieht die Nutzung von EE-PtG-Gasen im deutschen Energiesystem bei THG-Minderungszielen gegenüber 1990 von mind. 80 %, vor allem bei ambitionierten THG-Minderungszielen von mehr als 90 %. Insbesondere die Berücksichtigung von Sektorenkopplung, mit deren Hilfe die Gasnutzung in Strom-, Wärme-, NEV- und Verkehrssektor ermöglicht wird, lässt die Nutzung von PtG-Gasen sinnvoll erscheinen, da so eine hohe Durchdringung des zukünftigen deutschen Kraftwerksparks mit Erneuerbare-Energie-Anlagen zu THG-Minderungen auch im NEV-, Wärme- und Mobilitätssektor dienen kann. Jedoch ist auch im Stromsektor die Nutzung von EE-PtG-Gasen sinnvoll, vor allem zur Nutzung in Backupkraftwerken im Fall von Dunkelflauten zum Ersatz von Minderleistungen durch fluktuierend einspeisende Erneuerbare-Energie-Anlagen. Nach der hier durchgeführten Analyse ist dafür elektrische Arbeit aus Gaskraftwerken von 31 TWh<sub>elektrisch</sub> bei einem Ziel von 80 % bzw. 60 TWh<sub>elektrisch</sub> bei einem Ziel von 95 % THG-Minderung ggü. 1990 erforderlich. Dafür müssen EE-PtG-Gase im Umfang von 74 TWh<sub>Heizwert</sub> bzw. 142 TWh<sub>Heizwert</sub> bei einem Ziel von 80 % bzw. 95 % THG-Minderung ggü. 1990 hergestellt und vorgehalten werden.



### 3 Entwicklungsszenarien für die sektorübergreifende Nachfrage nach EE-PtG-Gasen

Die Nutzung von erneuerbaren Gasen, insbesondere EE-PtG-Gasen ist wie ausgeführt im Stromsektor unterstützend; weitere Nutzungsfelder liegen in den Sektoren Wärme, Mobilität und nichtenergetische Verwendung. Das Gasnetz verbindet alle vier Sektoren, ganz im Sinne der Sektorenkopplung. Im Folgenden werden Entwicklungsszenarien für die Nutzung von Gas, erneuerbaren Gasen und EE-PtG-Gasen im Speziellen definiert und für alle Sektoren zusammenfassend dargestellt. Die Szenarien berücksichtigen die ambitionierten Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens.

#### 3.1 Methodik

Die politischen Rahmenbedingungen werden anhand Literaturrecherche aufgezeigt und einfacher Datenauswertung zu emittierten Treibhausgasemissionen.

Zur Abschätzung des zukünftigen Bedarfs an Power-to-Gas (PtG) erfolgte im ersten Schritt eine Literaturrecherche zur Entwicklung der Gasnachfrage bis 2050. Die Gasnachfrage beinhaltet die Nachfrage nach Erdgas, nach Biogas und nach EE-PtG-Gasen. EE-PtG-Gas ist Wasserstoff bzw. Methan welches mittels Elektrolyse bzw. Methanisierung unter der Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wurde.

Des Weiteren erfolgte die Literaturrecherche im Hinblick auf die Verteilung der jeweiligen Gasnachfrage (Erdgas, Biogas, EE-PtG-Gase) auf die Nutzungsbereiche bzw. Sektoren. Eine mögliche Aufteilung der Nutzung von Gasen ist die Verwendung zur Wärmebereitstellung, die Nutzung als Kraftstoff, die stoffliche bzw. nicht-energetische Verwendung und die Nutzung zur Strombereitstellung.

Die Entwicklung der Gasnachfrage im Zeitverlauf hängt wesentlich von der Erreichung der zugrunde gelegten THG-Minderungsziele für die bestimmten Jahre ab. Demzufolge war das Vorhandensein einer Zeitschiene für die voraussichtliche Erreichung der THG-Minderungsziele eine wichtige Voraussetzung für die Auswahl geeigneter Studien.

#### 3.2 Politische Rahmenbedingungen – Klimaziele weltweit und in Deutschland

Auf der Klimakonferenz der Vereinten Nationen (UNO) in Paris 2015 vereinbarten die Teilnehmer die Klimaveränderung zu bekämpfen und Maßnahmen zu ergreifen, um eine nachhaltige kohlenstoffarme Zukunft zu ermöglichen. Im Übereinkommen von Paris (UNFCCC, 2015) einigten sich die Staaten

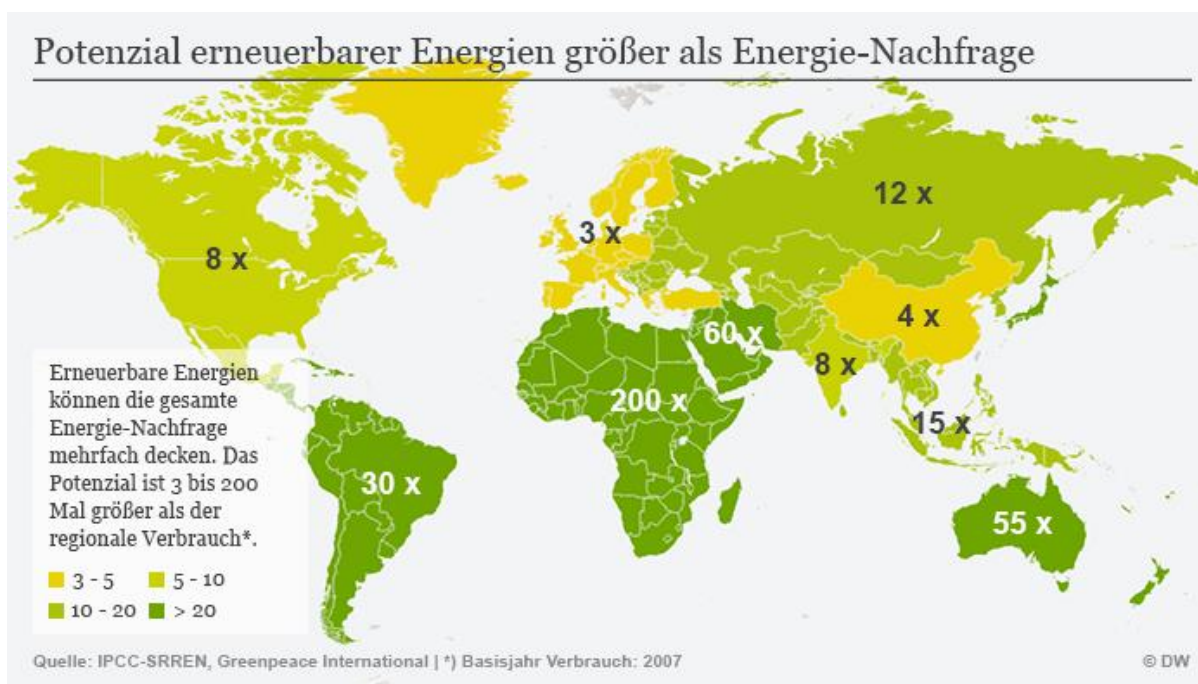
- die Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen (Art. 2)<sup>2</sup>,
- auf das Ziel, den Anstieg auf 1,5 °C zu begrenzen (Art. 2),

<sup>2</sup> Alle Artikelangaben auf dieser und folgender Seite beziehen sich auf das Übereinkommen von Paris (UNFCCC, 2015).

- Finanzflüsse in Übereinstimmung zu bringen mit Lösungen für geringe Treibhausgasemissionen und klimaverträgliche Entwicklungen (Art. 2)
- Anstrengungen zu unternehmen, dass die weltweiten Emissionen möglichst bald sinken und rasche nachfolgende Emissionssenkungen auf Grundlage der besten verfügbaren wissenschaftlichen Erkenntnisse zu erreichen (Art. 4).

Das Übereinkommen von Paris ist seit dem 4. November 2016 in Kraft und bis Ende August 2018 haben 180 von 197 Mitgliedsstaaten das Übereinkommen ratifiziert (UN Climate Change, 2018)<sup>3</sup>. Auch Deutschland hat sich zu den Zielen des Übereinkommens bekannt und unterzeichnet. Die unterzeichnenden Länder verpflichten sich intensive Anstrengungen zu unternehmen, um die Ursachen für zunehmende Erderwärmung im eigenen Land zu beseitigen und basierend auf neuesten wissenschaftlichen Erkenntnissen treibhausgasarme (und -mindernde) Maßnahmen umzusetzen. Dem Prinzip von Klimaverantwortung und Leistungsfähigkeit folgend (Art. 2 Nr. 2), verpflichteten sich Industrieländer darüber hinaus Entwicklungsländer verstärkt zu unterstützen, um klimaschützende Entwicklungen voranzutreiben (Art. 4 Nr. 5).

Die Senkung der Emissionen ist durch Kombination verschiedener Strategien zu erreichen, eine davon ist die Deckung der weltweiten Energienachfrage mit erneuerbaren Energien. Abbildung 3.1 zeigt, dass das Potenzial weltweit vorhanden ist und zwar 3 bis 200 Mal größer ist als der regionale Energieverbrauch.



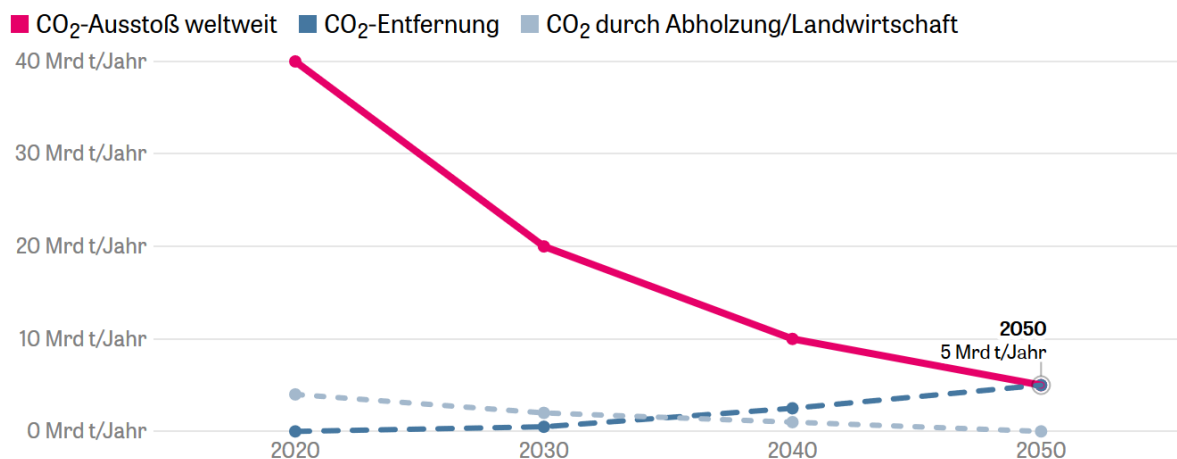
**Abbildung 3.1: Potential erneuerbarer Energien größer als Energienachfrage weltweit [7]**

<sup>3</sup> Im Mai 2017 waren es 146 von 197 Mitgliedsstaaten. Die Zahl nimmt auch nach in Kraft treten der Vereinbarung zu.

Trotz der gemeinsamen Ausrichtung in Paris auf sehr ambitionierte Klimaziele fehlt es in vielen Staaten, sei es aus politischen, sei es aus wirtschaftlichen Gründen an hinreichendem Engagement. Führende Klimaforscher<sup>4</sup> schlagen eine einfache Faustformel vor, um die fortschreitende Erderwärmung zu bremsen (Strockrahm, 2017):

„Reduziere dein CO<sub>2</sub> alle zehn Jahre um die Hälfte.“

Jedes kommende Jahrzehnt müssen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen weltweit halbieren, um 2050 Klimaneutralität zu erreichen. Wenn sich jede Stadt und jeder Industriezweig an diese Faustregel hält und nach ihren eigenen Möglichkeiten umsetzt, bleibt die Erwärmung unter 2°C (zu 75 %). In ihrem Vorschlag appellieren sie an die regionale und persönliche Verantwortung in Ergänzung zur Verantwortung der Nationalstaaten. Die Abbildung 3.2 zeigt den möglichen Verlauf der Treibhausgasminderung und die Wirkung des Vorschlages.



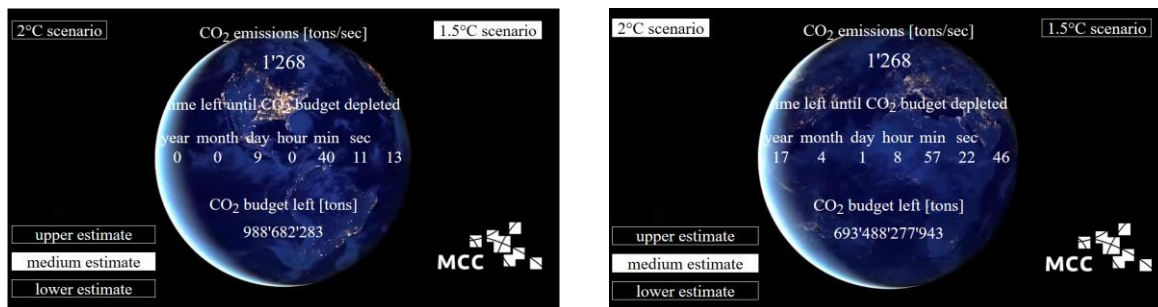
**Abbildung 3.2: Faustformel zur CO<sub>2</sub>-Reduktion (Strockrahm, 2017) nach (Rockström et al., 2017)**

Die Faustformel verdeutlicht, dass es in den ersten Jahren eine deutliche Reduzierung braucht. Dies korreliert mit der Verpflichtung zur raschen Absenkung der Emissionen im Übereinkommen von Paris Art. 4.

Es bleibt wenig Zeit, um die in Paris vereinbarten Klimaschutzziele zu erreichen. Die Zahlen aus dem jüngsten Sachstandsbericht (AR5) des IPCC sind in einer CO<sub>2</sub> Uhr veranschaulicht (MCC, kein Datum). Hiernach bleiben zur Erreichung des 1,5 °C Zieles bei mittleren Annahmen noch 9 Tage (Abbildung 3.3, linke Seite) und zur Erreichung des 2 °C Zieles noch 17 Jahre und 4 Monate (Abbildung 3.3, rechte Seite); Stand 30.08.2018<sup>5</sup>.

<sup>4</sup> Klimaforscher aus Schweden, Österreich, Schweiz, Deutschland, Australien

<sup>5</sup> Die Experten von MCC weisen darauf hin (BMU, 2016): „Es ist sehr wahrscheinlich, dass diese Zahlen nach der Veröffentlichung des IPCC-Spezialberichts zu 1,5 Grad ein Update erfahren. Dies wird dann hier [auf der Webseite] entsprechend berücksichtigt werden.“



**Abbildung 3.3: CO<sub>2</sub> Uhr - verbleibende Zeit zur Einhaltung des 1,5 bzw. 2 °C Ziels (MCC, kein Datum) vom 30.08.2018**

Die CO<sub>2</sub> Uhr zeigt das schnell schrumpfende CO<sub>2</sub>-Budget<sup>6</sup> und verdeutlicht die Notwendigkeit deutlicher Emissionsminderungen wie in der Faustformel vorgeschlagen.

Welche Konsequenzen haben die weltweiten Betrachtungen der erforderlichen Emissionsminderungen für Deutschland als Industrieland?

Aufgrund des Verantwortungsprinzips (Art. 2 Nr. 2) stellen die vereinbarten weltweit gültigen Ziele sehr unterschiedliche Anforderungen an die unterzeichnenden Staaten. Staaten mit anteilig hohen Treibhausgasemissionen und entsprechender Leistungsfähigkeit<sup>7</sup> haben sich verpflichtet entsprechend deutlich stärkere Maßnahmen zur Emissionsminderung zu ergreifen.

Entsprechend empfiehlt der wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen *WBGU* anlässlich der deutschen G20 Präsidentschaft zur Umsetzung der Pariser Klimaziele, dass die Gruppe der 20 führenden Industrie- und Schwellenländer (G20<sup>8</sup>) vereinbart, ihre Treibhausgasemissionen bis 2050 auf null abzusenken, mit ambitionierten Dekarbonisierungszielen voranzuschreiten und Dekarbonisierungsstrategien entwickeln (*WBGU*, 2014, S. 41).

Der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung (BMU, 2016, S. 7) bekennt sich zu den Pariser Klimaschutzzielen; die fortschreitende Erderwärmung soll deutlich unter 2 °C, möglichst auf 1,5 °C begrenzt werden. Weiter legt der Klimaschutzplan fest, dass die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 um 80 % bis 95 % gemindert werden. Der Klimaschutzplan zeichnet Zielkorridore, die nach aktuellen Erkenntnissen miteinander nicht konsistent sind. Wie diese Zielvorgaben aus zwei Temperaturzielen (1,5 und 2 °C) und zwei Emissionsminderungszielen (80 und 95 %) miteinander korrelieren wird nachfolgend kurz erläutert.

Die erfolgte Literatursauswertung zeigt, dass es Minderungsziele im Klimaschutzplan 2050 von mindestens 95 % braucht, um die Erwärmung auf 2 °C zu begrenzen. *Fraunhofer ISI* (FHI ISI, kein Datum) und *Nitsch* (Nitsch, 2016) sind der Auffassung, dass das 2 °C Ziel ein „sehr anspruchsvolles“ Szenario darstellt und 95 % einen angemessenen Beitrag Deutschlands darstellt. Dies legt den Schluss nahe, dass Deutschland seine Verpflichtung aus dem Paris Klimaschutzabkommen die Erderwärmung auf 1,5 °C zu beschränken mit den im Klimaschutzplan gesteckten Zielen verfehlen wird. Entsprechend zeigt *Nitsch* ein Szenario auf, was

<sup>6</sup> Der Begriff CO<sub>2</sub>-Budget wird in einer der folgenden Absätze am Beispiel Deutschland näher erläutert.

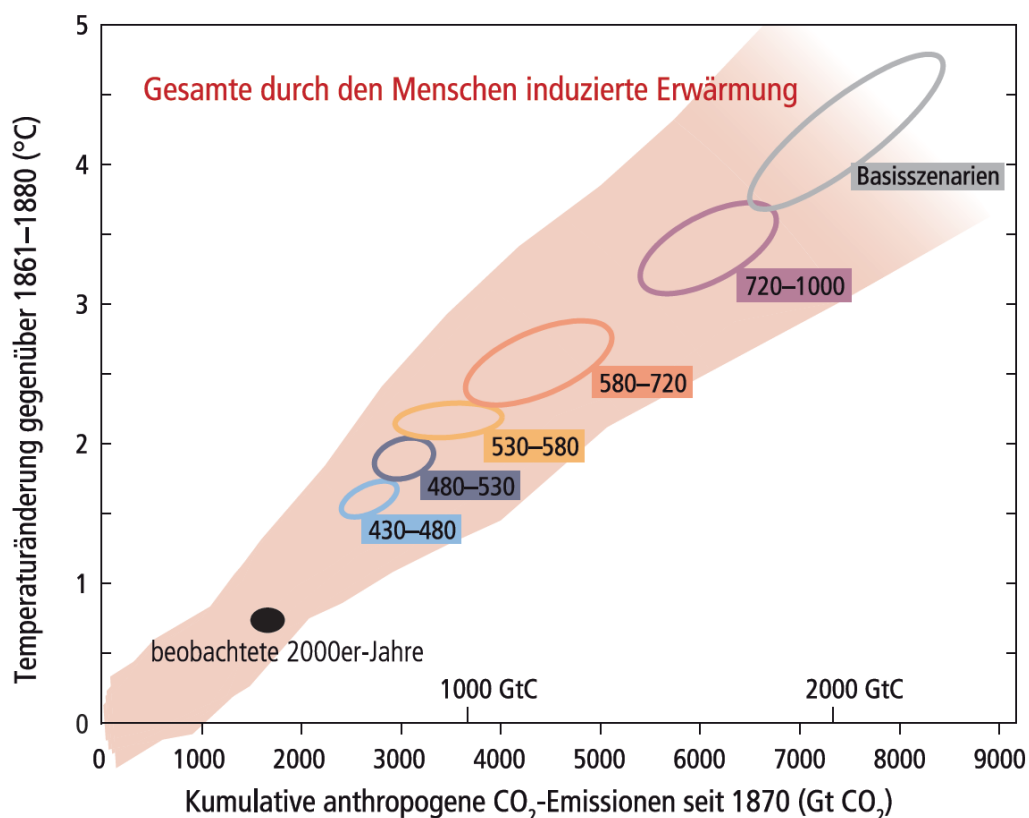
<sup>7</sup> Anteilig hohe Emissionen könnten bspw. pro Kopf bestimmt werden. Die Leistungsfähigkeit bspw. über Bruttoinlandsprodukt. Hier gibt es verschiedene Ansätze; dies nur als Beispiel, um die Begriffe zu verdeutlichen.

<sup>8</sup> Die Gruppe der Zwanzig (G20) ist seit 2009 das zentrale Forum für die internationale wirtschaftliche Zusammenarbeit. Die führenden Industrie- und Schwellenländer stimmen sich dort über die notwendigen wirtschafts- und finanzpolitischen Maßnahmen ab.

Deutschlands Beitrag zum 1,5 °C Ziel gerecht werden kann<sup>9</sup>. Hiernach müssen die Emissionen schon zehn Jahre früher bis 2040 quasi auf null reduziert sein (Nitsch, 2016, S. 3). Dieser Rückschluss wird unterstützt durch *Höhne et al.* (NewClimate, 2016, S. 3); Industrieländer wie Deutschland müssten ihre heimischen Treibhausgasemissionen vor 2035 auf null reduzieren.

### CO<sub>2</sub>-Budget und Erderwärmung

Die kumulativen CO<sub>2</sub>-Emissionen bestimmen weitgehend die Erwärmung der Erdoberfläche; Untersuchungen zeigen eine starke, konsistente, fast lineare Beziehung zwischen kumulativen CO<sub>2</sub>-Emissionen und den projizierten Temperaturveränderungen bis zum Jahr 2100 wie auch Abbildung 3.4 verdeutlicht (IPCC, 2014, S. 8).



**Abbildung 3.4: Zusammenhang zwischen Erderwärmung und kumulativen CO<sub>2</sub>-Emissionen<sup>10</sup>**  
(IPCC, 2014, S. 9)

Um die gesamte durch den Menschen induzierte Erwärmung gegenüber dem Zeitraum 1861 - 1880 mit einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 66 % auf weniger als 2 °C zu begrenzen, müssen die kumulativen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus allen anthropogenen Quellen seit 1870 unterhalb von etwa 2.900 Gt CO<sub>2</sub> bleiben. Die verbleibenden durch den Menschen induzierten

<sup>9</sup> Nitsch zur Erreichung des 1,5 °C Zieles: „Näherungsweise müsste Deutschland dazu bereits bis 2040 eine praktisch 100%ig dekarbonisierte Energieversorgung schaffen, um danach CO<sub>2</sub>-Emissionen dauerhaft aus der Atmosphäre zu entfernen. Die dazu erforderliche erhebliche Umstrukturierungsdynamik bis 2040 wird beispielhaft im Szenario SZEN-16 „KLIMA 2040“ dargestellt.“

<sup>10</sup> Zahlen im Diagramm sind die untersuchten Minderungsszenarien angegeben in CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre in ppm CO<sub>2</sub>-Äquivalent.



Emissionen zur Erreichung eines bestimmten Temperaturzieles werden als CO<sub>2</sub>-Budget<sup>11</sup> bezeichnet. Bis 2011 wurden bereits etwa 1.900 Gt CO<sub>2</sub> ausgestoßen (IPCC, 2014, S. 10). Etwa zwei Drittel des weltweiten CO<sub>2</sub>-Budgets sind demnach bis 2011 bereits genutzt, es verbleibt ab 2012 folglich ein CO<sub>2</sub>-Budget von etwa 1.000 Gt CO<sub>2</sub> weltweit.

Es gibt verschiedene Ansätze das CO<sub>2</sub>-Budget auf die einzelnen Länder zu verteilen. Entscheidende Parameter sind

1. Verteilschlüssel
2. Beginn der Verteilung,
3. Temperaturziel,
4. Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung

Zu 1. Ein klimagerechter Verteilschlüssel für nationale CO<sub>2</sub>-Budgets kann folgende drei Grundsätze berücksichtigen (Prognos, 2017, S. 37):

- Besitzstandsgerechtigkeit - die Aufteilung des globalen Budgets auf der Basis aktueller Emissionsniveaus
- Chancengerechtigkeit – die Aufteilung des globalen Budgets auf der Ebene von Gleichheit, also entsprechend den jeweiligen Bevölkerungszahlen bzw. der künftigen projizierten Entwicklungen
- Leistungsgerechtigkeit – in der Aufteilung wird Ländern mit höherem Wohlstand kleinere Anteile des globalen Budgets zugerechnet, um anderen Ländern der Welt einen stärkeren Nachholbedarf zuzugestehen.

Zu 2. Weiter ist zu berücksichtigen, wie die historische Inanspruchnahme der Ressource Atmosphäre berücksichtigt wird. Kurz gefragt, ab wann wird das weltweite CO<sub>2</sub>-Budget national verteilt (Prognos, 2017, S. 38).

- seit Beginn der Industrialisierung, d.h. ab 1870
- seit Wissen um die Gefahren der durch den Menschen verursachten Klimaveränderungen, spätestens ab 1990<sup>12</sup>
- mit Verabschiedung des Pariser Klimaschutzabkommens 2015

Desto zeitiger die Aufteilung in nationale CO<sub>2</sub>-Budgets erfolgt, umso geringer ist das verbleibende CO<sub>2</sub>-Budget insbesondere für Industrieländer wie Deutschland. Bei Verteilung ab 1870 beispielsweise, hätte Deutschland das nationale CO<sub>2</sub>-Budget bereits überschritten (Prognos, 2017, S. 38). Folgt man dem in (Prognos, 2017, S. 39) vorgeschlagenem Ansatz und verteilt das CO<sub>2</sub>-Budget ab 2015 anhand der aktuellen Bevölkerungszahlen, kann Deutschland 1,1 % des weltweiten CO<sub>2</sub>-Budgets „nutzen“.

<sup>11</sup> Wird auch Kohlenstoffbudget oder Emissionsbudget genannt; im englischen Sprachraum häufig als carbon budget bezeichnet.

<sup>12</sup> Das Wissen existiert bereits viel länger. In den Literaturrecherchen sind die Autoren auf einen Zeitungsartikel aus dem Jahr 1912 gestoßen, der die Erderwärmung auf CO<sub>2</sub>-Emissionen (in dem Fall der Kohleverbrennung) zurückführt und vor den Auswirkungen in den nächsten Jahrhunderten warnt. Der Effekt wird mit einer zunehmend effektiveren „Bettedecke für die Erde“ beschrieben, die zum Anstieg der Temperatur führt.

Zu 3. und 4. Das verbleibende CO<sub>2</sub>-Budget für Deutschland ist weiter abhängig

- vom avisierten Temperaturziel (1,5 °C, 2 °C, 3 °C oder mehr)
- von der Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung (33 %, 50 % oder 66 %)

Verteilt man das CO<sub>2</sub>-Budget nach folgenden Parametern

1. Verteilschlüssel: Bevölkerungsanteil heute (entspricht 1,1 % für Deutschland)
2. Beginn der Verteilung: ab 2015
3. Temperaturziel: 1,5 °C oder 2 °C
4. Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung: 66 %

so verbleiben für Deutschland ab 2015 (Prognos, 2017, S. 39)

- **2,7 Gt<sub>CO2</sub>**, um das **1,5 °C Ziel** zu erreichen<sup>13</sup> oder
- **9,9 Gt<sub>CO2</sub>**, um das **2 °C Ziel** zu erreichen.

Wie lange ein CO<sub>2</sub>-Budget von 2,7 bzw. 9,9 Gt<sub>CO2</sub> in Deutschland vorhält bis es „aufgebraucht“ ist, verdeutlichen die historischen Treibhausgasemissionen in Abbildung 3.5. Die aktuell (2018) verfügbaren Zahlen nationaler Treibhausgasinventare sind bis 2015 veröffentlicht. Die Treibhausgasemissionen in Deutschland stagnieren in den letzten Jahren und sinken nur noch leicht. 2015 wurden etwa 0,9 Gt<sub>CO2äq</sub> emittiert. Bei gleichbleibenden Emissionen ist das CO<sub>2</sub>-Budget Deutschlands für das 2 °C Ziel nach gut elf Jahren ca. 2026 bereits „aufgebraucht“. Das CO<sub>2</sub>-Budget für das 1,5 °C Ziel hat Deutschland bereits aufgebraucht (Stand August 2018).

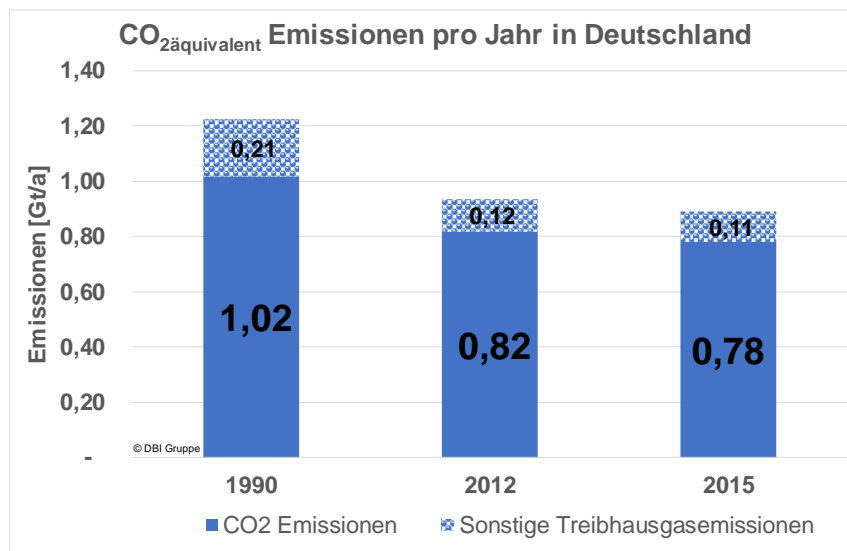


Abbildung 3.5: Jährliche Treibhausgasemissionen 1990, 2012, 2015 in Deutschland (DBI nach (UNFCCC Inventory, 2018))

<sup>13</sup> Die Untersuchung betrachtet unter anderem das weltweite CO<sub>2</sub>-Budget. Teilt man dies entsprechend dem hier gewählten Ansatz auf, so verbleiben für Deutschland zur Erreichung des 1,5 °C Zieles nur 2,6 Gt<sub>CO2</sub>.

Die im Pariser Klimaabkommen vereinbarten Ziele, die zunehmende, vom Menschen verursachte Erderwärmung auf 1,5 °C bzw. unter 2 °C zu begrenzen, sind ambitioniert. Die Gegenüberstellung des verbleibenden CO<sub>2</sub>-Budgets für Deutschland (hier 2,7 bzw. 9,9 GtCO<sub>2</sub>) mit den jährlichen Emissionen verdeutlicht den dringenden Handlungsbedarf in Deutschland und bestätigen die Einschätzungen aus der Literaturanalyse, dass es mindestens 95 % Treibhausgasminderung bis 2050 benötigt bei deutlichen Rückgängen bereits in den nächsten Jahren, um die Erderwärmung auf 2 °C zu begrenzen.

### 3.3 Ergebnisse der Literaturanalyse

Im Zuge der Literaturanalyse wurden aktuelle Studien (ab 2011) hinsichtlich verschiedener Anforderungen bezüglich ihrer Nutzbarkeit für die weiteren Arbeiten bewertet.

Eine wesentliche Anforderung an den Inhalt der Studie war die Darstellung der Entwicklung der nachgefragten Menge an Erdgas, Biogas und/ oder EE-PtG-Gasen bis 2050. Dabei sollte mindestens ein Basisjahr (z.B. 2015) und das Zieljahr 2050 betrachtet werden, da dann eine Interpolation auf verschiedene Stützjahre möglich wäre. Eine weitere Anforderung an den Studieninhalt war die Aufteilung der nachgefragten Gasmengen auf die Sektoren bzw. die Nutzungsbereiche. Dabei war es notwendig, dass die Informationen nicht nur grafisch vorlagen, sondern auch in Form von Zahlenwerten (z. B. Heizwert in TWh oder PJ), damit sie für nachfolgende Arbeiten als Grundlage für Berechnungen dienen konnten.

Die Entwicklung der Gasnachfrage sollte nicht nur in Abhängigkeit von Zeitverlauf bis 2050 betrachtet werden, sondern auch hinsichtlich der Erfüllung der gesamten THG-Minderungsziele für Deutschland.

In Tabelle 3.1 sind die ausgewerteten Studien hinsichtlich der Erfüllung dieser Anforderungen aufgelistet. Eine grüne Markierung bedeutet, dass die Anforderung zum Großteil erfüllt wurde, das heißt der Punkt ausreichend in der Studie betrachtet wurde. Wurde ein Gesichtspunkt nur teilweise bzw. eingeschränkt betrachtet, erhielt dieser eine orange Markierung. Rote Felder hingegen kennzeichnen die Betrachtungspunkt, die in den jeweiligen Studien nur unzureichend betrachtet wurden. In diesem Falle eigneten sich die Studien nicht als Grundlage für die weiteren Arbeiten. Viele der analysierten Studien haben ihren Fokus nur auf dem Verkehrs- oder Stromsektor und beschäftigen sich nicht mit dem vollständigen Energiesystem, geschweige denn der Sektorenkopplung. Auch das 1,5°C-Ziel der COP 21 ist in den meisten Studien nicht berücksichtigt, sondern nur weniger ambitionierte Ziele.

Es ist vorab darauf hinzuweisen, dass die ausgewählten Szenarien nicht die Szenarien des Fördergebers oder „der Gaswirtschaft“ darstellen, sondern aufgrund der oben genannten Kriterien als unabhängige Grundlage für die weiteren Arbeiten ausgewählt wurden.



**Tabelle 3.1: Bewertungsmatrix zur Literaturanalyse**

Studie	Jahr	Entwicklung Gase			Nutzung/ Sektoren				THG-Ziele	Zahlenwerte
		Erdgas	Biogas	EE-PtG-Gase	Strom	Wärme	Verkehr	NEV		
Klimaschutz durch Sektorkopplung (Enervis)	2017									
Wärmewende 2030 (Agora)	2017									
Erneuerbare vs. Fossile Stromsysteme (Agora)	2017									
dena-Netzflexstudie (dena)	2017									
KonStGas (BMW)	2016									
Energiewende nach COP21 (Dr. J. Nitsch)	2016									
Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050 (UBA)	2016									
Energieversorgung des Verkehrs (UBA)	2016									
Sektorkopplung durch die Energiewende (V. Quaschnig)	2016									
Renewability III (Öko-Institut, DLR, Ifeu, Infrast)	2016									
Renewables in Transport - Kraftstoffstudie II (LBST)	2016									
Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut, ISI)	2015									
MKS Kurzstudie (DLR, Ifeu, LBS, DBFZ)	2015									
CO <sub>2</sub> -Ziele der Bundesregierung im Wärmebereich unrealistisch (pwc)	2015									
Strom- und Gasmaktdesign zur Versorgung des Straßenverkehrs mit Wasserstoff (Jülich)	2015									
Windgas-Studie (Greenpeace)	2015									
Energieeffizienzstrategie Gebäude (BMW)	2015									
Interaktion EE-Strom, Wärme, Verkehr (IWES)	2015									
Geschäftsmodell Energiewende (Fraunhofer IWES)	2014									
Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut, ISI)	2014									
Energierferenzprognose (Prognos, EWI, GWS)	2014									
Klimafreundlicher Verkehr in Deutschland (WWF)	2014									
Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 (UBA)	2014									
eMobil 2050 (Öko-Institut)	2014									
Shell PKW-Szenarien bis 2040 (Shell, Prognos AG)	2014									
Agora Energiewende Speicherstudie	2014									
Treibhausgasneutraler Verkehr 2050 (Öko-Institut)	2013									
Energie- und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen... (ZfES)	2013									
Energiesystem Deutschland 2050 (Fraunhofer ISE)	2013									
BMU-Leitstudie 2011 (DLR, Fraunhofer, IFNE)	2011									
Systemanalyse (DVGW)	2011									

wird ausreichend betrachtet
 wird teilweise/eingeschränkt betrachtet
 wird unzureichend betrachtet

Quelle: eigene Darstellung DBI GUT, 2017 (vollständige Literaturangaben zu den Studien im Anhang unter A1)

Aus der Literaturanalyse ergibt sich, dass die Studie von Dr. Joachim Nitsch „Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung“ aus dem Jahr 2016 (Nitsch, 2016) alle Anforderungen erfüllt und alle Grundannahmen für die weiteren Betrachtungen enthält.

Diese Kurzstudie für den Bundesverband der Erneuerbaren Energien e.V. betrachtet sowohl die Entwicklung der Nachfrage nach Erdgas als auch nach Biogas und EE-PtG-Gasen. Bezüglich der EE-PtG-Gase stellt Nitsch jedoch vorerst nur auf mittels Elektrolyse erzeugten Wasserstoff ab (EE-Wasserstoff) und geht in der Studie nicht auf den weiteren Schritt der

Methanisierung ein, weshalb keine Mengen für erneuerbar erzeugtes Methan ausgewiesen werden. In den als Biogas ausgewiesenen Mengen sind die genutzten Mengen an Biogas, Biomethan sowie Deponie- und Klärgas enthalten.

Innerhalb der Studie von Dr. Nitsch wird die Entwicklung der jeweiligen Gasnachfrage auch auf die verschiedenen Nutzungsbereiche aufgeschlüsselt. Diese teilen sich auf in Wärmebereitstellung, Stromerzeugung, Nutzung als Kraftstoff und nicht-energetische bzw. stoffliche Verwendung. Für letztere Nutzung liegen nur Informationen für die Verwendung von Erdgas vor. Eine stoffliche Nutzung von EE-Wasserstoff wird in der Studie von Dr. Nitsch nicht betrachtet. Zukünftig könnte jedoch die stoffliche Nutzung von Erdgas durch EE-PtG-Gase über EE-PtX-Prozesse gedeckt werden und damit hinzukommen.

Die verschiedenen Szenarien der Studie erscheinen realistisch. Nitsch geht von drei Szenarien aus. Das Szenario „TREND“ beschreibt eine Entwicklung die auf den Zielen der Bundesregierung von 2015 aufbaut und diese fortschreibt. Das Szenario „KLIMA 2050“ basiert auf der Erfüllung des oberen THG-Minderungsziels von -95% im Jahr 2050. Das dritte Szenario „KLIMA 2040“ strebt hingegen sogar „negative“ CO<sub>2</sub>-Emissionen an, um eine Erderwärmung von mehr als 2°C zu verhindern. Die vorliegende Studie nutzt die Ergebnisse des Szenarios „KLIMA 2050“.

Weitere potentielle Studien, die sich hinsichtlich der Bewertungsmatrix (Tabelle 3.1) eignen würden, sind nachstehend unter Angabe von Gründen für die Nicht-Berücksichtigung gelistet.

- 1) KonStGas 2016 (BMW)
  - Fehlende Aufteilung auf Nutzungen/Sektoren
  - THG-Minderungsziele nur grafisch
- 2) Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut, ISI): 2014 und 2015
  - Fehlende Aufteilung nach Nutzungen/Sektoren
- 3) Energiereferenzprognose 2014 (Prognos, EWI, GWS)
  - Fehlende Aufteilung nach Nutzungen/Sektoren
- 4) BMU-Leitstudie 2011 (DLR, Fraunhofer, IFNE)
  - Zahlenwerte, Verkehr und NEV unzureichend
  - Erscheinungsjahr 2011, COP 21 nicht berücksichtigt

Sie wurden jedoch zur Validierung der Werte aus der Studie von Nitsch (Nitsch, 2016) herangezogen.

## 3.4 Entwicklungsszenarien

### 3.4.1 Gesamtergebnis zur Nutzung von EE-PtG-Gasen

Als Ergebnis der Literaturanalyse ergaben sich Entwicklungsszenarien für die Gasnutzung in Deutschland für -60% THG-Minderung, -80% THG-Minderung und -95% THG-Minderung. Diese werden in Abbildung 3.6 dargestellt. Den derzeit (-27% THG-Minderung) größten Teil der Gasnachfrage macht Erdgas aus mit 779 TWh im Jahr 2015 (94% der Gasnachfrage). Mit zunehmender THG-Emissionsminderung muss dieser Anteil aber zwangsläufig sinken. Kurzfristig, d. h. bis zu einer Reduktion auf 60% gegenüber 1990, kann Erdgas zur THG-Reduktion beitragen indem es andere fossile Energieträger wie Kohle substituiert. Langfristig wird aber auch dieses fossile Erdgas mehr und mehr durch grüne Gase (Biogas, EE-PtG-Gase) ersetzt. Aus diesem Grund sinkt die gesamte Gasnachfrage trotz ambitionierter THG-Minderungsziele nur moderat.

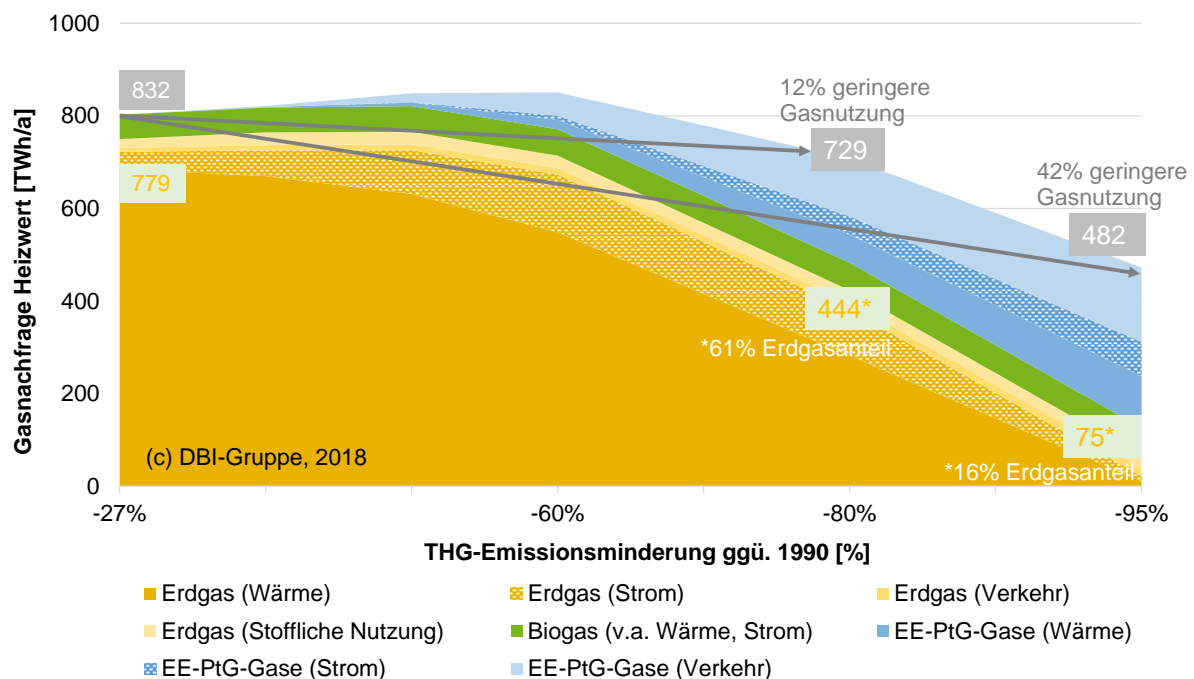


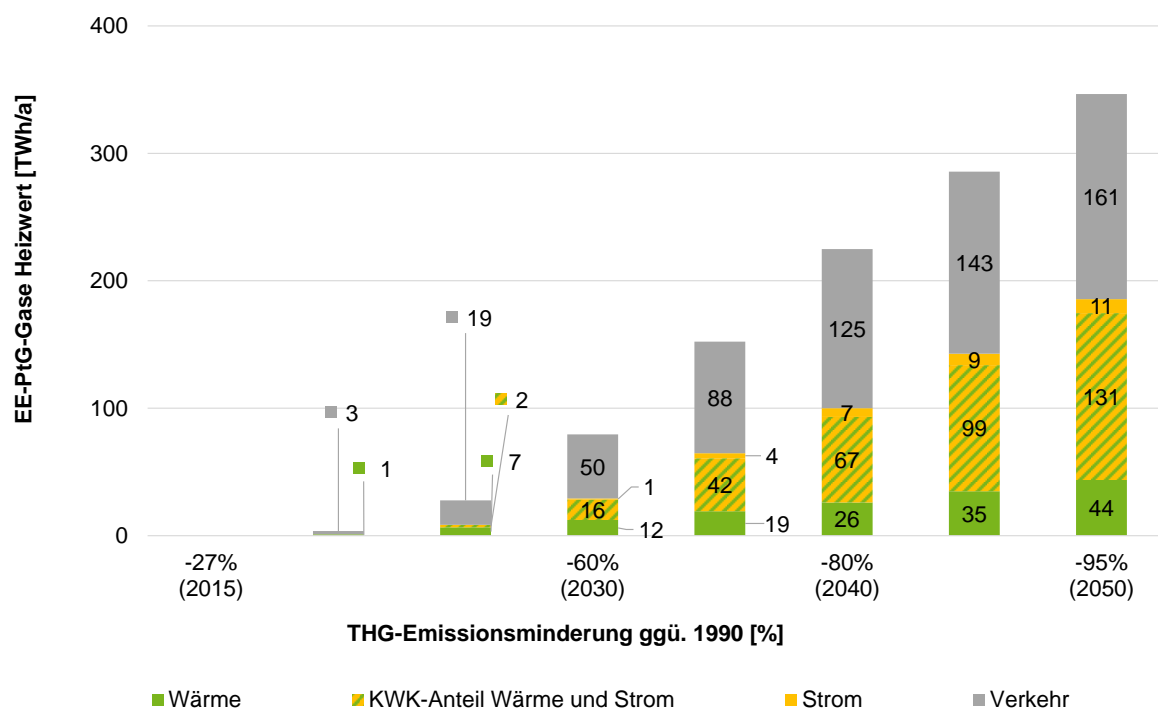
Abbildung 3.6: : Entwicklungsszenarien für die Gasnachfrage in Deutschland nach J. Nitsch (2016): Energiewende nach COP1, Szenario „KLIMA 2050“

Die in Abbildung 3.6 abgebildeten Entwicklungen sind in Tabelle 3.2 in Form von Zahlenwerten dargestellt.

**Tabelle 3.2: Entwicklung der Gasnutzung in Deutschland in Zahlen**

THG-Emissionen ggü. 1990	-27%	-60%	-80%	-95%
Erdgas	779 TWh/a	745 TWh/a	444 TWh/a	75 TWh/a
Biogas	53 TWh/a	57 TWh/a	60 TWh/a	61 TWh/a
EE-PtG-Gase	0 TWh/a	80 TWh/a	225 TWh/a	347 TWh/a
<b>Gesamte Gasnachfrage</b>	<b>832 TWh/a</b>	<b>882 TWh/a</b>	<b>729 TWh/a</b>	<b>482 TWh/a</b>
Veränderung ggü. 2015	-	+6%	-12%	-42%
Anteil Erdgas	94%	85%	61%	16%
Anteil EE-Gase	6%	15%	39%	84%

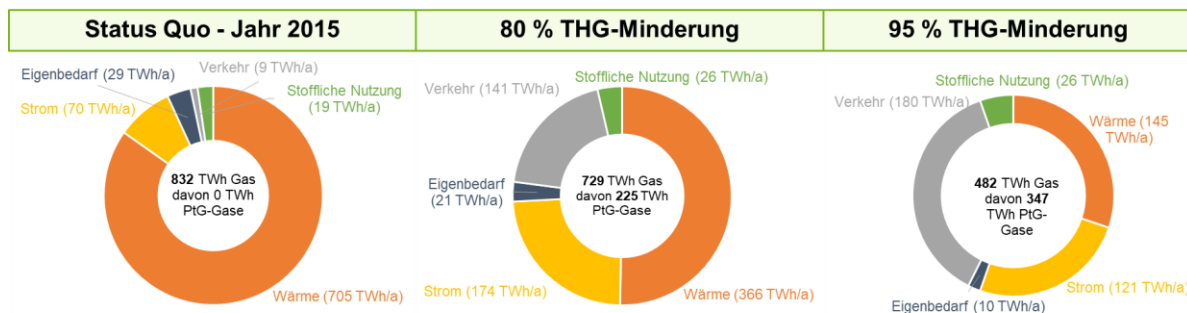
Abbildung 3.7 zeigt die Entwicklung der Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aufgeschlüsselt nach den Nutzungen Wärmebereitstellung, Stromerzeugung und Verkehr. Zusätzlich dargestellt ist der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Strom- und Wärmebereitstellung.



**Abbildung 3.7: Entwicklungsszenarien für die Nutzung von EE-PtG-Gasen aufgeschlüsselt nach Sektoren nach J. Nitsch (2016): Energiewende nach COP1, Szenario „KLIMA 2050“**

Eine wesentliche Erkenntnis hinsichtlich der Entwicklung der Gasnachfrage bis 2050 bzw. 95% THG-Minderung ist nicht nur, dass die gesamte Gasnachfrage sinkt, sondern auch, dass sich die Nutzung von Gas wesentlich verändert. Diese Entwicklung ist in Abbildung 3.8 dargestellt. Im Jahr 2015 wurde der größte Teil des Gases zur Deckung der Gasnachfrage im Wärmebereich genutzt. Wird jedoch ein Szenario angenommen, bei dem eine THG-Minderung von 80%

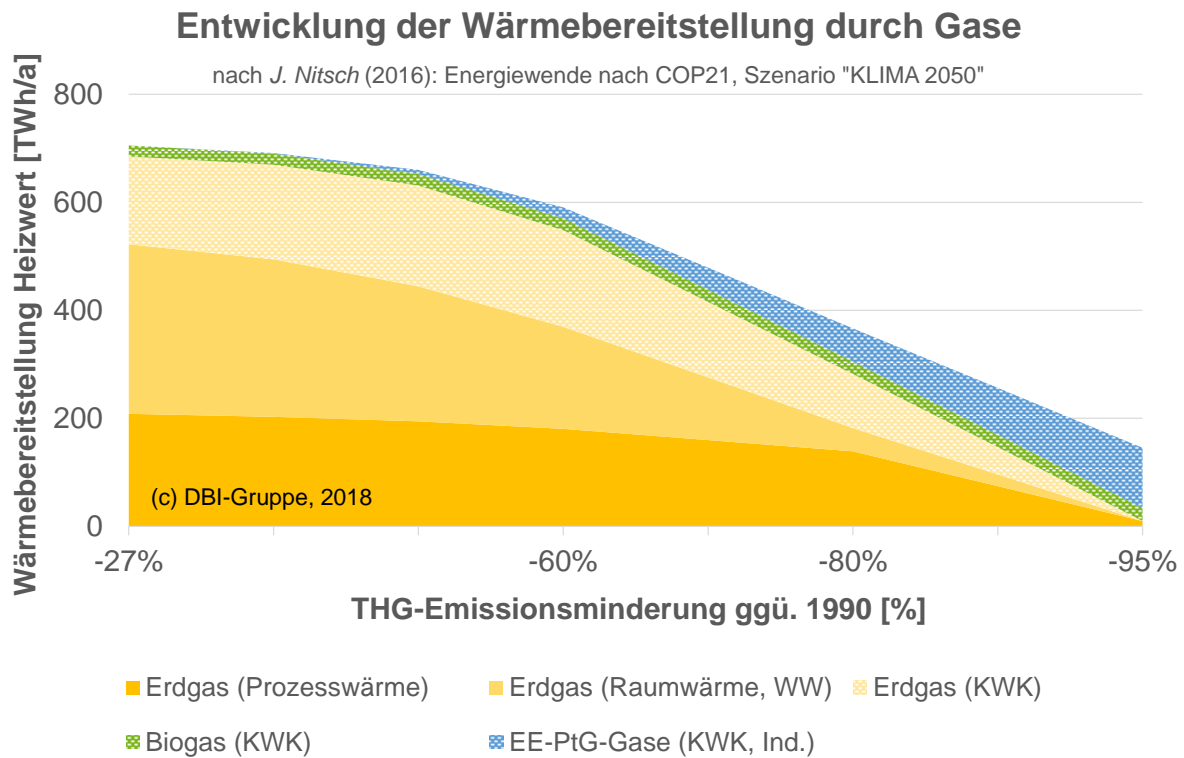
erzielt wird, teilt sich die prognostizierte Gasnutzung etwas gleichmäßiger auf die verschiedenen Nutzungsbereiche Strom, Wärme und Verkehr auf. Bei einer THG-Minderung von 95% nimmt vor allem die Nutzung als Kraftstoff noch weiter zu, da im Verkehrssektor die größten Potenziale zur Dekarbonisierung vorhanden sind.



**Abbildung 3.8: Entwicklungsszenarien der Gasnutzung nach Sektoren in Deutschland (Primärenergieverbrauch, Heizwert)**

### 3.4.2 Wärmebereitstellung

Der Nutzungsbereich Wärme umfasst Raumheizung, Klimakälte, Warmwasser und Prozesswärme. Der für Deutschland prognostizierte Wärmeverbrauch halbiert sich bis 2050 auf 676 TWh<sub>th</sub>/a (Nitsch, 2016). Dazu tragen vor allem Effizienzmaßnahmen und Modernisierungen bei. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Wärmeerzeugung beträgt im Jahr 2050 über 90% (Nitsch, 2016). In 9 ist dargestellt, dass der Einsatz von Erdgas zur Wärmebereitstellung bis 2050 kontinuierlich abnimmt und teilweise durch EE-PtG-Gase ersetzt wird. Die Wärmeversorgung erfolgt zukünftig verstärkt durch EE-Strom und EE-Wärme. EE-Strom deckt im Jahr 2050 potenziell 30% des gesamten Wärmebedarfs durch die Nutzung v.a. von Wärmepumpen und Wärmenetzen (Power-to-Heat) (Nitsch, 2016). Die EE-Wärme wird vermutlich überwiegend mittels Wärmenetzen bereitgestellt und wird erzeugt aus Biomasse, Solarkollektoren, Umweltwärme, Geothermie und EE-PtG-Gasen.

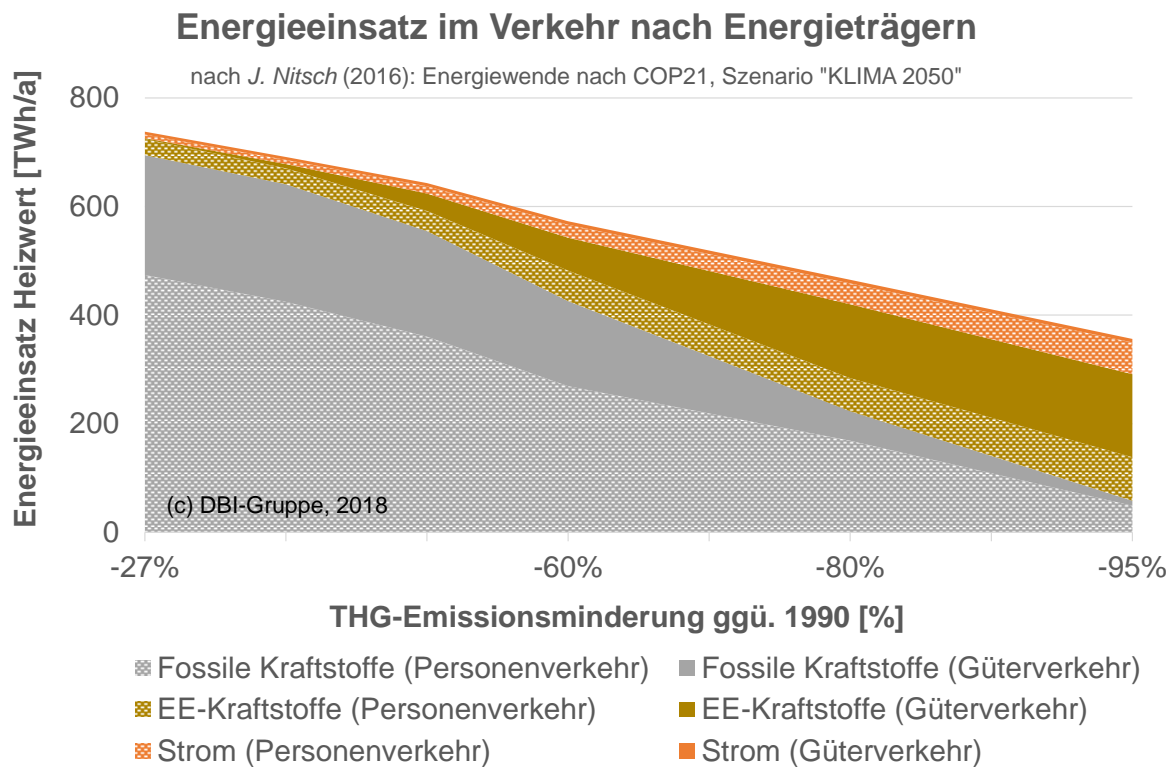


**Abbildung 3.9: Entwicklung der Wärmebereitstellung durch Gase**

### 3.4.3 Kraftstoff

In der Betrachtung der Nutzung als Kraftstoff enthalten, sind der Personen- und Güterverkehr (PKW, Bus, LKW, Bahn, Schiffe, Flugzeug). In Abbildung 3.10 wird die Entwicklung des Energieeinsatzes im Verkehr eingeteilt nach fossilen Kraftstoffen, EE-Kraftstoffen und Strom dargestellt. In den fossilen Kraftstoffen enthalten sind Benzin, Diesel, Kerosin und Erdgas. Biokraftstoffe und EE-H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>/PtX finden Beachtung in den EE-Kraftstoffen.

Der Anteil der fossilen Kraftstoffe muss zwangsläufig aufgrund der gewünschten THG-Reduktion bis 2050, d.h. bis zu einer Minderung um 95% gegenüber 1990, stark abnehmen. Die fossilen Kraftstoffe werden teilweise durch EE-Kraftstoffe ersetzt und auch der Anteil strombasierter Kraftstoffe steigt. Insgesamt reduziert sich der Energieeinsatz im Verkehr. Maßnahmen, die dazu beitragen, sind technische Effizienzgewinne, ein „Downsizing der PKW-Flotte, die Steigerung des ÖPNV, eine Verlagerung des Güterverkehrs auf die Schienen sowie eine deutliche Besteuerung auf Flugtreibstoffe (Nitsch, 2016).



**Abbildung 3.10: Energieeinsatz im Verkehr nach Energieträgern**

Die Gasnutzung im Bereich Verkehr ist in Abbildung 3.11 detaillierter dargestellt. Die als Kraftstoff genutzte Menge an Biogas (gasförmiger Anteil Biokraftstoffe) wurde basierend auf den Zahlen von (Nitsch, 2016) errechnet unter der Annahme, dass 1% des Biokraftstoffverbrauchs gasförmig ist (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016).

Es wird prognostiziert, dass vor allem der Anteil der EE-PtG-Gase für die Nutzung als Kraftstoff zunimmt. Der Einsatz von Erdgas und Biogas im Bereich Verkehr wird weiterhin nicht deutlich zunehmen.

## Entwicklungsszenarien für die Nutzung von EE-PtG-Gasen, Erdgas und Biogas im Verkehr

nach J. Nitsch (2016): Energiewende nach COP21, Szenario "KLIMA 2050"

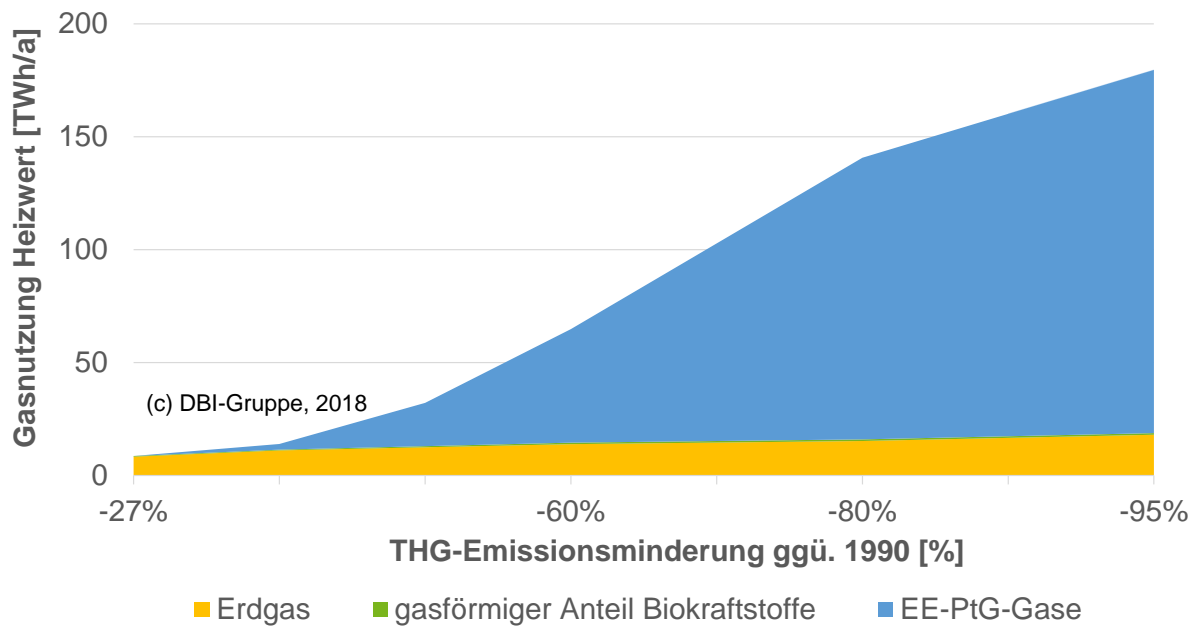


Abbildung 3.11: Entwicklungsszenarien für die Nutzung von EE-PtG-Gasen, Erdgas und Biogas im Verkehr

### 3.4.4 Stromerzeugung

Die Nachfrage nach EE-PtG-Gasen im Bereich Stromerzeugung wurde bereits in Kapitel 2 hinreichend ausführlich betrachtet.



### 3.5 Zusammenfassung

Die Auswertung der ausgewählten Studien zeigt, dass das 2°C Ziel des Pariser Klimaabkommens in Deutschland eine Minderung der Treibhausgasemissionen (THG) von mindestens 95% bis 2050 gegenüber 1990 erfordert. Auf dem Weg dorthin sind deutliche Emissionsminderungen zu erreichen; als Faustformel kann man sagen, es braucht eine Halbierung der Treibhausgasemissionen in jedem der kommenden Jahrzehnte. Eine Minderung, wie im Klimaschutzplan vorgesehen, von 80 % würde nach heutigem Erkenntnisstand dem angemessenen Beitrag Deutschlands zum Pariser Klimaschutzübereinkommen nicht gerecht.

Das auf Grundlage der festgelegten Kriterien (z.B. Betrachtung aller Sektoren, Aktualität) gewählte Szenario von *Nitsch*<sup>14</sup> zeigt, gasförmige Energieträger können auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen Energieversorgung aller gasversorgten Sektoren und Bereiche in Deutschland bis 2050 einen wichtigen Beitrag leisten. Gasförmige Energieträger umfassen sowohl Erdgas als auch regenerative Gase, die aus Biomasse oder über Power-to-Gas (PtG) mit erneuerbarem Strom erzeugt werden. Gemäß dem gewählten Szenario von *Nitsch*<sup>15</sup> bleibt die Nutzung von Biogas bis 2050 weitestgehend konstant; Potenziale aus nachwachsenden Rohstoffen werden nicht ausgeschöpft, um Verwendungskonkurrenzen als Nahrungs- und Futtermittel zu vermeiden. Ausgeschöpft werden hingegen die Möglichkeiten zur Biogasherstellung aus Reststoffen / Abfällen. Wie in der vorgezogenen Ergebniszusammenfassung in 3.4.1 detaillierter ausgeführt, unterstützt Erdgas die THG-Emissionsminderung bis 60 % (ca. 2030), indem es andere fossile Energieträger wie Kohle substituiert. Danach nimmt die Erdgasnutzung deutlich ab und wird teilweise durch EE-PtG-Gase ersetzt, um 95 % THG-Minderung zu erreichen. Im Stützjahr 2015 wurden 832 TWh<sub>Hi</sub> Gas jährlich genutzt; bis ca. 2030 ist ein leichter Anstieg auf 882 TWh<sub>Hi</sub> zu verzeichnen und bis 95%-THG-Emissionsminderung (ca. 2050) reduziert sich die jährliche Gasnutzung auf 482 TWh<sub>Hi</sub>. Dies entspricht einem Rückgang um 42 % im Vergleich zu 2015. Der Erdgasanteil schrumpft von 94 % auf 16 % aber der Anteil erneuerbarer Gase steigt von 6 % auf 84 % von 2015 bis 2050 im gewählten Szenario.

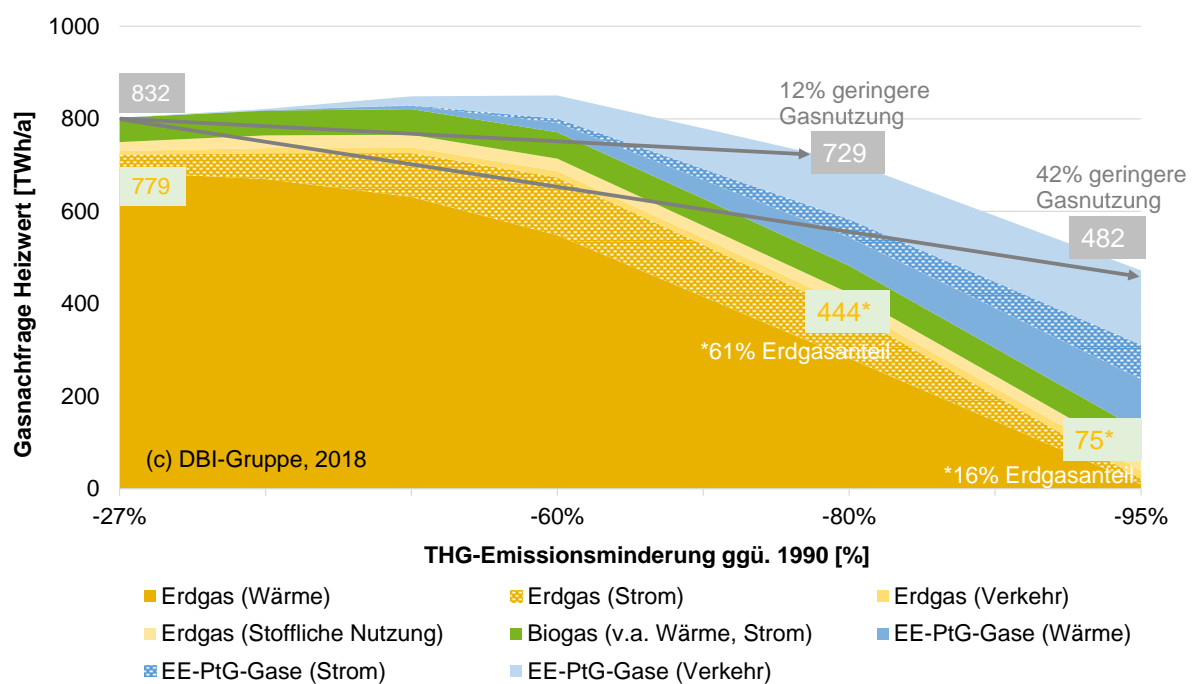
<sup>14</sup> Szenario „Klima 2050“ (Nitsch, 2016)

<sup>15</sup> Szenario „Klima 2050“ (Nitsch, 2016)

## 4 Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher

### 4.1 Einleitung und Zielsetzung

In den vorangegangenen Kapiteln wurde die Frage beantwortet, wie sich eine Nachfrage nach Erdgas, Biogas und EE-PtG-Gasen aus den unterschiedlichen Sektoren zwischen heute und 2050 in Deutschland entwickeln kann, die im Einklang mit dem 2°C-Ziel des Paris-Abkommens steht. Hierzu wurde eine Auswertung einschlägiger Studien vorgenommen (Stand April 2017) und das Szenario „KLIMA 2050“ aus *J.Nitsch (2016): Energiewende nach COP21* ausgewählt und graphisch dargestellt (vgl. Abbildung 3.6).



**Abbildung 4.1: Entwicklungsszenarien für die Gasnachfrage in Deutschland nach J. Nitsch (2016): Energiewende nach COP1, Szenario „KLIMA 2050“**

Eine ausführliche Beschreibung der Entwicklung der Gasnachfrage wurde bereits in Abschnitt 3.4 vorgenommen. Für diesen Arbeitsteil relevant ist jedoch, dass eine Aufteilung der EE-PtG-Gase in EE-PtG-H<sub>2</sub> (Wasserstoff) bzw. EE-PtG-CH<sub>4</sub> (Methan) durch Nitsch nicht vorgenommen wurde. Diese liegen neben Erdgas und Biogas für EE-PtG-Gase im Gesamten als nachgefragte Energiemengen über Stützwerte THG-Minderung gegenüber 1990 vor.

Daraus ergibt sich für Gasnetze und Gasspeicher die Fragestellung nach der kostenoptimalen Aufteilung der Energiemengen innerhalb der beiden PtG-Technologiepfade Beimischung von EE-PtG-H<sub>2</sub> bzw. Beimischung von EE-PtG-CH<sub>4</sub> im zu betrachtenden Zeithorizont bis 2050.

Welcher ist der kostenoptimale Transformationspfad für Gasnetze und Gasspeicher zur Integration von nachgefragten EE-PtG-Gasen innerhalb der Technologiepfade Beimischung von EE-PtG-H<sub>2</sub> und Beimischung von EE-PtG-CH<sub>4</sub> unter Berücksichtigung der Klimaziele bis 2050?

Mit den beiden PtG-Technologiepfaden EE-PtG-H<sub>2</sub> bzw. EE-PtG-CH<sub>4</sub> gehen hinsichtlich der Integration in die Gasnetze und Gasspeicher jeweils unterschiedliche spezifische Vor- und Nachteile einher. Für diese Studie wesentlich sind die folgenden:

- EE-PtG-H<sub>2</sub> (Wasserstoff) unterscheidet sich in seinen Gaskennwerten deutlich vom Erdgas und kann aus technischen Gründen nicht unbegrenzt in die bestehende Gasinfrastruktur beigemischt werden. Daher erfordert der Technologiepfad Wasserstoff für die Einspeisung von größeren Mengen teilweise eine technische Anpassung der Gasinfrastruktur.
- EE-PtG-CH<sub>4</sub> (Methan) besitzt nahezu die gleichen Gaskennwerte wie Erdgas und eine Beimischung ist somit auch in größeren Mengen technisch unbedenklich. Allerdings benötigt die Umwandlung von Wasserstoff in Methan einen weiteren verlustbehafteten Prozessschritt (Wirkungsgrad) und CO<sub>2</sub> als Eingangsstoff.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die Systemgrenze bewusst nur die Gasnetze und Gasspeicher (gewollter Fokus ist die Gasinfrastruktur) berücksichtigt. Eine Aufweitung der Systemgrenze z.B. um die Gasanwendung würde zu veränderten Ergebnissen führen. Zur weiteren Verdeutlichung der Technologiepfade und Systemgrenze sei auf das Systembild in Abbildung 4.3 verwiesen.

Neben der genannten zentralen Fragestellung stellen sich darüber hinaus weitere Nebenfragestellungen, die im Rahmen dieser Studie in der Tiefe nicht behandelt werden können. Hierzu werden erste Abschätzungen als Vorbetrachtungen im Anhang unter A4 dargestellt. Im Bericht wird an geeigneten Stellen darauf verwiesen. Zur Präzisierung und Validierung des Gesamtergebnisses sollte es gelten, diese ersten Abschätzungen zu vertiefen. Dies betrifft beispielsweise die räumlich-regionale Auflösung der Einspeisung der EE-PtG-Gase oder den Umgang mit Poren-UGS. Darüber hinaus wird der Einfluss dieser Nebenfragestellungen auf das Ergebnis nach Möglichkeit in Sensitivitäten untersucht.

In den nachstehenden Abschnitten wird zunächst die Methodik zur Beantwortung der aufgeworfenen Forschungsfrage erläutert. Anschließend neben einem Trend-Szenario ein Basis-Szenario einschließlich ausgewählter Sensitivitäten vorgestellt. Dies umfasst jeweils eine textliche Beschreibung mit Systembild, die Ergebnisse sowie eine Auswertung der Ergebnisse. Schließlich werden in 4.4 die Ergebnisse der betrachteten Szenarien gegenübergestellt und darauf aufbauend Kernaussagen geschlussfolgert.

Im folgenden Unterabschnitt 4.1.1 erfolgt zunächst die Klärung der für diese Studie verwendeten gaswirtschaftlichen Terminologie.

#### 4.1.1 Gaswirtschaftliche Terminologie

Im Kontext der folgenden Ausführungen werden Begriffe und Abkürzungen verwendet, deren Bedeutungen nicht zwingend allgemeingültig bzw. geläufig sind. Daher werden diese vorab in Tabelle 4.1 erklärt.

**Tabelle 4.1: Terminologie Gaswirtschaft**

<b>Abkürzung</b>	<b>Bedeutung</b>	<b>Verwendung im vorliegenden Forschungsvorhaben</b>
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber	Im vorliegenden Forschungsvorhaben (und im Berechnungsmodell) wird der von den Fernleitungsnetzbetreibern betriebene Teil des Gasnetzes vereinfachend ebenfalls mit FNB bezeichnet bzw. in Systembildern beschriftet.
UGS	Untergrundgasspeicher	
FNB/UGS		Beschreibt vereinfachend den Teil des Gasnetzes, der von Fernleitungsnetzbetreibern betrieben wird, inklusive der angeschlossenen Untergrundgasspeicher.
VNB	Verteilnetzbetreiber	Im vorliegenden Forschungsvorhaben (und im Berechnungsmodell) wird der von den Verteilnetzbetreibern betriebene Teil des Gasnetzes vereinfachend mit VNB bezeichnet bzw. in Systembildern beschriftet.
Gasinfrastruktur		Wird im vorliegenden Forschungsvorhaben synonym mit „Gasnetze und Gasspeicher“ verwendet. Sämtliche Verbraucher aus allen Sektoren werden nicht als Teil, sondern als Nutzer der Gasinfrastruktur verstanden.

## 4.2 Methodik

Zur Ermittlung des kostenoptimalen Transformationspfades aus Sicht der Gasnetze und Gasspeicher wurde ein umfangreiches Berechnungsmodell entwickelt. Dessen Aufbau und Funktionsweise sollen nachfolgend anhand von Abbildung 4.2 erläutert werden.

Rahmensetzung Berechnungsmodell zur Gasinfrastruktur-Integration von EE-PtG-Gasen					
Entwicklung Gasnachfrage	Ressourcen Gasinfrastruktur	Entwicklung Technologie	Technologiepfade	Randbedingungen	Szenarien
<ul style="list-style-type: none"> <li>Nach J. Nitsch (2016): Energiewende nach COP21, Szenario „KLIMA 2050“</li> <li>Sektorenaufgelöst</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mengen-Gerüst</li> <li>Altersstruktur</li> <li>Nutzungsdauer</li> <li>H<sub>2</sub>-Toleranz Gasinfrastruktur</li> <li>Anpassungskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Methanisierung</li> <li>CO<sub>2</sub>-Quellen</li> <li>Einspeiseanlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Beimischung EE-PtG-H<sub>2</sub></li> <li>Beimischung EE-PtG-CH<sub>4</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aufteilung PtG-Einspeisung FNB / VNB</li> <li>Startjahr</li> <li>Jährlich</li> <li>Deutschlandweit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Trend-Szenario</li> <li>Basis-Szenario</li> <li>Sensitivitäten</li> </ul>

**Abbildung 4.2: Rahmensetzung des Berechnungsmodells zur Ermittlung des kostenoptimalen Transformationspfades der Gasnetze und Gasspeicher**

Auf Basis der Übersicht in Abbildung 4.2 werden die inhaltlichen Aspekte des Berechnungsmodells wie folgt ausgeführt.

- Entwicklung Gasnachfrage: aufbauend auf Kapitel 3 und Abschnitt 4.1 erfolgt eine knappe Ergänzung im Abschnitt 4.2.2.1
- Ressourcen Gasinfrastruktur: umfasst ein Mengen-Kosten-Gerüst der gesamten wasserstoffsensitiven Gasinfrastruktur in Deutschland; beschrieben in Abschnitt 4.2.2.2
- Entwicklung Technologie: umfasst skalierungsfähige technoökonomische Parameter der Technologien zur Methanisierung, Bereitstellung von CO<sub>2</sub> (beides s. Abschnitt 4.2.2.3) und EE-PtG-Gas-Einspeiseanlagen (s. Abschnitt 4.2.2.4) sowie deren Lernkurven im Zeithorizont bis 2050
- Technologiepfade: zur Integration der EE-PtG-Gase stehen die beiden Technologiepfade Beimischung von EE-PtG-H<sub>2</sub> und Beimischung von EE-PtG-CH<sub>4</sub> zur Verfügung; andere denkbare Technologiepfade wie etwa die dezentrale, sukzessive Umstellung von Teilnetzen auf reinen Wasserstoff wurden nicht berücksichtigt
- Randbedingungen / Szenarien: die Szenariendefinition einschließlich Randbedingungen erfolgt in Abschnitt 4.3

#### 4.2.1 Funktionsweise des Berechnungsmodells

Mit dem entwickelten Berechnungsmodell soll der makroökonomisch optimale Transformationspfad zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher ermittelt werden. Dabei wird entsprechend der Analysen aus Kapitel 3 eine sich jährlich verändernde Energiemenge an EE-PtG-Gasen über die deutsche Gasinfrastruktur verteilt. Damit kann eine Bedingung für die Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher (THG-Neutralität-Bedingung) wie folgt definiert werden:

Bedingung  
THG-Neutralität  
Gasnetze und  
Gasspeicher

Die Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher ist gegeben, wenn die zur Treibhausneutralität erforderliche Gasnachfrage einschließlich EE-PtG-Gase zu jedem Zeitpunkt in die Gasnetze und Gasspeicher integriert werden kann.

Aus technischer Sicht ist die Bereitstellung von EE-PtG-Gasen im betrachteten Kontext gegenwärtig über zwei verschiedene Technologiepfade denkbar. Zum einen kann EE-PtG-H<sub>2</sub> in das Erdgasnetz eingespeist werden, was wiederum eine Anpassung der Assets entlang der Gasnetzinfrastruktur erfordert. Zum anderen kann das erzeugte EE-PtG-H<sub>2</sub> mittels eines Methanisierungsprozesses in EE-PtG-CH<sub>4</sub> umgewandelt und anschließend in das Erdgasnetz eingespeist werden. In diesem Fall sind keine Anpassungen an der Gasnetzinfrastruktur notwendig. Allerdings fallen zusätzliche Investitions- und Betriebskosten durch den Prozess der Methanisierung an.

Die Möglichkeit einer sukzessiven, dezentralen Umwidmung von Teilnetzen auf reinen Wasserstoff ist nicht Gegenstand dieser Studie.

Im Zuge der Berechnungen werden alle möglichen Transformationspfade für die Gasnetze und Gasspeicher in Deutschland sowie die dafür erforderlichen Kosten bis zum Jahr 2050 ermittelt und gegenübergestellt. Der günstigste Pfad darunter stellt den makroökonomisch optimalen Transformationspfad der Gasnetze und Gasspeicher dar.

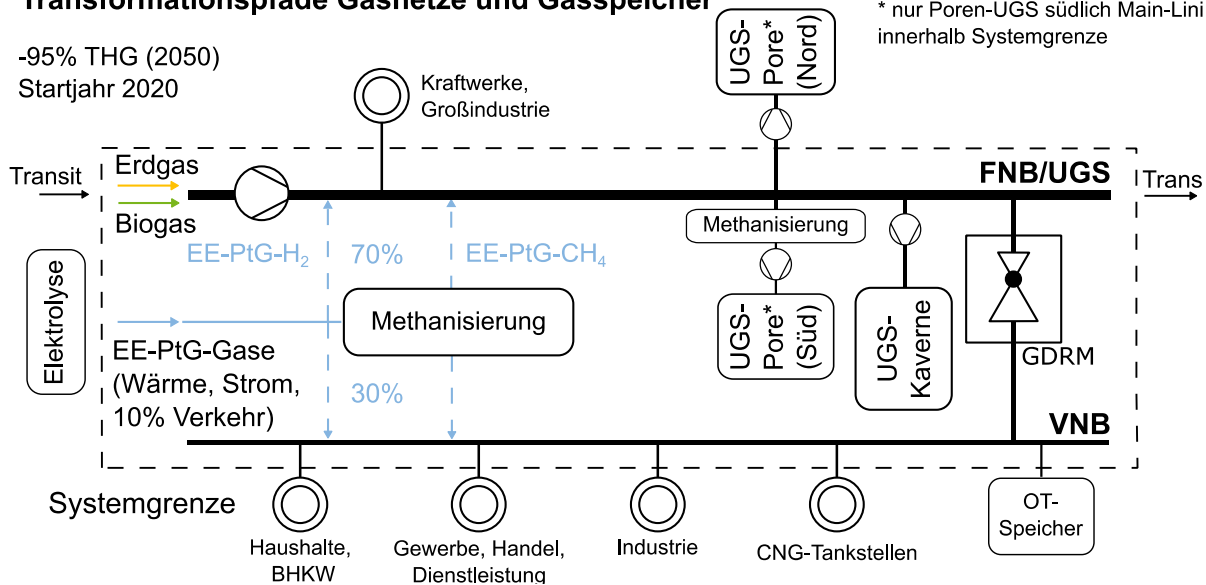
##### 4.2.1.1 Systemgrenze des Modells

In der Abbildung 4.3 ist der Umfang des Modells der Gasnetze und Gasspeicher dargestellt sowie dessen Systemgrenze gestrichelt abgesteckt. Dabei wird zwischen den beiden Ebenen Fernleitungsnetz mit angeschlossenen Untergrundgasspeichern (FNB/UGS) sowie dem nachgelagerten Verteilnetz (VNB) unterschieden.

## Transformationspfade Gasnetze und Gasspeicher

-95% THG (2050)  
Startjahr 2020

\* nur Poren-UGS südlich Main-Lini  
innerhalb Systemgrenze



**Abbildung 4.3: Systembild mit Systemgrenze der modellierten Gasinfrastruktur**

Das verwendete Modell der Gasnetze und Gasspeicher umfasst alle wichtigen Komponenten der deutschen Gasinfrastruktur (FNB/UGS und VNB). Der Bereich der Gasanwendung ist ausdrücklich nicht abgebildet. Dabei sind für die Gegenüberstellung der Transformationskosten lediglich diejenigen Netzkomponenten relevant, welche hinsichtlich einer Einspeisung von Wasserstoff begrenzend wirken, also Wasserstoff-sensitiv sind. Eine detaillierte Beschreibung des Eingangsdatensatzes Mengen-Kosten-Gerüst findet sich in Abschnitt 4.2.2.1.

Der Gasfluss wird als unidirektional<sup>16</sup> angenommen. Weiter wird angenommen, dass die CH-Gase Erdgas und Biogas auf FNB/UGS-Ebene eingespeist werden. Die Einspeisung der EE-PtG-Gase in die Netzebenen FNB/UGS und VNB erfolgt je Szenario nach einem starren Schlüssel (vgl. hierzu A4.1). Der Transitgasfluss soll nicht berücksichtigt werden, um das deutsche Gassystem als Insel zu erhalten. Das heißt, es wird weder der Gasfluss ins Ausland noch vom Ausland ins Inland mit EE-PtG-Gasen beaufschlagt. Dies wird abgebildet, indem für die Modellierung der Anteil an Transit-Leitungen ermittelt und für die Modellierung herausgerechnet wird (s. hierzu Anhang A4.4).

Mit Blick auf die Poren-UGS ist anzumerken, dass im Modell lediglich ein Betrieb der Speicher südlich der Main-Linie fortgeführt wird. Für die Nutzbarkeit von Porenspeichern zur Speicherung von Gasgemischen mit hohen Wasserstoffanteilen sind Einzelfallbetrachtungen je Porenspeicher erforderlich (Bauer, Persönliche Kommunikation, September 2017). Es gibt jedoch bereits positive Einzelerfahrungen mit 10 Vol.-% H<sub>2</sub> (Bauer, Underground Sun Storage - Wasserstoffverträglichkeit von Porenspeichern, 2017). Zur Abbildung im Modell wurden die Poren-UGS südlich der Mainlinie als systemrelevant eingestuft. Der Einsatz von Porenspeichern wird für Gasgemische mit bis zu 5 Vol.-% Wasserstoff als unkritisch bewertet (Schoof, 2018). Darüber hinaus erfolgt im Modell eine Methanisierung des Wasserstoffanteils im einzuspeichernden Gasstrom. Siehe hierzu auch Anhang A4.2. Die dadurch entstehenden Investitions- und Betriebskosten werden als „Methanisierung Poren-UGS“ ausgewiesen.

<sup>16</sup> Der Gasfluss erfolgt ausschließlich vom FNB zum VNB und nicht umgekehrt.



#### 4.2.1.2 Mehrkosten der Transformation

Mit der Anwendung des Berechnungsmodells wird die Ermittlung des Transformationspfades angestrebt, welcher die geringsten Mehrkosten zur Integration der EE-PtG-Gase erfordert.

Dabei stellen Mehrkosten diejenigen Kosten dar, die im Rahmen der Transformation der Gasinfrastruktur über die regulären Investitionen im Asset-Management (Ersatzinvestitionen) hinaus anfallen. Tabelle 4.2 listet die additive Zusammensetzung der Mehrkosten für einen Transformationspfad der Gasnetze und Gasspeicher, bestehend aus Außerordentliche Kosten der Wasserstoff-Einspeisung, Methanisierungskosten Netz sowie Methanisierungskosten für den Betrieb von Poren-UGS.

**Tabelle 4.2: Zusammensetzung Mehrkosten zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher**

<b>Außerordentliche Kosten der Wasserstoff-Einspeisung</b>	
	Wasserstoffbedingte vorzeitige Anpassung Gasnetze und Gasspeicher sowie Wasserstoff-Einspeisung (CAPEX + OPEX)
<b>+ Methanisierungskosten Netz</b>	CAPEX und OPEX (fix, CO <sub>2</sub> -Gestehung, Umwandlungsverluste) sowie EE-Methan-Einspeisung (CAPEX + OPEX)
<b>+ Methanisierungskosten für den Betrieb von Poren-UGS</b>	CAPEX und OPEX (fix, CO <sub>2</sub> -Gestehung, Umwandlungsverluste)
<b>= Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher</b>	

Folgende methodische Hinweise sind zum Umgang mit Kosten, die Assets in der Gasinfrastruktur betreffen, im Modell und mit Blick auf die Ergebnisdarstellungen in Abschnitt 4.3 sowie 4.4 zu berücksichtigen:

- Anschaffungsinvestitionen von etablierten Assets der Gasinfrastruktur werden zur besseren Veranschaulichung dem Jahr zugeordnet, in welchem sie anfallen. Dies gilt sowohl für Ersatzinvestitionen als auch Außerordentliche Investitionen der Wasserstoff-Einspeisung. Das heißt, es wird für Anschaffungsinvestitionen keine Abzinsung/Ab-schreibung über die Laufzeit einer Anlage vorgenommen.
- Investitionskosten (CAPEX) der neu zu installierenden Methanisierungsanlagen sowie EE-PtG-Einspeiseanlagen (EE-PtG-H<sub>2</sub>, EE-PtG-CH<sub>4</sub>) hingegen über die Lebensdauer der Anlage abgeschrieben.
- Betriebskosten (OPEX) werden jeweils in den Jahren abgetragen, in denen sie anfallen.



Somit ist gewährleistet, dass alle im Betrachtungszeitraum bis 2050 anfallenden Investitions- und Betriebskosten, in den Ergebnisdarstellungen sichtbar sind. Weiterhin bleiben keine Restkosten über den zeitlichen Betrachtungshorizont hinaus bestehen.

Zur weiteren Erläuterung der verwendeten wirtschaftlichen Terminologie in diesem Forschungsvorhaben siehe Tabelle 4.3.

**Tabelle 4.3: Terminologie wirtschaftlich**

Ersatzinvestitionen:	GasNEV-regulärer Austausch von Assets am Ende ihrer regulatorischen Abschreibungsdauer und Ersatz durch die jeweils modernste, verfügbare Alternative hinsichtlich der Wasserstoff-Toleranz (Weiterbetrieb technisch teilweise möglich)
Außerordentliche Kosten H <sub>2</sub> -Einspeisung:	Außerordentliche Investition mit dem alleinigen Ziel die Wasserstofftoleranz der Gasnetze und Gasspeicher vorzeitig zu erhöhen bzw. Wasserstoff-Einspeiseanlagen zu errichten und zu betreiben zur Gasnetzeinspeisung von EE-PtG-H <sub>2</sub>
Methanisierung Netz:	Außerordentliche Kosten in Errichtung und Betrieb von Methanisierungsanlagen sowie Methan-Einspeiseanlagen zwecks Gasnetzeinspeisung von EE-PtG-H <sub>2</sub>
Methanisierung Poren-UGS:	Außerordentliche Kosten in Errichtung und Betrieb von Methanisierungsanlagen vor Poren-Untergrundgasspeichern zwecks Methanisierung des Wasserstoff-Anteils über 5 Vol.-% in dem in Poren-UGS einzuspeichernden Gasstrom aufgrund der individuellen Wasserstoff-Toleranz der Untertageanlage. (vgl. A4.2)
Kostenoptimaler Transformationspfad:	Der kostenoptimale Transformationspfad meint den Ergebnispfad der Berechnung mit den geringsten Mehrkosten.

#### 4.2.1.3 Berechnungsablauf

Der Berechnungsablauf des Modells kann im Groben in vier Teilabschnitte untergliedert werden (siehe Abbildung 4.4).



**Abbildung 4.4: Funktioneller Ablauf des Berechnungsprogramms**

Diese Teilabschnitte werden im Folgenden beschrieben.

##### **Dateneingabe**

Die Eingabe von Daten erfolgt über eine Tabellen-Schnittstelle, welche in eine MATLAB-Umgebung eingelesen wird. Dazu zählen folgende Daten:

- Start- und Zieljahr der Transformation
- Mengen-Kosten-Gerüst des deutschen Gasnetzes (vgl. Abschnitt 4.2.2.1)
- Kosten (CAPEX sowie fixe und variable OPEX) für Methanisierungsanlagen und Einspeisung von Wasserstoff und Methan
- Technische Daten (Volllaststunden, Gaskennwerte, ...) und Energiedaten

##### **Datenverarbeitung**

Der Bereich Datenverarbeitung umfasst die Interpolation der Energie- und Kostenverläufe sowie die Extraktion der Netzdaten aus dem Mengen-Kosten-Gerüst für die Netzebenen FNB/UGS und VNB.

##### **Berechnung aller möglichen Pfade**

Auf Basis der im Modell abgebildeten Infrastruktur des deutschen Gasnetzes (FNB/UGS und VNB) werden alle möglichen Transformationspfade sowie die dafür erforderlichen Kosten berechnet, um die vorgegebenen Mengen an EE-PtG-Gasen in die Gasinfrastruktur zu integrieren. Dies erfolgt zeitlich in Jahresschritten und räumlich mit deutschlandweiter Auflösung. Dabei werden die folgenden Optionen betrachtet:

- Einspeisung von Wasserstoff und Umrüstung des Erdgasnetzes auf die Kompatibilität mit der erforderlichen Wasserstoffkonzentration
- Methanisierung des EE-PtG-H<sub>2</sub> und anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz

Diese beiden Optionen werden in allen denkbaren Kombinationen betrachtet (d.h. ein Teil der EE-PtG-Gase wird als EE-PtG-H<sub>2</sub> eingespeist und der restliche Anteil als EE-PtG-CH<sub>4</sub>).

##### **Auswertung der Ergebnisse**

Nach erfolgter Kostenberechnung für alle möglichen Transformationspfade über den gesamten Berechnungszeitraum wird der Pfad mit den geringsten Mehrkosten ermittelt. Dieser stellt den makroökonomisch kostenoptimalen Transformationspfad dar.

## 4.2.2 Eingangsdaten

In diesem Abschnitt werden wesentliche dem Berechnungsmodell zugrundeliegende Eingangsdaten dargestellt.

### 4.2.2.1 Entwicklung Gasnachfrage

Die Entwicklung der Nachfrage an EE-PtG-Gasen baut auf dem Szenario „KLIMA 2050“ aus *J.Nitsch (2016): Energiewende nach COP21* auf (vgl. Kapitel 3 und Abschnitt 4.1).

Die Energieinhalte der einzelnen Gase wurden in der zugrunde liegenden Studie nicht spezifiziert. Daher wurden im Berechnungsmodell für die betrachteten Gase vereinfachend folgende spezifische Energieinhalte angenommen:

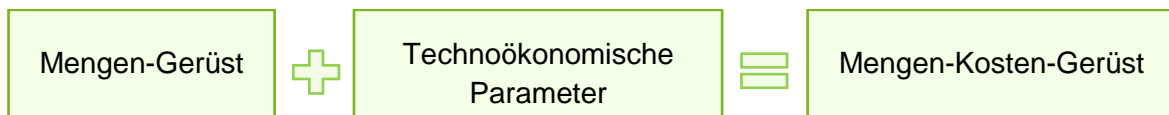
- Heizwert EE-PtG-H<sub>2</sub>: 3,00 kWh/m<sup>3</sup> (i.N.)
- Heizwert Erdgas, Biogas sowie EE-PtG-CH<sub>4</sub>: 10,20 kWh/m<sup>3</sup> (i.N.)

Ferner liegt die Entwicklung der Gasnachfrage nach den unterschiedlichen Gasen nicht als Zeitreihe über Stützjahre, sondern über Treibhausgasemissionsminderungen gegenüber 1990 vor. Diese werden für Berechnungsmodell auf Stützjahre überführt. Dies erfolgt je nach Szenario unterschiedlich und wird im Abschnitt 0 beschrieben.

### 4.2.2.2 Mengen-Kosten-Gerüst

Wie oben beschrieben, besitzen die beiden zu betrachtenden Technologiepfade unterschiedliche spezifische Vor- und Nachteile. Die Beimischung von EE-PtG-H<sub>2</sub> (Wasserstoff) ins bestehende Erdgassystem ist aus technischer (und regulatorischer) Sicht aktuell begrenzt. Hierzu wurden in der Vergangenheit unter anderem mit (Müller-Syring, et al., 2012), (Müller-Syring & Henel, Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen, 2014) und (Schley, Wolf, Henel, Fiebig, & Span, 2014) diverse Forschungsvorhaben für den Fördergeber durchgeführt.

Eigens für diese Studie wurde daher ein Mengen-Kosten-Gerüst der Gasnetze und Gasspeicher für Deutschland im Hinblick auf ihre Wasserstofftoleranz erstellt. In Abbildung ist der Aufbau schematisch dargestellt, der nachfolgend textlich erläutert wird. Eine verallgemeinerte Form findet sich im Anhang unter A2.



**Abbildung 4.5: Schema Mengen-Kosten-Gerüst der wasserstoffsensitive Gasinfrastruktur**

## Umfang Netzebene und Komponenten

Dies umfasst die Ebene der Transportnetze (FNB) mit angeschlossenen Untergrundgasspeichern (UGS) sowie die Ebene der Verteilnetze (VNB). Die Aufteilung wurde ökonomisch nach Betreibergesellschaft vorgenommen, nicht etwa technisch nach Druckniveau der transportierten Gase wie ebenfalls denkbar. Die Gründe dafür liegen zum einen in der besseren Datenlage

(vgl. GaWaS, NEP). Zum anderen besitzt diese Aufteilung eine gesteigerte Aussagekraft einer mit Blick auf eine makroökonomische Bewertung.

Auf der Ebene der Transportnetze sind Leitungen, Verdichterstationen (Verdichter, Antrieb) sowie der gesamte Mess- und Regelbereich einschließlich Druckregler, Gaszähler, Prozessgaschromatographen und Mengenumwerter abgebildet. Gemeinsam mit den Transportnetzen bilden die Kavernen-Untergrundgasspeicher und Poren-Untergrundgasspeicher, die jeweils in ihren Obertage- und Untertageanlagen abgebildet sind, die Netzebene FNB/UGS. Analog zur Transportnetzebene umfasst die Verteilnetzebene die gesamte von Verteilnetzbetreibern betriebene Infrastruktur, also vor allem Verteilnetzleitungen unterschiedlicher Druckstufen sowie des gesamten Mess- und Regelbereich einschließlich Druckregler, Gaszähler, Prozessgaschromatographen und Mengenumwerter.

### **Umfang Daten je Asset**

Eine vollständige, einheitliche Datenbasis der gesamten Gasinfrastruktur in Deutschland zur Population von einzelnen Assets existiert nicht. Daher wurde für dieses Forschungsvorhaben eine solche Inventarisierung, also eine mengenmäßige Erfassung, synthetisch vorgenommen. Sie stützt sich im Wesentlichen auf folgende öffentlich verfügbare Quellen:

- Netzentwicklungsplan Gas 2016 -2016 (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), 2017)
- Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas – Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2014 (Dietzsch, Lange, Schmidinger, & Steiner, 2016)
- Untertage-Gasspeicherung in Deutschland (LBEG, 2016)

Darüber hinaus wurden diese, wo erforderlich, ergänzt durch Expertenschätzungen des Forschungsnehmers. Im Ergebnis stand ein Mengengerüst der wasserstoffsensitiven Gasinfrastruktur Deutschlands.

Nach der Erstellung des Mengen-Gerüsts wurden jedem Asset anschließend die folgenden technoökonomischen Parameter zugeordnet:

- Startalter:
  - mit Altersstruktur für ökonomisch dominante Assets wie Leitungen (Dietzsch, Lange, Schmidinger, & Steiner, 2016), Verdichterstationen durch Informationen aus der Projektbegleittruppe und Untergrundgasspeicher (LBEG, 2016)
  - ohne Altersstruktur als Durchschnittswerte je Netzebene für alle weiteren Komponenten nach (Dietzsch, Lange, Schmidinger, & Steiner, 2016)
- Regulatorische Abschreibungsdauer nach GasNEV (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2005) bzw. AfA-Tabelle "Energie- und Wasserversorgung" (Bundesministerium der Finanzen, 1995)
- Spezifische Anpassungsinvestitionen bei Austausch
- Wasserstoff-Toleranz

- Startwert (auf Basis von DVGW-Forschungsvorhaben (Müller-Syring, et al., 2012), (Müller-Syring & Henel, Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen, 2014) und (Schley, Wolf, Henel, Fiebig, & Span, 2014))
- Wert nach Austausch (bis zu drei Zyklen; teilweise auf Basis von Herstellerinformationen, teilweise DBI-Expertenschätzungen)

Dadurch sind alle Informationen vorgestellt, die der Datensatz des Mengen-Kosten-Gerüsts der wasserstoffsensitiven Gasinfrastruktur in Deutschland enthält. Dieses ist im Anhang unter A2 zu finden.

Im Ergebnis wurden für FNB/UGS 71 und auf VNB-Ebene 23 verschiedene Elemente abgebildet. Zur Plausibilitätsprüfung und zum Abschätzen des Inventarisierungsgrades wurde eigens ein Experten-Workshop mit DVGW-Experten, die mit der Erhebung und Pflege der Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas betraut sind, durchgeführt. Es konnte ein „grundsätzlich plausibles und vollständiges Erscheinungsbild der Mengengerüste FNB/UGS & VNB“ bescheinigt werden. Daher könne von einem Erfassungsgrad je Netzebene von mindestens 90% ausgegangen werden.

### Bedeutung für das Berechnungsmodell

**Technisch** bestimmt grundsätzlich die Komponente mit der niedrigsten Wasserstofftoleranz die Wasserstofftoleranz des gesamten Systems. Wie oben beschrieben, wird in dieser Studie keine räumlich-regionale Auflösung der Gasnetze und Gasspeicher innerhalb Deutschlands vorgenommen. Das heißt, es wird im Modell vereinfachend angenommen, dass es zwei homogene Netzebenen, Transportnetz mit angeschlossenen Untergundgasspeicher (FNB/UGS) und Verteilnetz (VNB) gibt. Die Gaszusammensetzung kann sich in VNB von der in FNB/UGS unterscheiden, innerhalb von VNB jedoch nicht. Die Netzebenen werden für sich also als „Ideal gerührte Behälter“ modelliert (vgl. Annahme Kupferplatte im Stromsystem). Außerdem wird davon ausgegangen, dass der Ausbaugrad der Gasinfrastruktur auf dem heutigen Niveau beibehalten wird.

Die Auflösung ließe sich bei verbesserter Datenlage jedoch erhöhen, sodass auch z.B. Teilnetze mit unterschiedlichen Gasqualitäten, wie in der heutigen und voraussichtlich zukünftigen Realität vorhanden, abgebildet werden könnten.

**Ökonomisch** stellt das Mengen-Kosten-Gerüst die Basis für die makroökonomische Vergleichbarkeit bzw. Kombinierbarkeit der beiden Technologiepfade zur Integration von EE-PtG-Gasen in die Gasinfrastruktur, nämlich Beimischung von EE-PtG-H<sub>2</sub> bzw. Beimischung von EE-PtG-CH<sub>4</sub>, dar. Dabei besitzt das Mengen-Kosten-Gerüst insofern einen konservativen Charakter, als jeweils von einem Austausch der Komponenten ausgegangen wird. Potentiale abseits des Austauschs von Komponenten etwa einer kostengünstigeren Modifikation für höhere Wasserstofftoleranzen konnten nicht abgebildet werden, da sie eine individuelle Fall-zu-Fall-Betrachtung erfordern und die Datenlage dies nicht zuließ.

#### 4.2.2.3 Technologieentwicklung Methanisierung

Ein wesentlicher Bestandteil des Technologiepfades zur Bereitstellung von EE-PtG-CH<sub>4</sub> stellt die Methanisierung von Wasserstoff dar. Im vorliegenden Berechnungsmodell wurden die folgenden etablierten Methanisierungsformen implementiert:

- Biologische Methanisierung mit CO<sub>2</sub> aus Rohbiogas
- Katalytische Methanisierung

Die Biologische Methanisierung ist ein Verfahren, bei dem das CO<sub>2</sub> aus Rohbiogas mit Hilfe von methanbildenden Mikroorganismen und unter Zuführung von Wasserstoff zu Methan umgewandelt wird<sup>17</sup> (Krautwald & Baier, 2016). Durch die Verfügbarkeit von Biogasanlagen ist die Kapazität für EE-PtG-CH<sub>4</sub> aus der biologischen Methanisierung in Deutschland auf ca. 9,5 TWh/a begrenzt (Bünger, et al., 2011, S. 56). Weiterhin werden die dafür erforderlichen Anlagen aufgrund der Skalierung von Biogasanlagen ausschließlich im „sehr“ kleinen Leistungsmaßstab<sup>18</sup> errichtet (Expertenbefragung, 2018). Die im Berechnungsmodell angesetzten Kosten orientieren sich an realen Kostendaten aus bereits durchgeführten Projekten. So sind die CAPEX und OPEX für die Errichtung und den Betrieb von biologischen Methanisierungsanlagen infolge des bisher geringen Technologiereifegrads (TRL) (Krautwald & Baier, 2016, S. 23) noch sehr hoch. Jedoch ist durch die technologische Entwicklung in den kommenden Jahren eine Degression der CAPEX zu erwarten (vgl. A3.1).

Bei der katalytischen Methanisierung wird das Methan über die Sabatier-Reaktion synthetisiert. Dieser Prozess findet bei hohen Temperaturen (280 – 550 °C) und unter hohen Drücken (5 – 200 bar)<sup>19</sup> statt. Auch hierbei sind als Eingangsstoffe H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> erforderlich. Allerdings muss das benötigte CO<sub>2</sub> separat gewonnen werden (Studienannahme). Dies ist im Wesentlichen auf zwei Weisen möglich, welche im Abschnitt „CO<sub>2</sub>-Bereitstellung“ erläutert werden.

Die Bemessung der CAPEX und OPEX für die Installation und den Betrieb der katalytischen Methanisierungsanlagen (vgl. A3.2) erfolgte auf Basis nachstehender Datenquellen.

- CAPEX entsprechen dem DVGW-Parameterset, die Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung ist auf die Aussage fachlicher Experten zurückzuführen (Schirrmeister, April 2018)
- CAPEX mit optimistischer Kostendegression sowie OPEX für die katalytische Methanisierung wurden im Rahmen der Projektarbeit des EBI sowie der Projektbegleitgruppe (Expertenbefragung, 2018) kalkuliert

Für die Lebensdauer der technischen Anlagen wird im Berechnungsmodell ein Zeitraum von 20 Jahren angesetzt. Anschließend erfolgt ein Ersatz der erforderlichen Anlagentechnik. Für die Berechnung der Mehrkosten durch die Methanisierung wird zunächst der zusätzliche Bedarf an EE-PtG-H<sub>2</sub> berechnet. Die dafür notwendigen Systemwirkungsgrade der Stoffumwandlungsprozesse (Elektrolyse, Methanisierung) wurden entsprechend des DVGW-Parametersets angenommen. Darüber hinaus wurden bei der Kostenkalkulation für die Methanisierung die folgenden Annahmen getroffen:

- Stromkosten (für die Methanisierung): 9 ct/kWh (heute bis 2050)
- Volllaststunden von Methanisierungsanlagen (vgl. Abschnitt 4.2.1.2)
  - zur Deckung der Gasnachfrage: 4000 VLS

<sup>17</sup> Weitere technische Details zu dem dabei stattfindenden Prozess der Methanogenese sind den Ausführungen in (Krautwald & Baier, 2016) zu entnehmen.

<sup>18</sup> bis ca. 1 MW<sub>CH<sub>4</sub></sub> Anlagenleistung, Anlagen bis 5 MW<sub>CH<sub>4</sub></sub> werden im Berechnungsmodell modular aufgebaut

<sup>19</sup> Weitere technische Details sind den Ausführungen in (Krautwald & Baier, 2016) zu entnehmen.

- für den Betrieb von Poren-UGS: 1500 VLS



## CO<sub>2</sub>-Bereitstellung

Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung für die katalytische Methanisierung erfolgt im Berechnungsmodell aus konzentrierten CO<sub>2</sub>-Quellen (z.B. Abgasströme von Biomasse-Verbrennungsanlagen oder industrieller Prozesse) oder der Luft. Dabei kann die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus konzentrierten Quellen energetisch und wirtschaftlich effizienter umgesetzt werden, jedoch ist die Kapazität der verfügbaren Quellen auf 176,1 TWh<sub>EE-PtG-CH<sub>4</sub></sub>/Jahr begrenzt<sup>20</sup> (Schmidt, Zittel, Weindorf, & Raksha, 2016).

Die Kostenabschätzung für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus konzentrierten Quellen erfolgte in Form von mittleren Gestehungskosten, da der Aufwand für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung, je nach betrachteter Quelle, sehr divergent sein kann. Die resultierenden Gestehungskosten orientieren sich an einer Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH zur „Analyse der Kosten erneuerbarer Gase“ (Albrecht, Altmann, Michalski, Raksha, & Weindorf, 2013).

Hingegen kann die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft mengenmäßig praktisch unbegrenzt vorgenommen werden, wobei aufgrund der geringen CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Luft deutlich höhere Betriebskosten anfallen. Aus diesem Grund wird die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus konzentrierten Quellen bevorzugt installiert, solange die maximale Kapazität noch nicht ausgeschöpft ist.

Für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft konnte eine Abschätzung der CAPEX und OPEX vorgenommen werden. Die dafür erforderlichen Daten basieren auf der Studie „Renewables in Transport 2050“ (Schmidt, Zittel, Weindorf, & Raksha, 2016).

Eine Kostenaufstellung der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung für die katalytische Methanisierung ist im Anhang A3.3 aufgeführt.

### 4.2.2.4 Technologieentwicklung Einspeiseanlagen

Die im Anhang A3.5 dargestellten Kosten für die Einspeiseanlagen wurden aus dem Projekt „Wasserstoffeinspeisung in das Ferngastransportsystem oder alternative Methanisierung mit Einspeisung in das Gastransport- oder -verteilnetz“ gemäß (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH; WESTNETZ GmbH; OGE GmbH; 2017) abgeleitet. Diese Kosten werden in CAPEX und OPEX aufgeteilt. Zu ersterem zählen die Investitionskosten für

- eine 50 m lange Stahlrohrleitung,
- bei Einspeisung bei einem FNB einen elektrisch-betriebenen Verdichter (Eingangsdruckstufe von 11 bar, Ausgangsdruckstufe 80 bar),
- eine GDRM-Anlage sowie
- die Anbohrung des T-Stückes zur Anbindung der Einspeiseleitung ins Gasnetz.

Bei der Betrachtung der OPEX wurden folgende Kostenbestandteile berücksichtigt:

- Wartungskosten (1 % der Investitionskosten) für die Rohrleitung,
- Wartungskosten (2 % der Investitionskosten) für die GDRM-Anlage,

<sup>20</sup> Bei der Bemessung der CO<sub>2</sub>-Kapazität aus konzentrierten Quellen wurden ausschließlich langfristig nutzbare CO<sub>2</sub>-Quellen berücksichtigt. Darunter zählen bspw. Verbrennungsanlagen für Biomasse und Biogas und industrielle Prozesse, bei denen die Entstehung von CO<sub>2</sub>-Abgasen nach dem aktuellen Stand der Technik nicht vermieden werden kann.



- Kosten für die Konditionierung bei der GDRM-Anlage im Falle einer Einspeisung bei einem VNB sowie
- Wartungskosten (3 % der Investitionskosten) und Stromkosten bei 4.500 Volllaststunden für den Verdichter.

Die genannten Kostenpositionen wurden ursprünglich für einen Normvolumenstrom von 400 m<sup>3</sup>/h zusammengetragen und anschließend für die unterschiedlichen Leistungsgrößen linear umgerechnet.

### 4.3 Szenarien

In diesem Abschnitt wird ein **Basis-Szenario** für den kostenoptimalen Transformationspfad hin zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher definiert.

Um den Einfluss einzelner Eingangsparameter oder Randbedingungen auf das Ergebnis im Basis-Szenario abschätzen zu können, werden anschließend ausgewählte **Sensitivitäten** betrachtet. Hierbei wird jeweils ein Eingangsparameter oder eine Randbedingung gegenüber dem Basis-Szenario variiert, während alle anderen unverändert bleiben. Die Ergebnisse dieser Berechnung werden dann jeweils denen des Basis-Szenarios gegenübergestellt.

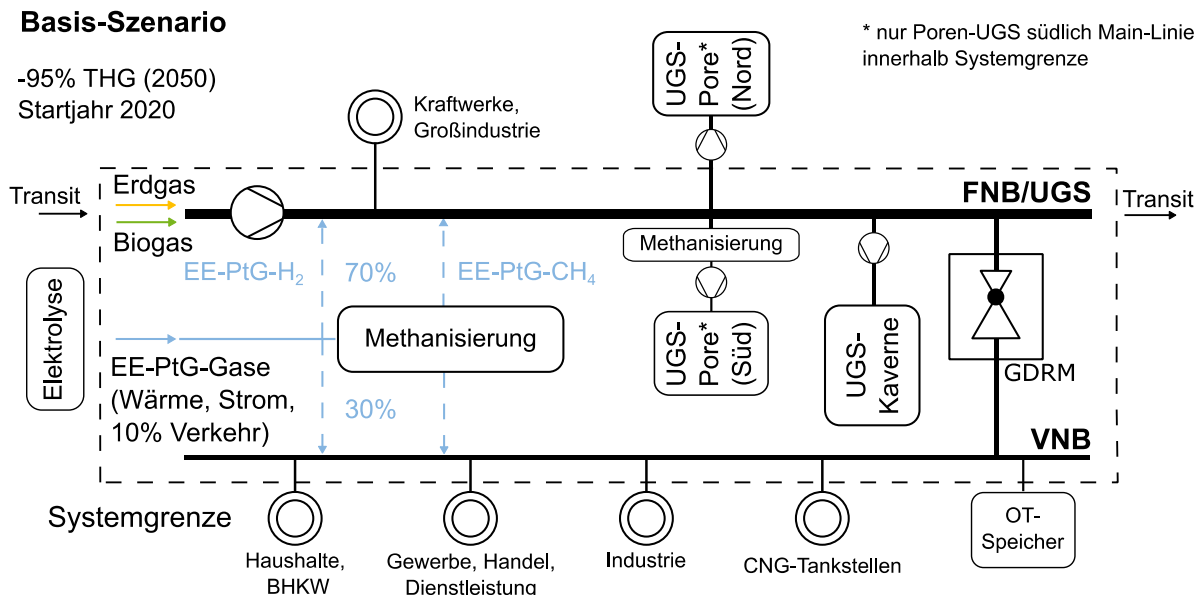
Alle Szenarien, Basis-Szenario sowie assoziierte Sensitivitäten, werden zunächst mithilfe eines Systembilds in ihren Annahmen und Randbedingungen beschrieben. Danach wird für alle der zugehörige kostenoptimale Transformationspfad, der im vorgestellten Berechnungsmodell ermittelt wurde, vorgestellt.

Darüber hinaus wird ein **Trend-Szenario** mithilfe des Berechnungsmodells entworfen. Dieses ist von der für die Studie wesentlichen Randbedingung, nämlich der THG-Neutralität-Bedingung, befreit. In diesem Fall wird eine Entwicklung der Gasnetzinfrastuktur bis 2050 im Rahmen von Ersatzinvestitionen dargestellt. Mehrkosten zur Integration von EE-PtG-Gasen entstehen nicht.

### 4.3.1 Basis-Szenario

#### 4.3.1.1 Beschreibung

Das Basis-Szenario wird nachstehend anhand des Systembilds (Abbildung 4.6) sowie textlich beschrieben.



**Abbildung 4.6: Systembild der modellierten Gasinfrastruktur – Basis-Szenario**

Im Basis-Szenario wird das Erreichen des 95%-THG-Reduktionsziels für 2050 als Randbedingung festgesetzt. Das bedeutet, dass 2050 die in Kapitel 3 abgeleitete Energiemenge an EE-PtG-Gasen von den Gasnetzen und Gasspeichern integriert werden muss. Dies kann entweder als EE-PtG-H<sub>2</sub> oder als EE-PtG-CH<sub>4</sub> geschehen. Die weiteren Stützwerte werden den Jahren 2020, 2030 und 2040 zugeordnet.

Für die Nachfrage aus dem Verkehrssektor wird im Basis-Szenario davon ausgegangen, dass im Zeithorizont bis 2050 jeweils 10% der Nachfrage nach EE-PtG-Gasen in die Gasinfrastruktur integriert wird (vgl. Anhang A4.3).

Die Einspeisung der EE-PtG-Gase erfolgt im Basis-Szenario zu 70% auf der Ebene der Transportnetze und Untergrundgasspeicher (FNB/UGS) und zu 30% auf Verteilnetzebene (VNB), vgl. hierzu Anhang A4.1.

Die Einspeisung von Wasserstoff unterliegt allein den technischen Restriktionen, die im Mengen-Kosten-Gerüst für die Gasnetze und Gasspeicher angelegt wurden. Eine regulatorische Begrenzung der Wasserstoffzumischung, wie im aktuellen DVGW-Regelwerk vorgesehen, ist hier nicht berücksichtigt.

Das Startjahr für die Transformation wurde mit 2020 so gewählt, dass die Erkenntnisse der Studie realistisch gesehen in zukünftige Investitionsentscheidungen einfließen können.

#### 4.3.1.2 Ergebnisse und Auswertung

In diesem Abschnitt ist der durch das Berechnungsmodell ermittelte kostenoptimale Transformationspfad für das Basis-Szenario in seinen Ergebnissen dargestellt.

## Aufteilung Nachfrage nach EE-PtG-Gasen im kostenoptimalen Transformationspfad

Die nachfolgenden Flächendiagramme sind in ihrer Art aus Kapitel 3 bekannt und bilden die Entwicklung der Gasnachfrage bis 2050 ab. Sie zeigen in diesem Abschnitt die im Berechnungsmodell ermittelte Aufteilung der EE-PtG-Gase in EE-PtG-H<sub>2</sub> (hellblau) und EE-PtG-CH<sub>4</sub> (dunkelblau) im kostenoptimalen Transformationspfad der Gasnetze und Gasspeicher. Abbildung 4.7 zeigt die kostenoptimale Aufteilung energetisch in TWh/a, wohingegen Abbildung 4.8 die volumetrische Aufteilung in Mrd. Nm<sup>3</sup> darstellt.

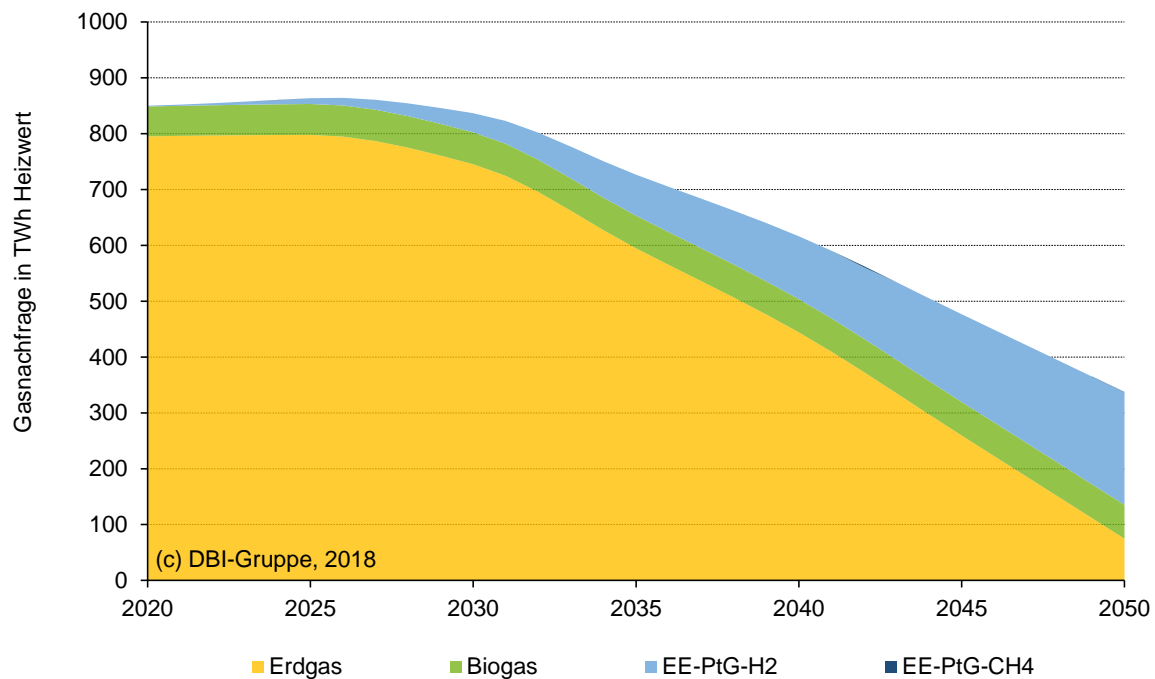
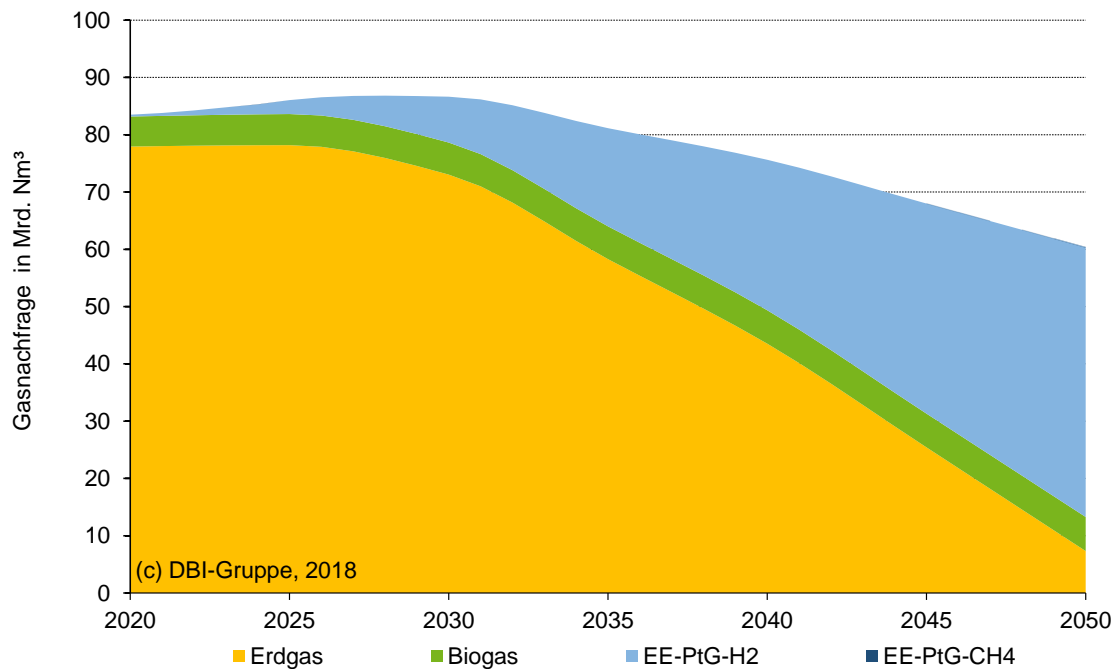


Abbildung 4.7: Energetische Aufteilung EE-PtG-Gas-Nachfrage – Basis-Szenario



**Abbildung 4.8: Volumetrische Aufteilung EE-PtG-Gas-Nachfrage – Basis-Szenario**

Wie in Kapitel 2 bereits gezeigt, wird deutlich, dass ein nennenswerter Hochlauf der PtG-Gase erst ab 2025 stattfindet. Nahezu die gesamten EE-PtG-Gase werden im kostenoptimalen Pfad als Wasserstoff (EE-PtG-H<sub>2</sub>) integriert. Einzig in den Jahren 2024 und 2042 finden sich äußerst geringe Mengen von EE-PtG-CH<sub>4</sub>.

Übersetzt man die Energiemengen in Volumen stellt sich speziell für hohe Anteile von Wasserstoff ein verändertes Bild der Gasnachfrage und des zu verteilenden Gasgemisches dar (s. Abbildung 4.8). Dies liegt an der etwa um Faktor 3,4 größeren, auf das Volumen bezogenen Energiedichte von Methan gegenüber Wasserstoff. Zunächst ergibt sich eine bis etwa 2030 (ca. 85 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a) leicht steigende transportierte Gasmenge. Anschließend geht das zu transportierende Gasvolumen bis 2050 auf etwa 60 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a zurück.

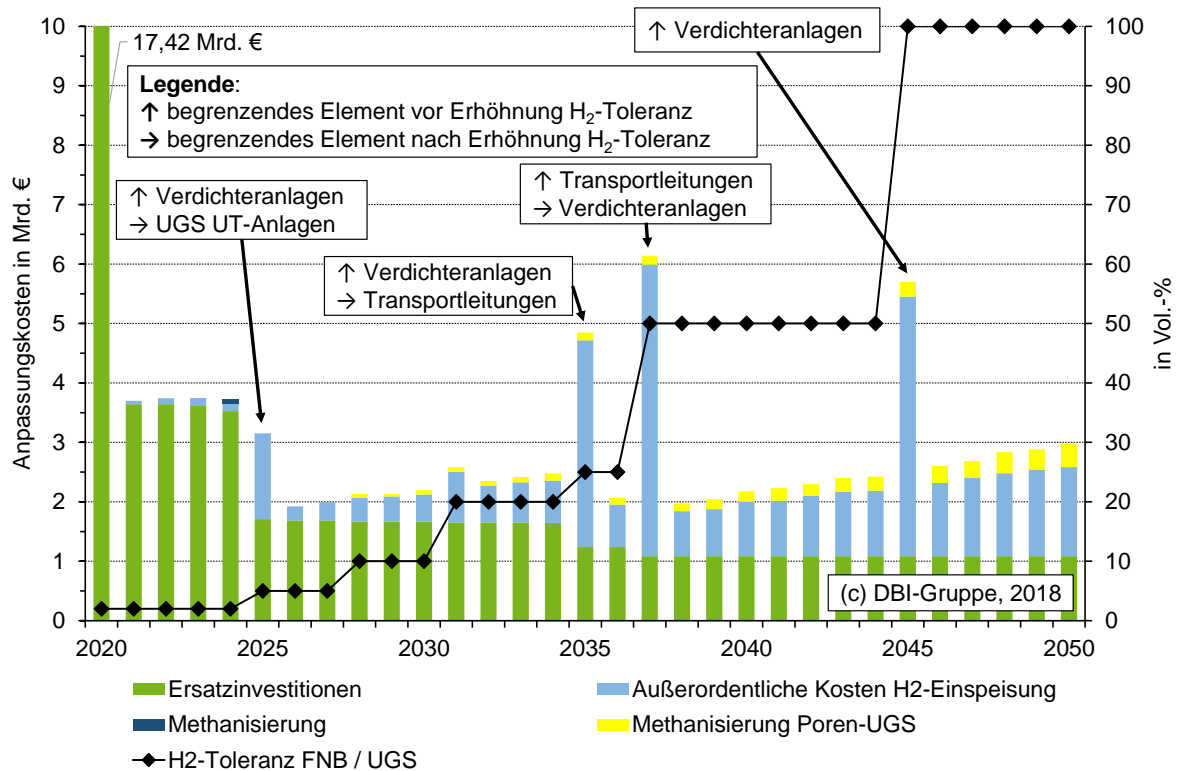
Damit fällt der Rückgang in der leitungsgebundenen Gasnachfrage zwischen heute und 2050 volumetrisch mit etwa einem Viertel deutlich geringer aus als energetisch mit etwa der Hälfte.

#### **Anpassungspfad FNB/UGS und VNB im kostenoptimalen Transformationspfad**

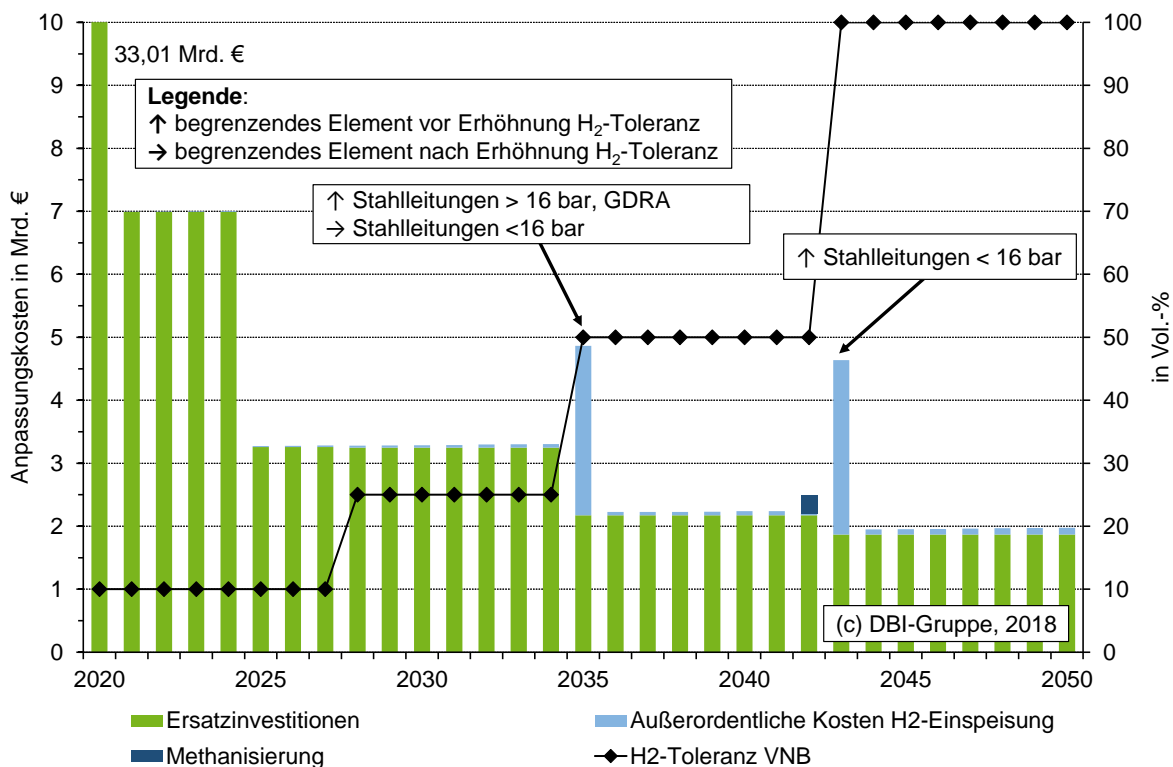
Die folgenden beiden Diagramme stellen die für das Basis-Szenario ermittelten kostenoptimalen Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher technoökonomisch im Zeithorizont bis 2050 dar. Abbildung 4.9 zeigt die Netzebene der Transportnetze mit angeschlossenen Untergrundgasspeichern (FNB/UGS) und Abbildung 4.10 die der Verteilnetze (VNB). Auf der linken vertikalen Achse werden die erforderlichen Kosten in Mrd.€ jeweils als gestapelte Säulen abgetragen. Die einzelnen Kostengrößen wurden in Abschnitt 4.2.1.2 beschrieben. Auf der rechten vertikalen Achse wird die jeweils zugehörige technische Wasserstofftoleranz in Vol.-% H<sub>2</sub> der Netzebene dargestellt.

Hierzu ist anzumerken, dass die Anpassungspfade jeweils ein makroökonomisches Optimum für die gesetzte Systemgrenze (vgl. Abschnitt 4.2.1.1) darstellen und nicht zwangsläufig ein betriebswirtschaftliches. Das heißt mikroökonomische Fragestellungen, wie etwa „wer betreibt eine Methanisierungsanlage, die nur ein Jahr im Einsatz ist?“ und ähnliche mehr werden nicht beantwortet.

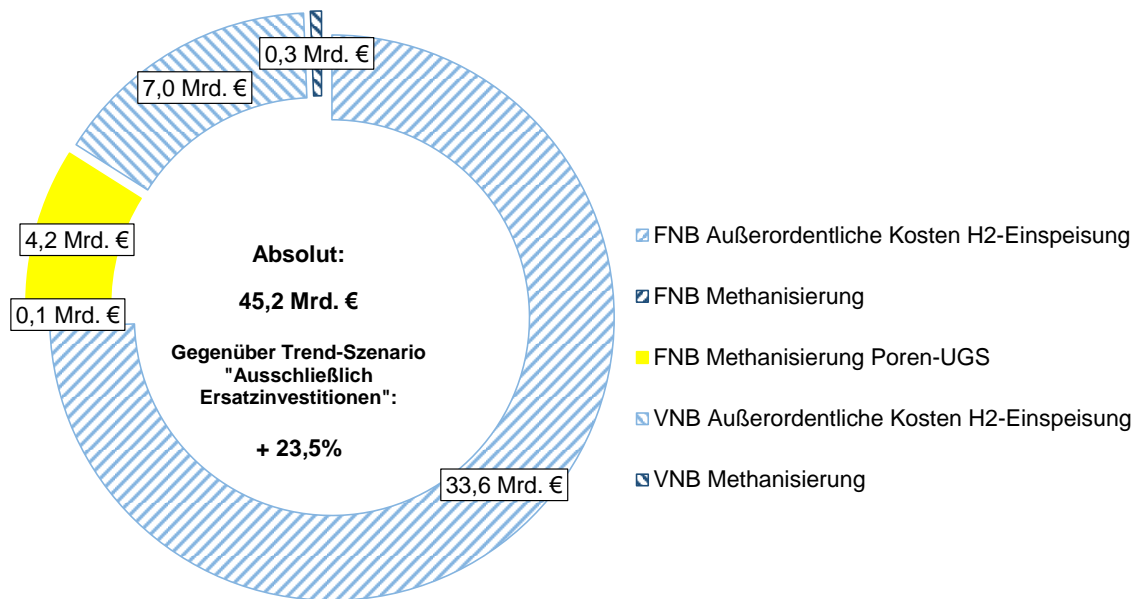
Die vor 2020 regulatorisch abgeschrieben, noch in Betrieb befindlichen Assets werden im Modell im Startjahr 2020 ausgetauscht.



**Abbildung 4.9: Anpassungspfad FNB/UGS – Basis-Szenario**

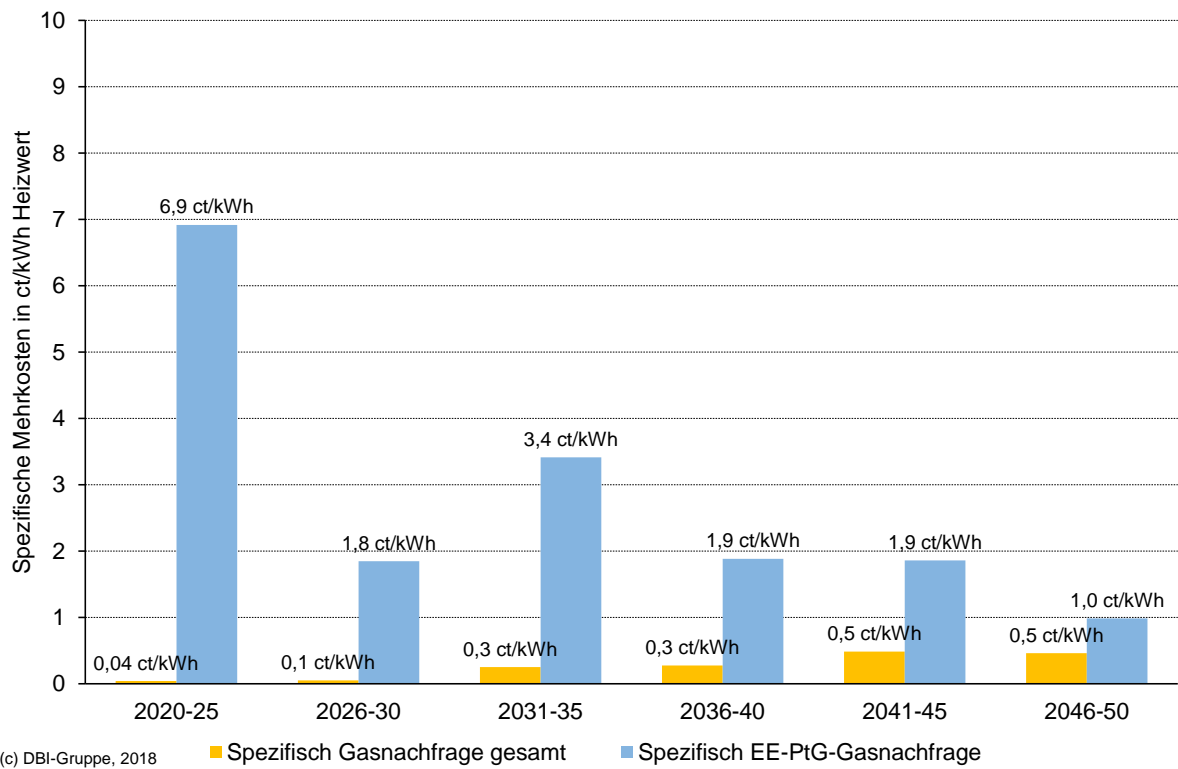


In Abbildung 4.12 werden die Mehrkosten als spezifische Größe für jeweils ca. 5-Jahreszeiträume im Säulendiagramm dargestellt. Die orangene Säule bezieht die Mehrkosten im jeweiligen Zeitraum auf die gesamte Gasnachfrage im genannten Zeitraum, während die hellblaue Säule auf die Nachfrage nach EE-PtG-Gasen bezieht. Diese Betrachtung dient allein der zeitlichen Einordnung und Abschätzung einer Größenordnung. Ein Vorgriff auf die Veränderung von Netzentgelten oder ähnlichem ist hierdurch ausdrücklich nicht vorgesehen.



(c) DBI-Gruppe, 2018

**Abbildung 4.11: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität der Gasnetze und Gasspeicher – Basis-Szenario**



**Abbildung 4.12: Spezifische erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität der Gasnetze und Gas-speicher – Basis-Szenario**



Aus Abbildung 4.11 geht hervor, dass die Integration der EE-PtG-Gase in die Gasnetze und Gasspeicher Mehrkosten von 45,2 Mrd. € zwischen 2020 und 2050 verursacht. Diese entfallen mit 33,6 Mrd.€ im Wesentlichen auf den Technologiepfad EE-PtG-H<sub>2</sub> durch Außerordentliche Kosten der H<sub>2</sub>-Einspeisung und auf die Transportnetzebene.

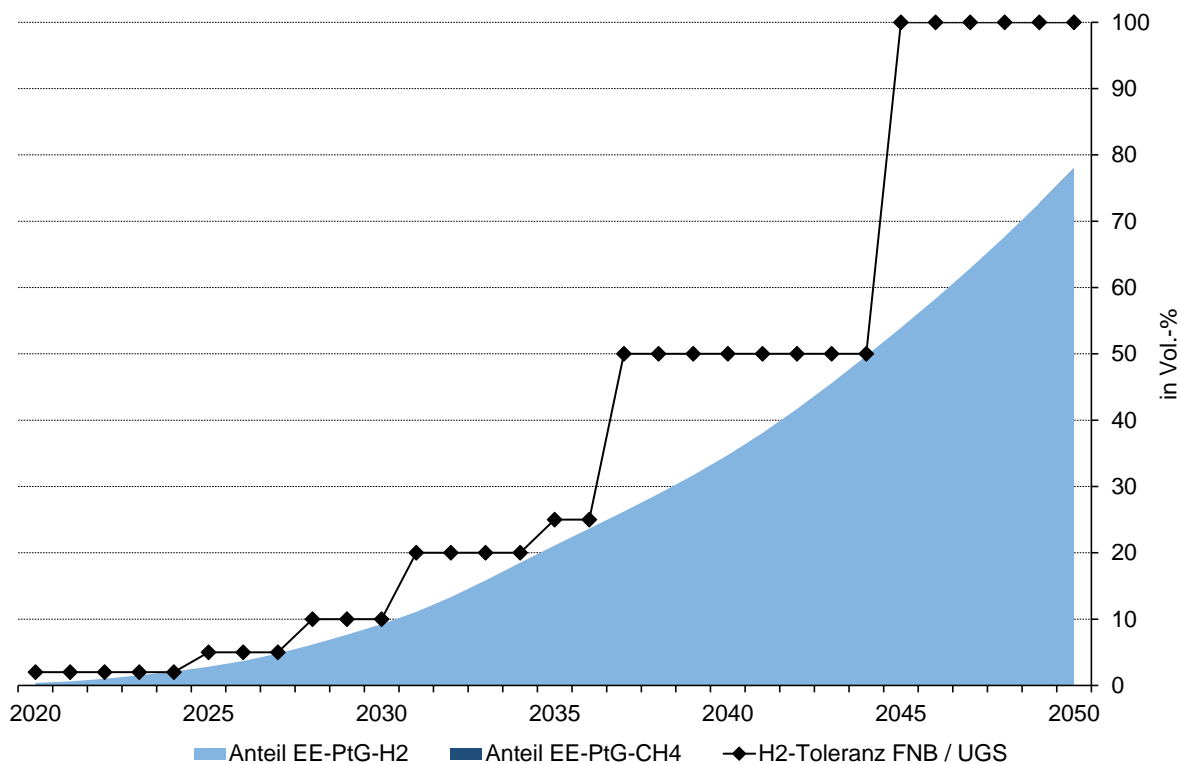
In Abbildung 4.12 wird ersichtlich, dass bezogen auf die gesamte Gasnachfrage die erforderlichen Mehrkosten jeweils 0,5 ct/kWh nicht übersteigen. Bezogen auf die EE-PtG-Gas-Nachfrage ergeben sich spezifische Mehrkosten zwischen anfänglich knapp 7 (2020-25) und späterhin 1 ct/kWh (2046-50).

### **Anpassungspfad und EE-PtG-Gas-Aufteilung im kostenoptimalen Transformationspfad**

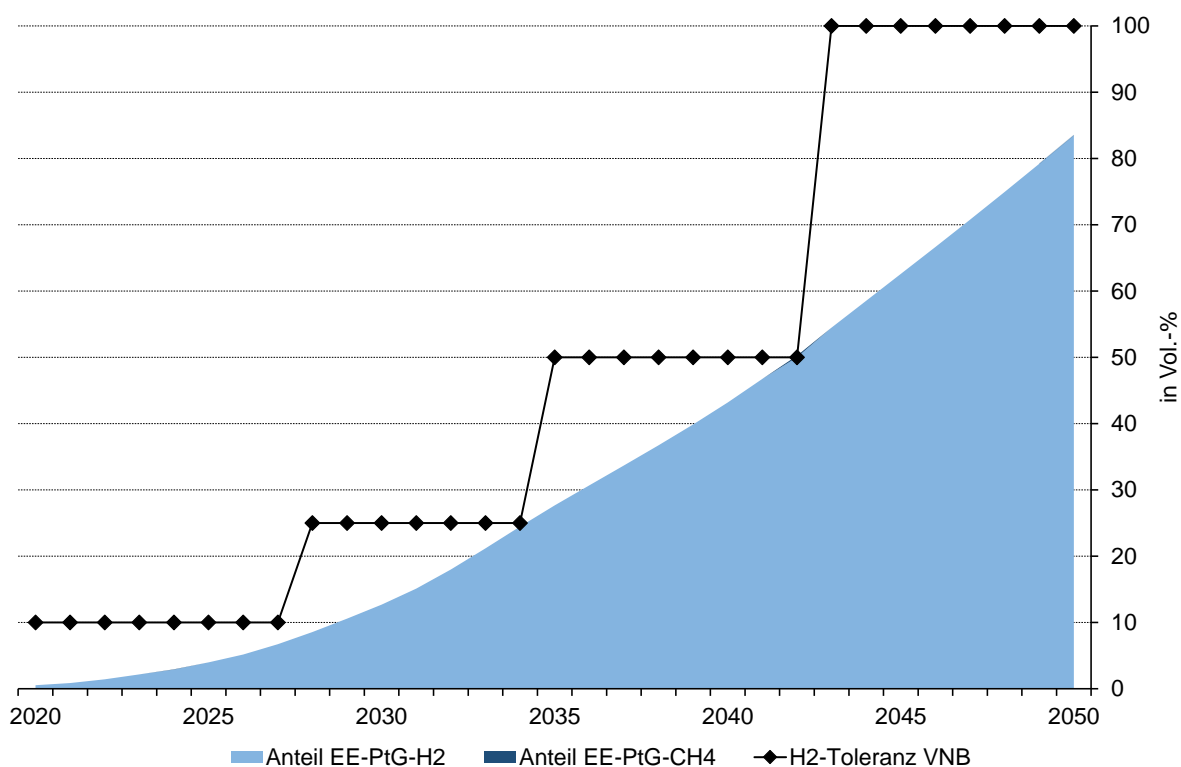
Die folgenden beiden Abbildungen zeigen die Anteile der beiden EE-PtG-Gase, EE-PtG-H<sub>2</sub> (hellblau) und EE-PtG-CH<sub>4</sub> (dunkelblau), am Gasgemisch in Vol.-% im Flächendiagramm. Außerdem wird jeweils die zugehörige technische Wasserstofftoleranz der Netzebene als schwarze Kurve mitabgetragen. In Abbildung 4.13 wird die Transportnetzebene mit angeschlossenen Untergrundgasspeicher dargestellt. Abbildung 4.14 zeigt analog dazu die Verteilnetzebene.

Hierbei ist anzumerken, dass die Darstellung der Anteile an EE-PtG-Gasen von Mittelwerten für die gesamte Gasinfrastruktur (Annahme „Ideal gerührter Behälter“, vgl. Kupferplatte Strom) und ein bestimmtes Jahr ausgeht. In der Realität werden sich die Gasqualitäten zukünftig wie heute regional und ggf. auch jahreszeitlich unterscheiden. Dies zu betrachten erfordert eine höhere regional-räumliche Auflösung und ist nicht Teil der Studie.

Weiter ist zu beachten, dass die schwarze Kurve der Wassertoleranz eine untere Grenze für die jeweilige Netzebene darstellt, da sie je Netzebene deutschlandweit von dem Asset mit der niedrigsten Wasserstoff-Toleranz bestimmt wird. Das bedeutet, dass weite Teile der Gasinfrastruktur der schwarzen Kurve vorausseilen, die fehlende räumlich-regionale Auflösung eine solche Berücksichtigung jedoch nicht ermöglicht.



**Abbildung 4.13: Anpassungspfad und EE-PtG-Gas-Aufteilung FNB/UGS – Basis-Szenario**



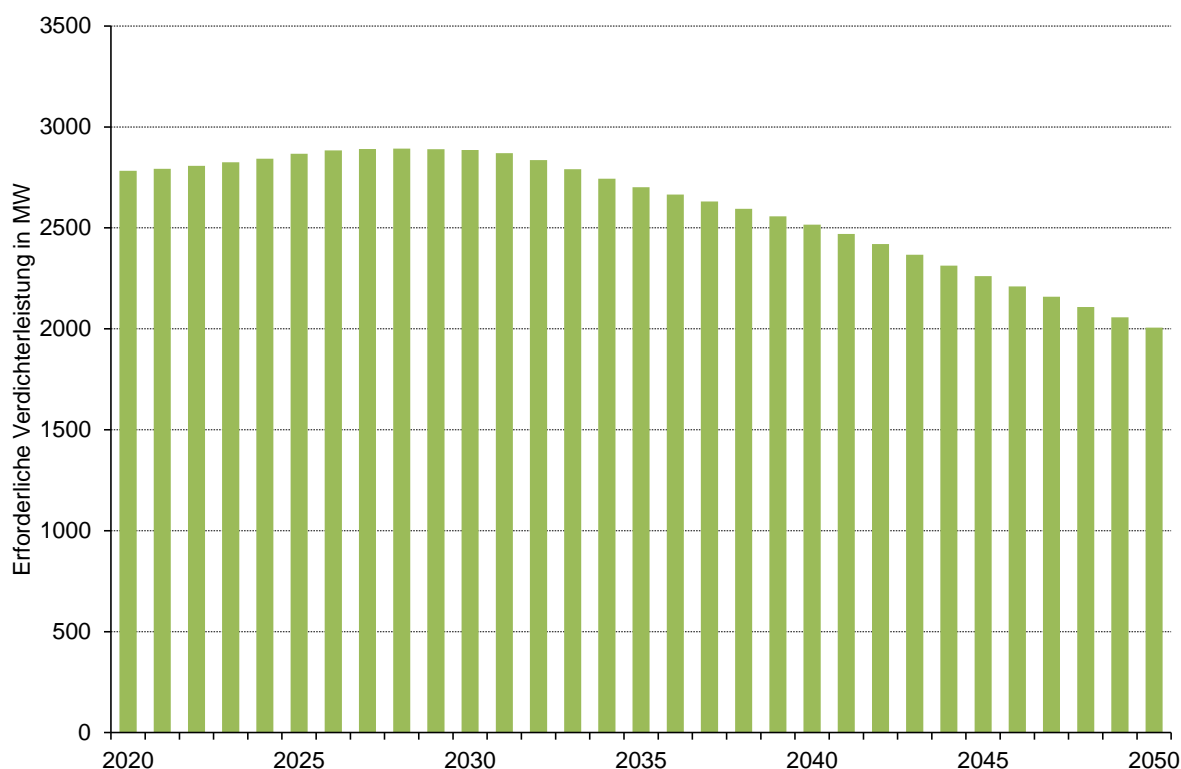
**Abbildung 4.14: Anpassungspfad und EE-PtG-Gas-Aufteilung VNB – Basis-Szenario**

Wie zu sehen ist, liegt die Fläche der als Wasserstoff integrierten EE-PtG-Gase für beide Netzebenen unter der schwarzen Kurve der jeweiligen Wasserstofftoleranz. Alles oberhalb

dieser Kurve würde sich dunkelblau (Methan) einfärben. Eine dunkelblaue Fläche (Methan) ist praktisch nicht zu sehen. Allein am Schnittpunkt zwischen schwarzer H<sub>2</sub>-Toleranz-Kurve und blauer H<sub>2</sub>-Anteil-Fläche wird geringfügig der Technologiepfad EE-PtG-CH<sub>4</sub> genutzt. So zu sehen im Jahr 2024 (FNB, Abbildung 4.13) oder 2042 (VNB, Abbildung 4.14 ).

### **Erforderliche installierte Verdichterleistung, Elektrolyseleistung und verfügbare Speicherkapazität in Untergrundgasspeichern**

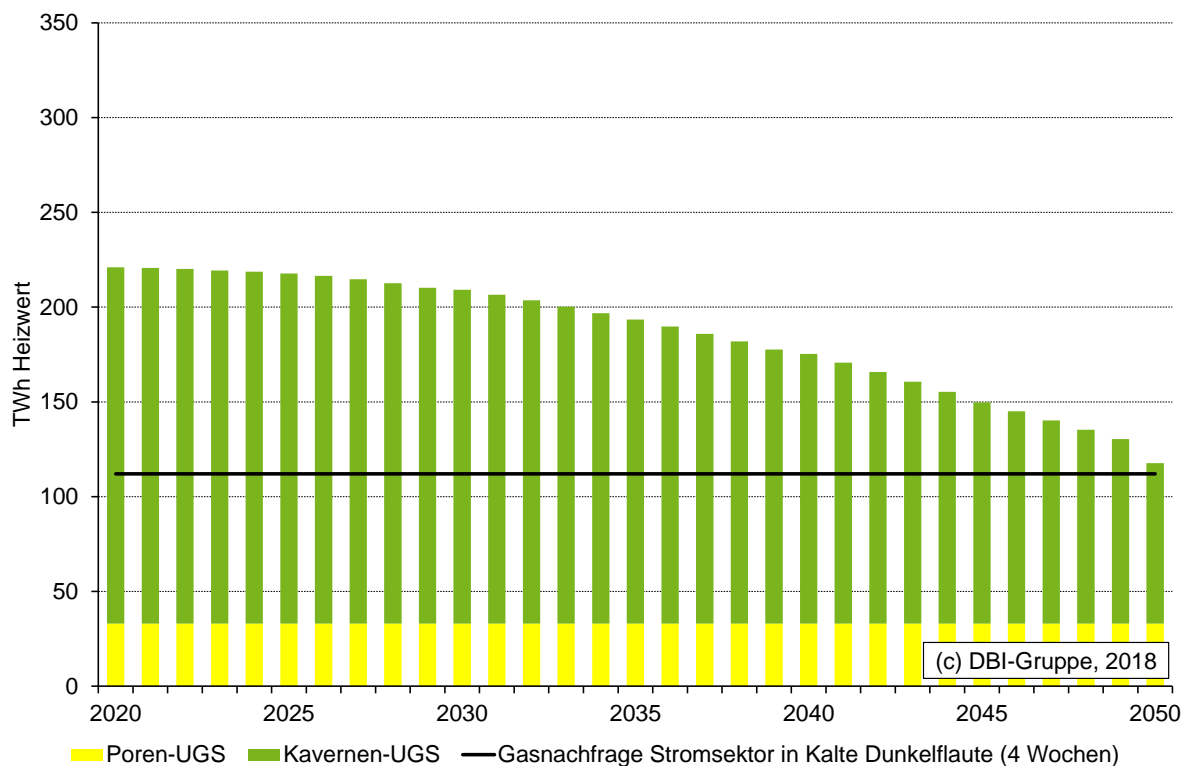
Abbildung 4.15 bildet die Entwicklung der erforderlichen Verdichterleistung im Zeithorizont bis 2050 für das Basis-Szenario ab. Diese wurde auf Basis der aktuell installierten Verdichterleistung in einer ersten Näherung vereinfacht abgeschätzt.



**Abbildung 4.15: Erforderliche installierte Verdichterleistung – Basis-Szenario**

Bei der Abschätzung der Verdichterleistung überlagern sich mehrere Effekte. Zunächst heben sich der gegenüber reinem Erdgas erhöhte spezifische gravimetrische Verdichtungsaufwand und geringe Dichte von Wasserstoff in etwa auf. Darüber hinaus nimmt die zu verdichtende Gasmenge ab. Insgesamt verläuft die dadurch erforderliche Verdichtungsleistung in etwa analog zur volumetrischen Gasnachfrage (vgl. Abbildung 4.8).

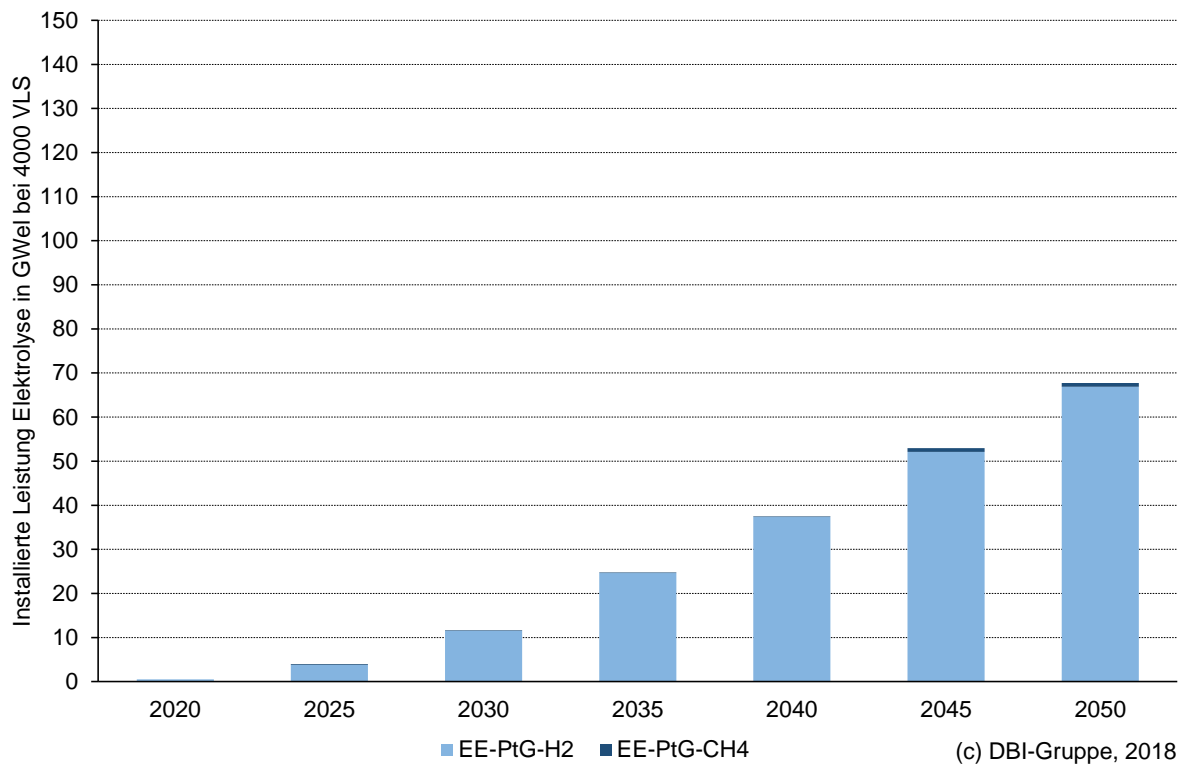
Abbildung 4.16 zeigt die verfügbare Speicherkapazität in den Untergrundgasspeichern in TWh im Zeithorizont bis 2050 für das Basis-Szenario als gestapelte Säulen. Dabei werden Poren-Untergrundgasspeicher in gelb und Kavernen-Untergrundgasspeicher in grün abgebildet. Zur Orientierung ist die Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aus dem Stromsektor für eine vierwöchige „kalte Dunkelflaute“ (vgl. Kapitel 1) eingezeichnet. Für diese Darstellung wird von einem konstanten Arbeitsgasvolumen bis 2050 ausgegangen.



**Abbildung 4.16: Verfügbare Speicherkapazität Untergrundgasspeicher– Basis-Szenario**

Die Speicherkapazität der Kavernen-UGS nimmt mit zunehmendem Wasserstoffanteil im Gasgemisch ab. Die Speicherkapazität der Poren-UGS bleibt hingegen unverändert durch die Methanisierung des  $H_2$ -Anteils im einzuspeichernden Gasgemisch. Die in einer „kalten Dunkelflaute“ stromsystemseitig benötigte Energiemenge an EE-PtG-Gasen kann zu jedem Zeitpunkt eingespeichert werden.

Abbildung 4.17 bildet die zur Bereitstellung der EE-PtG-Gase erforderliche installierte elektrische Elektrolyse-Leistung in GW über Zeitscheiben bis 2050 ab. Der zur Einspeisung von EE-PtG- $H_2$  erforderliche wird hellblau, der für EE-PtG- $CH_4$  erforderliche Teil hellblau dargestellt. Dabei wurden 4000 Volllaststunden zugrunde gelegt. Dies dient allein dem Aufzeigen einer Größenordnung. Diese Studie macht keine Aussage über die Herkunft des einzuspeisenden oder zu methanisierenden Wasserstoffs. Die Wasserstoffgestehung ist ausdrücklich nicht eingepreist (vgl. Abschnitt 4.2.1.1). Hier wären diverse Bereitstellungspfade denkbar, die neben der Elektrolyse mit EE-Strom in Deutschland auch den Import von wasserstoffreichem Erdgas bzw. reinem Wasserstoff umfassen sollte.



**Abbildung 4.17: Erforderliche installierte Elektrolyse-Leistung – Basis-Szenarios**

Für die nachgefragten EE-PtG-Gase ist 2050 eine Installation von knapp 70 GW Elektrolyse-Leistung erforderlich (bei 4000 Volllaststunden). Diese werden nahezu ausschließlich zur Bereitstellung von Wasserstoff zur direkten Beimischung ins Gassystem genutzt.

## 4.3.2 Sensitivität PtG-Einspeisung FNB50/VNB50

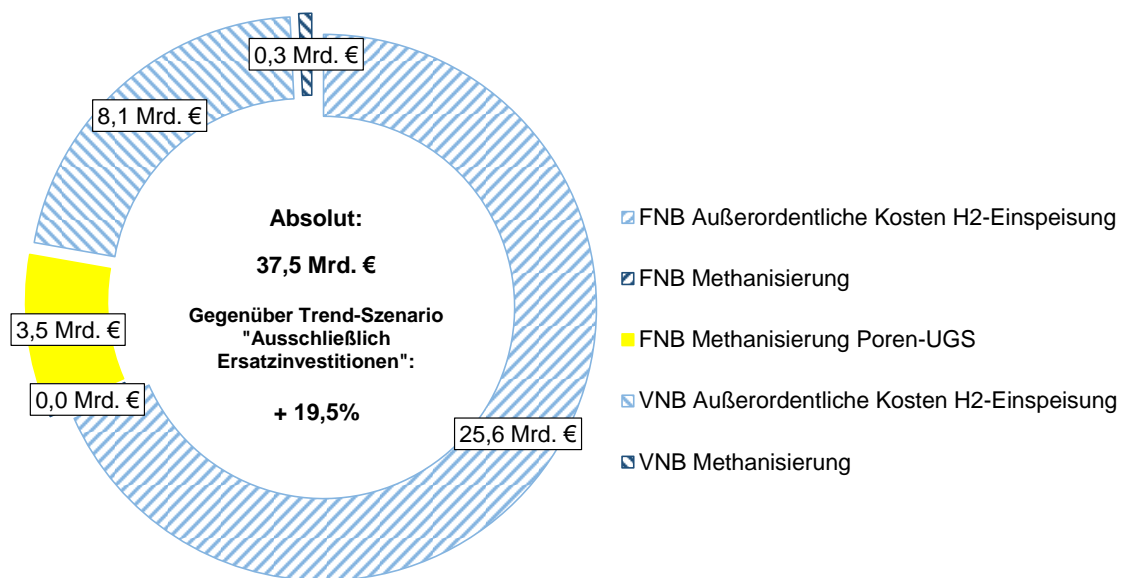
### 4.3.2.1 Beschreibung

Die Einspeisung der EE-PtG-Gase erfolgt in der **Sensitivität PtG-Einspeisung FNB50/VNB50** im Unterschied zum Basis-Szenario zu jeweils 50% auf der Ebene der Transportnetze und Untergrundgasspeicher (FNB/UGS) und 50% auf Verteilnetzebene.

Alle weiteren technischen und ökonomischen Annahmen sowie Randbedingungen aus dem Basis-Szenario bleiben erhalten.

### 4.3.2.2 Ergebnisse und Auswertung

Analog zum Basis-Szenario wird die Kostenstruktur der erforderlichen Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher im Zeithorizont bis 2050 für die Sensitivität PtG-Einspeisung FNB50/VNB50 im folgenden Ringdiagramm (Abbildung 4.18) dargestellt. Diese Größe bestimmt maßgeblich den kostenoptimalen Transformationspfad und die einzelnen Kostenkomponenten wurden in Abschnitt 4.2.1.2 vorgestellt. Über die Schraffierung wird angezeigt, ob die Kosten auf FNB/UGS- oder VNB-Ebene anfallen. Aus der Höhe der Kostenkomponenten, insbesondere EE-PtG-H<sub>2</sub> bzw. EE-PtG-CH<sub>4</sub>, kann auf die Nutzung der beiden Technologiepfade geschlossen werden.



(c) DBI-Gruppe, 2018

**Abbildung 4.18: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität PtG-Einspeisung FNB50/VNB50**

Auch in der Sensitivität PtG-Einspeisung FNB50/VNB50 wird im kostenoptimalen Anpassungspfad nahezu die gesamte Menge EE-PtG-Gasen als Wasserstoff eingespeist. Insgesamt verringern sich die erforderlichen Mehrkosten gegenüber dem Basis-Szenario von 45,2 auf

37,5 Mrd.€ bei einer Verringerung des Anteils der PtG-Einspeisung auf FNB/UGS-Ebene von 70% (Basis-Szenario) auf 50%. Erwartungsgemäß verschiebt sich gegenüber dem Basis-Szenario ein Teil der Mehrkosten von FNB/UGS nach VNB.

#### 4.3.3 Sensitivität 100% EE-PtG-Gase (Verkehr) in Gasinfrastruktur

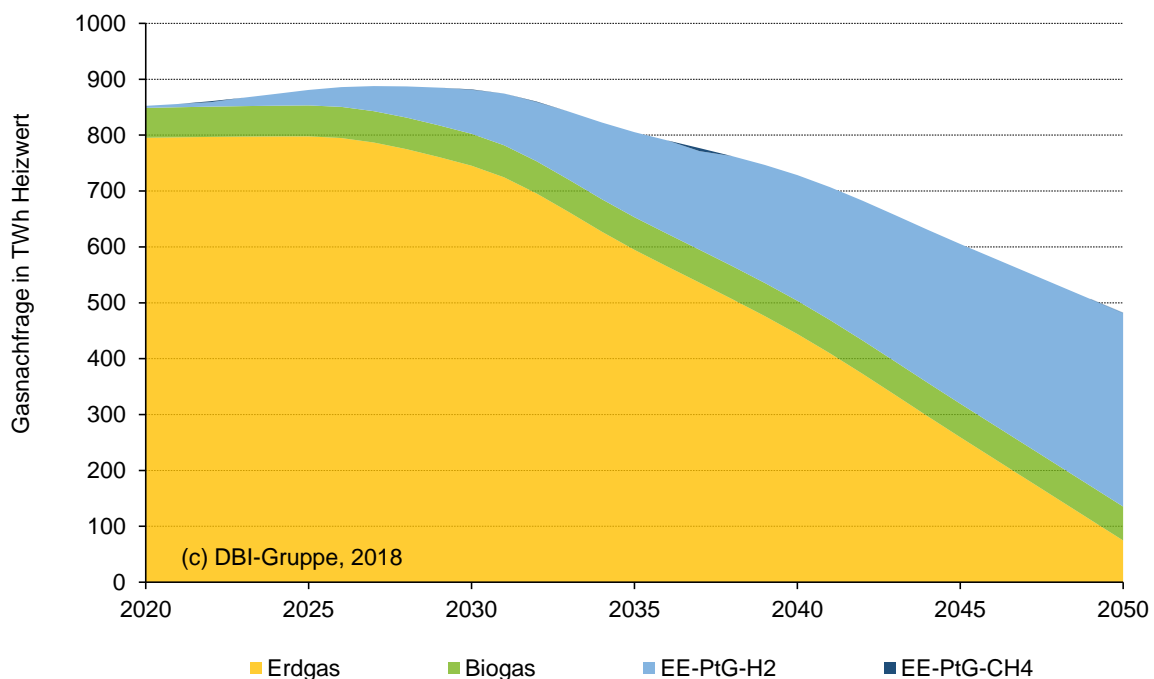
##### 4.3.3.1 Beschreibung

Im Unterschied zum Basis-Szenario werden in der **Sensitivität 100% EE-PtG-Gase (Verkehr) in Gasinfrastruktur** 100% statt 10% der Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aus dem Verkehrssektor leitungsgebunden durch die Gasinfrastruktur verteilt (vgl. hierzu Abschnitt 3.4.3).

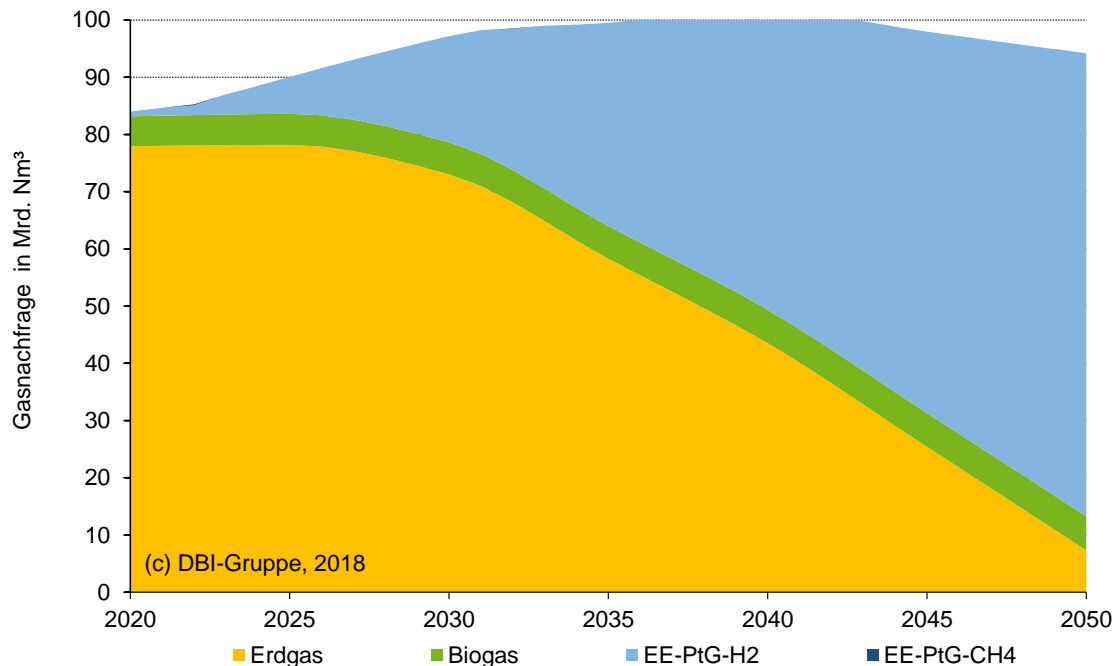
Alle weiteren technischen und ökonomischen Annahmen sowie Randbedingungen aus dem Basis-Szenario bleiben erhalten.

##### 4.3.3.2 Ergebnisse und Auswertung

Zur Ergebnisdarstellung in der vorliegenden Sensitivität des Basis-Szenarios werden ausgewählte Diagrammformen aus dem Basis-Szenario genutzt.



**Abbildung 4.19: Energetische Aufteilung EE-PtG-Gas-Nachfrage – Sensitivität 100% EE-PtG-Gase (Verkehr) in Gasinfrastruktur**

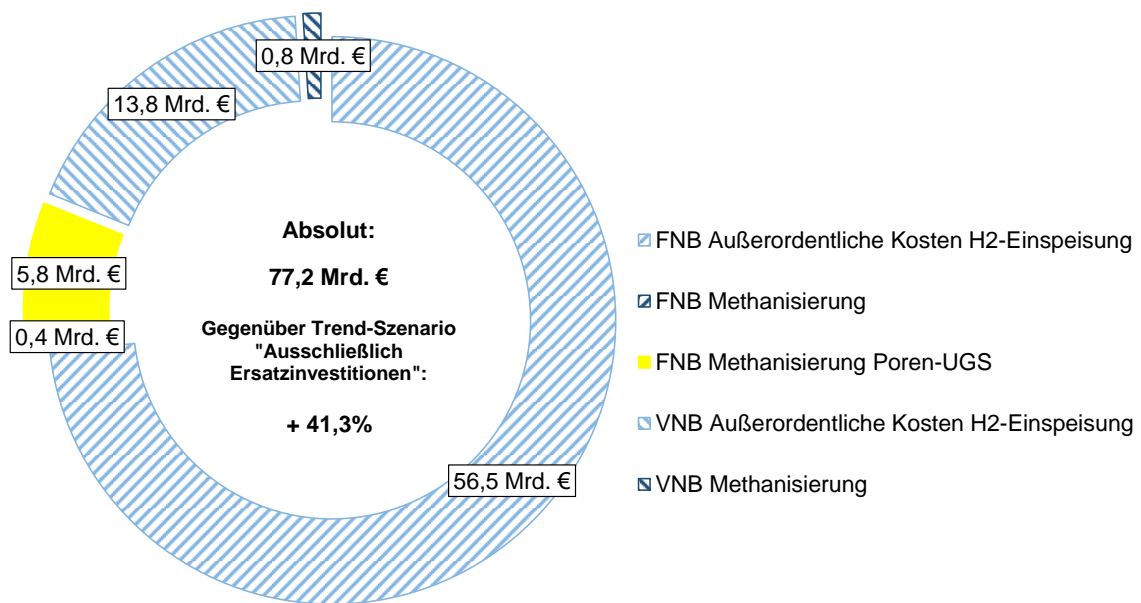


**Abbildung 4.20: Volumetrische Aufteilung EE-PtG-Gas-Nachfrage – Sensitivität 100% EE-PtG-Gase (Verkehr) in Gasinfrastruktur**

Auch bei Integration der gesamten prognostizierten Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aus dem Verkehrssektor ins Gassystem wird fast ausschließlich der Technologiepfad EE-PtG-H<sub>2</sub> genutzt (s. Abbildung 4.19). Wie in Abbildung 4.20 zu sehen, erhöht sich dadurch die volumetrisch transportierte Gasmenge mittelfristig von heute etwa 80 auf 100 Mrd. Nm<sup>3</sup> in 2035; langfristig kann das Niveau von 95 Mrd. Nm<sup>3</sup> in etwa gehalten werden. Hierdurch kann der Nachfrage-Rückgang der zu transportierenden etablierten CH-Gase (Erdgas, Biomethan) überkompensiert werden.

Analog zum Basis-Szenario wird die Kostenstruktur der erforderlichen Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher im Zeithorizont bis 2050 für die Sensitivität 100% EE-PtG-Gase (Verkehr) in Gasinfrastruktur im folgenden Ringdiagramm (Abbildung 4.21) dargestellt. Diese Größe bestimmt maßgeblich den kostenoptimalen Transformationspfad und die einzelnen Kostenkomponenten wurden in Abschnitt 4.2.1.2 vorgestellt. Über die Schraffierung wird angezeigt, ob die Kosten auf FNB/UGS- oder VNB-Ebene anfallen. Aus der Höhe der Kostenkomponenten, insbesondere EE-PtG-H<sub>2</sub> bzw. EE-PtG-CH<sub>4</sub>, kann auf die Nutzung der beiden Technologiepfade geschlossen werden.





(c) DBI-Gruppe, 2018

**Abbildung 4.21: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität 100% EE-PtG-Gase (Verkehr) in Gasinfrastruktur**

Die Integration der gesamten prognostizierten Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aus dem Verkehrssektor ins Gassystem führt zu weiter gestiegenen Mehrkosten von etwa 77 Mrd.€ gegenüber dem Basis-Szenario (45 Mrd. €, 10% EE-PtG-Gase (Verkehr)).

#### 4.3.4 Sensitivität gedeckelt 2 Vol.-% H<sub>2</sub>

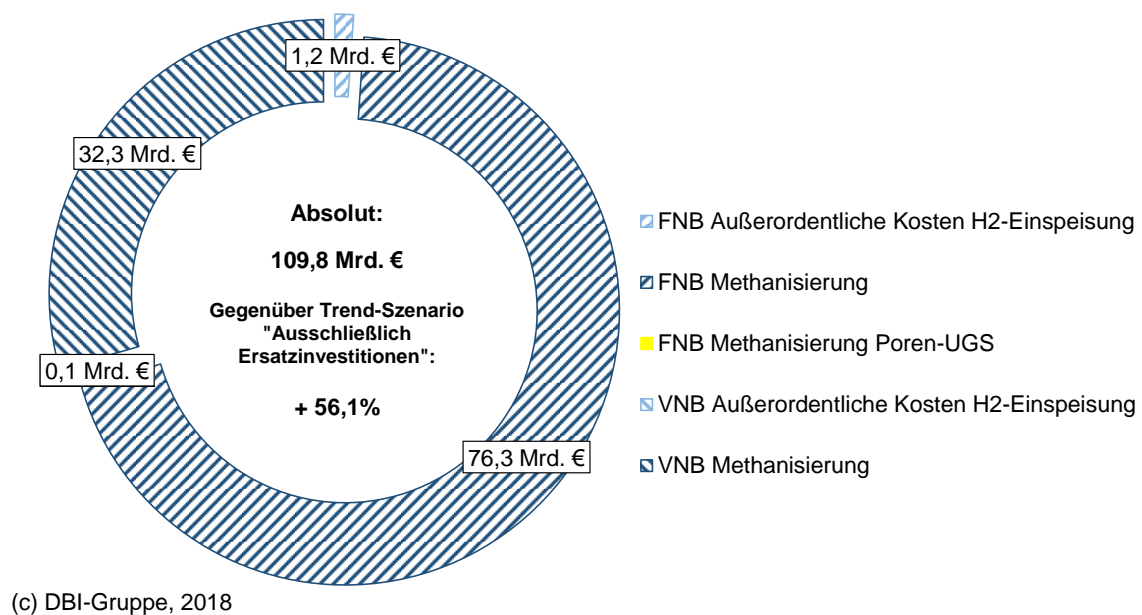
##### 4.3.4.1 Beschreibung

Im Unterschied zum Basis-Szenario wird in der **Sensitivität gedeckelt 2 Vol.-% H<sub>2</sub>** eine Begrenzung der Wasserstoffeinspeisung in die Gasinfrastruktur von 2 Vol.-% als Randbedingung vorgegeben. Dies entspricht im aktuellen Regelwerk dem ungünstigsten Fall, wenn sensitive Verbraucher wie etwa CNG-Tankstellen angeschlossen sind.

Alle weiteren technischen und ökonomischen Annahmen sowie Randbedingungen aus dem Basis-Szenario bleiben erhalten.

#### 4.3.4.2 Ergebnisse und Auswertung

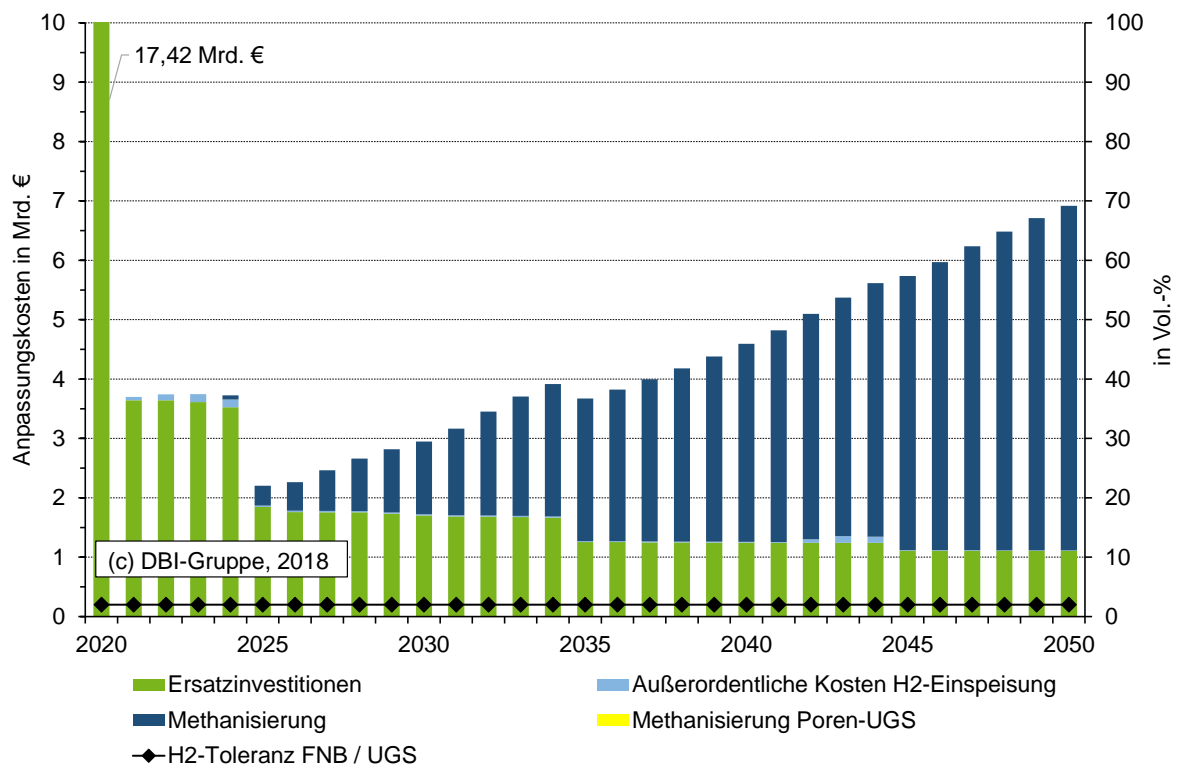
Analog zum Basis-Szenario wird die Kostenstruktur der erforderlichen Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher im Zeithorizont bis 2050 für die Sensitivität gedeckelt 2 Vol.-% H<sub>2</sub> im folgenden Ringdiagramm (Abbildung 4.22) dargestellt. Diese Größe bestimmt maßgeblich den kostenoptimalen Transformationspfad und die einzelnen Kostenkomponenten wurden in Abschnitt 4.2.1.2 vorgestellt. Über die Schraffierung wird angezeigt, ob die Kosten auf FNB/UGS- oder VNB-Ebene anfallen. Aus der Höhe der Kostenkomponenten, insbesondere EE-PtG-H<sub>2</sub> bzw. EE-PtG-CH<sub>4</sub>, kann auf die Nutzung der beiden Technologiepfade geschlossen werden.



**Abbildung 4.22: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität gedeckelt 2 Vol.-% H<sub>2</sub>**

Die Begrenzung der Wasserstoffeinspeisung auf 2 Vol.-% H<sub>2</sub> zieht einen nahezu ausschließlichen Einsatz von PtG-CH<sub>4</sub> nach sich. Die gedeckelte Variante des Basis-Szenarios erfordert mehr als doppelt so hohe Mehrkosten (109,8 statt 45,2 Mrd.€). In der Folge reduziert der nahezu ausschließliche Einsatz von PtG-CH<sub>4</sub> reduziert die volumetrisch transportierte Gasmenge merklich.

Abbildung 4.23 stellt den für das Basis-Szenario ermittelten kostenoptimalen Transformationspfad der Gasnetze und Gasspeicher technoökonomisch im Zeithorizont bis 2050 für die Netzebene der Transportnetze mit angeschlossenen Untergrundgasspeichern (FNB/UGS) dar. Auf der linken vertikalen Achse werden die erforderlichen Kosten in Mrd.€ jeweils als gestapelte Säulen abgetragen. Die einzelnen Kostengrößen wurden in Abschnitt 4.2.1.2 beschrieben. Auf der rechten vertikalen Achse wird die jeweils zugehörige technische Wasserstofftoleranz in Vol.-% H<sub>2</sub> der Netzebene dargestellt.



**Abbildung 4.23: Anpassungspfad FNB/UGS – Sensitivität gedeckelt 2 Vol.-% H<sub>2</sub>**

Auch hier wird ersichtlich, dass eine Deckelung auf 2 Vol.-% H<sub>2</sub> erwartungsgemäß zu verstärktem Einsatz des Technologiepfades EE-PtG-CH<sub>4</sub> (Methanisierung) führt.

Zur Einspeisung des 30%-Anteils an PtG-Gasen wird auf VNB-Ebene bei Deckelung auf 2 Vol.-% H<sub>2</sub> ebenso der Einsatz des Technologiepfades EE-PtG-CH<sub>4</sub> (Methanisierung) notwendig. Die Einspeisung der 2 Vol.-% H<sub>2</sub> ist im Modell bereits auf FNB-Ebene ausgeschöpft.

Die erforderliche installierte Elektrolyse-Leistung erhöht sich im gedeckelten Szenario durch die nahezu ausschließliche Nutzung des Technologiepfades EE-PtG-CH<sub>4</sub> (Methanisierung) von ca. 68 auf 81 GW (2050).

Die Speicherkapazitäten in den Untergrundgasspeichern bleiben durch den dominierenden Anteil von EE-PtG-CH<sub>4</sub> (Methanisierung) nahezu konstant bei etwa 220 TWh, da die Gaszusammensetzung in etwa konstant bleibt (kein steigender H<sub>2</sub>-Anteil mit geringerer Energiedichte).

#### 4.3.5 Sensitivität gedeckelt 5 (FNB) bzw. 10 (VNB) Vol.-% H<sub>2</sub>

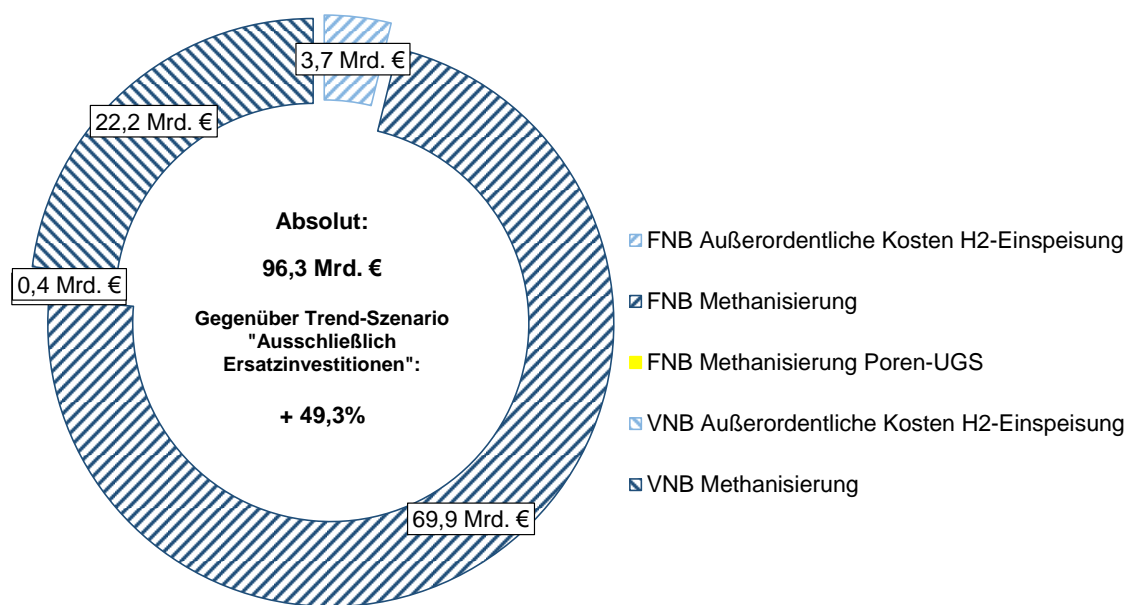
##### 4.3.5.1 Beschreibung

Analog zur Sensitivität gedeckelt 2 Vol.-% H<sub>2</sub> wird in der **Sensitivität gedeckelt 5 (FNB) bzw. 10 (VNB) Vol.-% H<sub>2</sub>** eine Begrenzung der Wasserstoffeinspeisung vorgenommen. In diesem Fall wird zwischen Transportnetz (max. 5 Vol.-% H<sub>2</sub>) und Verteilnetz (max. 10 Vol.-% H<sub>2</sub>) differenziert. Dies entspricht in weiten Teilen der Realität des derzeitigen Regelwerks.

Alle weiteren technischen und ökonomischen Annahmen sowie Randbedingungen aus dem Basis-Szenario bleiben erhalten.

##### 4.3.5.2 Ergebnisse und Auswertung

Analog zum Basis-Szenario wird die Kostenstruktur der erforderlichen Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher im Zeithorizont bis 2050 für die Sensitivität gedeckelt 5 (FNB) bzw. 10 (VNB) Vol.-% H<sub>2</sub> im folgenden Ringdiagramm (Abbildung 4.24) dargestellt. Diese Größe bestimmt maßgeblich den kostenoptimalen Transformationspfad und die einzelnen Kostenkomponenten wurden in Abschnitt 4.2.1.2 vorgestellt. Über die Schraffierung wird angezeigt, ob die Kosten auf FNB/UGS- oder VNB-Ebene anfallen. Aus der Höhe der Kostenkomponenten, insbesondere EE-PtG-H<sub>2</sub> bzw. EE-PtG-CH<sub>4</sub>, kann auf die Nutzung der beiden Technologiepfade geschlossen werden.



(c) DBI-Gruppe, 2018

**Abbildung 4.24: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität gedeckelt 5 (FNB) bzw. 10 (VNB) Vol.-% H<sub>2</sub>**

Die Ergebnisse in der Sensitivität gedeckelt 5 (FNB) bzw. 10 (VNB) Vol.-% H<sub>2</sub> stellen sich qualitativ ähnlich denen in der Sensitivität gedeckelt 2 Vol.-% H<sub>2</sub> dar. Zur Integration der EE-PtG-Gase wird nahezu ausschließlich der Technologiepfad Methanisierung genutzt.

Insgesamt verringern sich die erforderlichen Mehrkosten durch die Aufweitung der Begrenzung gegenüber für die Wasserstoffeinspeisung in der Größenordnung von 110 auf 96 Mrd.€. Es bleibt jedoch weiterhin eine merkliche Steigerung der erforderlichen Mehrkosten gegenüber dem Basis-Szenario (ca. 45 Mrd.€).

#### 4.3.6 Sensitivität Optimistische Lernkurve PtG-CH<sub>4</sub>

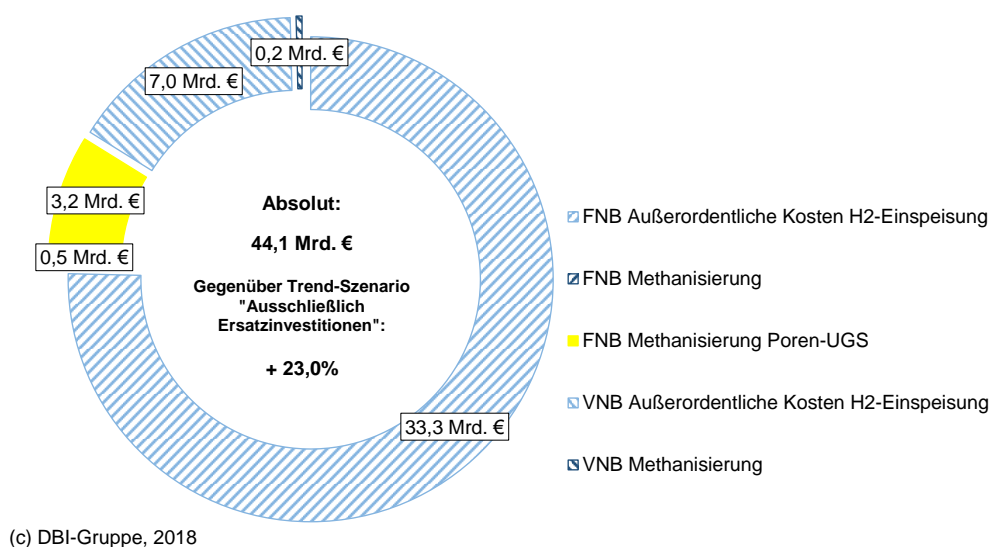
##### 4.3.6.1 Beschreibung

Im Unterschied zum Basis-Szenario wird in der **Sensitivität Optimistische Lernkurve PtG-CH<sub>4</sub>** eine optimistischere Lernkurve der Technologieentwicklung für die katalytische Methanisierung zugrunde gelegt. Dies schlägt sich insbesondere in der erwarteten Kostendegression für die Anschaffungsinvestitionen nieder. Diese ist im Anhang unter A3.2 zu finden und wird dem Berechnungsmodell als veränderter Inputparameter übergeben.

Alle weiteren technischen und ökonomischen Annahmen sowie Randbedingungen aus dem Basis-Szenario bleiben erhalten.

##### 4.3.6.2 Ergebnisse und Auswertung

Analog zum Basis-Szenario wird die Kostenstruktur der erforderlichen Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher im Zeithorizont bis 2050 für die Sensitivität Optimistische Lernkurve PtG-CH<sub>4</sub> im folgenden Ringdiagramm (Abbildung 4.25) dargestellt. Diese Größe bestimmt maßgeblich den kostenoptimalen Transformationspfad und die einzelnen Kostenkomponenten wurden in Abschnitt 4.2.1.2 vorgestellt. Über die Schraffierung wird angezeigt, ob die Kosten auf FNB/UGS- oder VNB-Ebene anfallen. Aus der Höhe der Kostenkomponenten, insbesondere EE-PtG-H<sub>2</sub> bzw. EE-PtG-CH<sub>4</sub>, kann auf die Nutzung der beiden Technologiepfade geschlossen werden.



**Abbildung 4.25: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität Optimistische Lernkurve PtG-CH<sub>4</sub>**

Selbst bei optimistischer Technologieentwicklung der Methanisierung erfolgt die Integration der EE-PtG-Gase ähnlich wie im Basis-Szenario nahezu ausschließlich als EE-PtG-H<sub>2</sub>. Somit bleibt die Anpassung der Gasnetze und Gasspeicher für höhere Wasserstoff-Konzentrationen die kostengünstigere Alternative. Auch bei einer optimistischen Kostendegression des Technologiepfads Methanisierung sind mit Mehrkosten von etwa 44 Mrd.€ gegenüber dem Basis-Szenario (45 Mrd.€) keine wesentlichen Einsparungen zu erwarten.

#### 4.3.7 Sensitivität Startjahr 2025

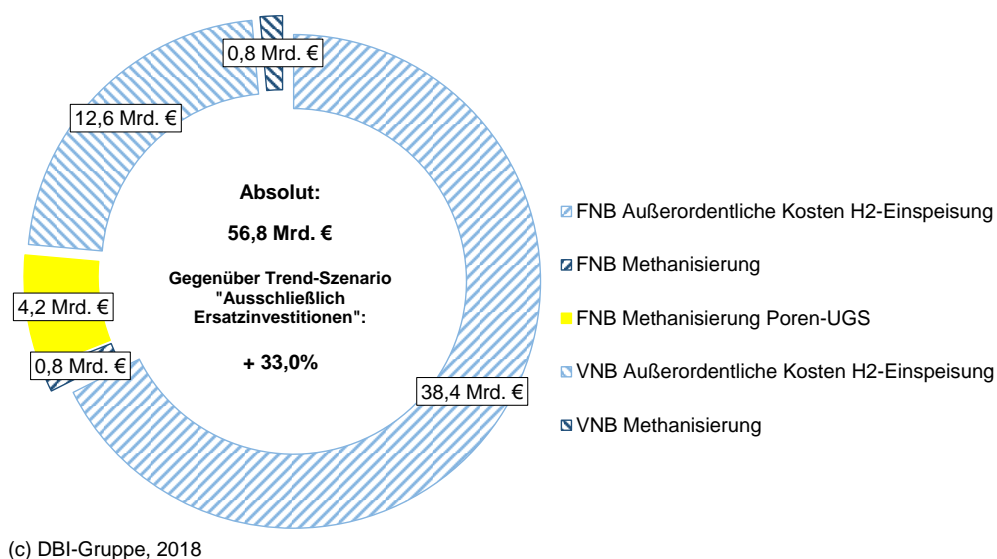
##### 4.3.7.1 Beschreibung

Gegenüber dem Basis-Szenario wird in der **Sensitivität Startjahr 2025** ausschließlich das Startjahr der Transformation von 2020 auf 2025 geändert. Das Zieljahr bleibt mit 2050 identisch. Somit reduziert sich die zur Verfügung stehende Dauer der Transformation von 31 auf 26 Jahre.

Alle weiteren technischen und ökonomischen Annahmen sowie Randbedingungen aus dem Basis-Szenario bleiben erhalten.

##### 4.3.7.2 Ergebnisse und Auswertung

Analog zum Basis-Szenario wird die Kostenstruktur der erforderlichen Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher im Zeithorizont bis 2050 für die Sensitivität Startjahr 2025 im folgenden Ringdiagramm (Abbildung 4.26) dargestellt. Diese Größe bestimmt maßgeblich den kostenoptimalen Transformationspfad und die einzelnen Kostenkomponenten wurden in Abschnitt 4.2.1.2 vorgestellt. Über die Schraffierung wird angezeigt, ob die Kosten auf FNB/UGS- oder VNB-Ebene anfallen. Aus der Höhe der Kostenkomponenten, insbesondere EE-PtG-H<sub>2</sub> bzw. EE-PtG-CH<sub>4</sub>, kann auf die Nutzung der beiden Technologiepfade geschlossen werden.



**Abbildung 4.26: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität Startjahr 2025**

Wird die Transformation erst 2025 begonnen, steigen die erforderlichen Mehrinvestitionen bis 2050 etwa um weitere 12 Mrd. € von ca. 45 auf 57 Mrd.€. Ähnlich wie im Basis-Szenario werden die EE-PtG-Gase kostenoptimal vornehmlich als Wasserstoff in die Gasinfrastruktur eingespeist. Der Technologiepfad Methanisierung spielt nur eine untergeordnete Rolle.

#### 4.3.8 Sensitivität beschleunigt -95% THG 2040

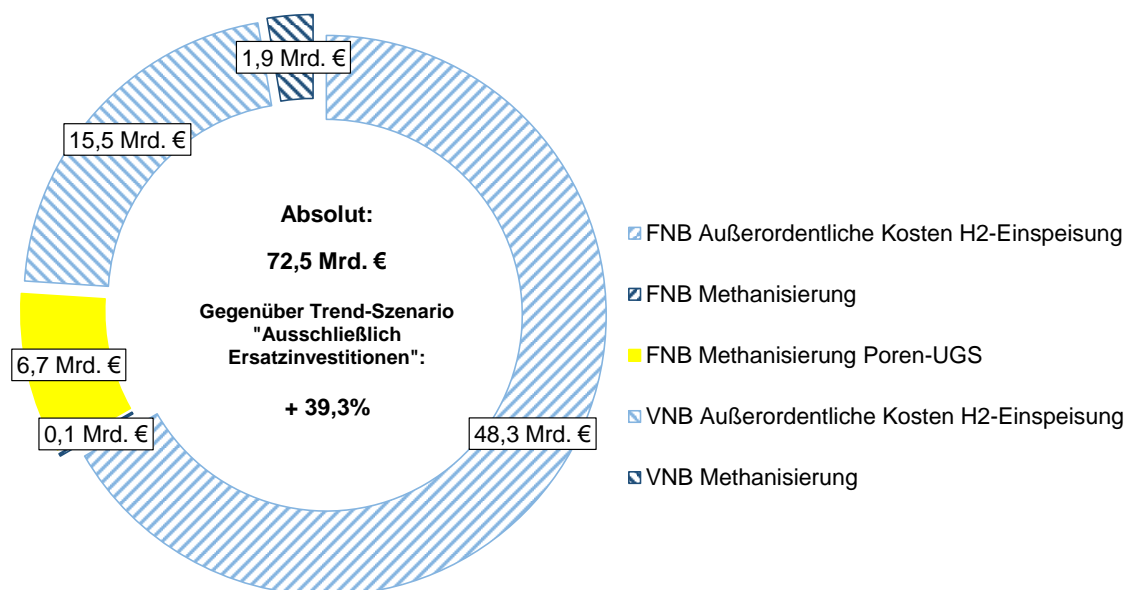
##### 4.3.8.1 Beschreibung

Im Unterschied zum Basis-Szenario wird in der **Sensitivität beschleunigt -95% THG 2040** davon ausgegangen, dass die 95%-Treibhausgasminderung bereits im Jahr 2040 erreicht sein muss. Somit wird die Zeitachse der Entwicklung der Gasnachfrage und damit die der Transformation gestaucht.

Alle weiteren technischen und ökonomischen Annahmen sowie Randbedingungen aus dem Basis-Szenario bleiben erhalten.

##### 4.3.8.2 Ergebnisse und Auswertung

Analog zum Basis-Szenario wird die Kostenstruktur der erforderlichen Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher im Zeithorizont bis 2050 für die Sensitivität beschleunigt -95% THG 2040 im folgenden Ringdiagramm (Abbildung 4.27) dargestellt. Diese Größe bestimmt maßgeblich den kostenoptimalen Transformationspfad und die einzelnen Kostenkomponenten wurden in Abschnitt 4.2.1.2 vorgestellt. Über die Schraffierung wird angezeigt, ob die Kosten auf FNB/UGS- oder VNB-Ebene anfallen. Aus der Höhe der Kostenkomponenten, insbesondere EE-PtG-H<sub>2</sub> bzw. EE-PtG-CH<sub>4</sub>, kann auf die Nutzung der beiden Technologiepfade geschlossen werden.



(c) DBI-Gruppe, 2018

**Abbildung 4.27: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität beschleunigt -95% THG 2040**



Die Stauchung der Zeitachse der Transformation führt zu gesteigerten erforderlichen Mehrkosten gegenüber dem Basis-Szenario (ca. 72,5 Mrd.€ gegenüber 45 Mrd.€). Auch in dieser Sensitivität erfolgt die Integration der benötigten EE-PtG-Gase im kostenoptimalen Pfad nahezu ausschließlich als Wasserstoff.

#### 4.3.9 Sensitivität verzögert - 80% THG 2050

##### 4.3.9.1 Beschreibung

Im Unterschied zum Basis-Szenario wird in der **Sensitivität verzögert - 80% THG 2050** davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 nur eine 80%-Treibhausgasminderung erfolgt. Insofern wird die Zeitachse der Entwicklung der Gasnachfrage und damit die der Transformation gestreckt.

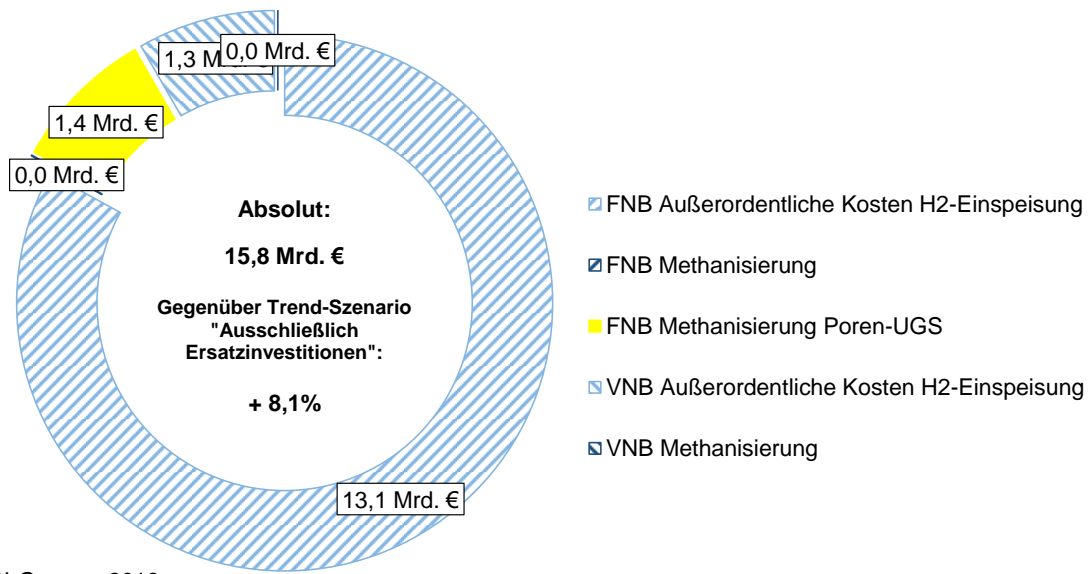
Alle weiteren technischen und ökonomischen Annahmen sowie Randbedingungen aus dem Basis-Szenario bleiben erhalten.

Es ist anzumerken, dass diese Sensitivität eine Nicht-Einhaltung der Klimaziele im Sinne des Paris-Abkommens bedeuten würde (s. hierzu auch Abschnitt 3.2).

##### 4.3.9.2 Ergebnisse und Auswertung

Analog zum Basis-Szenario wird die Kostenstruktur der erforderlichen Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher im Zeithorizont bis 2050 für die Sensitivität verzögert - 80% THG 2050 im folgenden Ringdiagramm (Abbildung 4.28) dargestellt. Diese Größe bestimmt maßgeblich den kostenoptimalen Transformationspfad und die einzelnen Kostenkomponenten wurden in Abschnitt 4.2.1.2 vorgestellt. Über die Schraffierung wird angezeigt, ob die Kosten auf FNB/UGS- oder VNB-Ebene anfallen. Aus der Höhe der Kostenkomponenten, insbesondere EE-PtG-H<sub>2</sub> bzw. EE-PtG-CH<sub>4</sub>, kann auf die Nutzung der beiden Technologiepfade geschlossen werden.





(c) DBI-Gruppe, 2018

**Abbildung 4.28: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität verzögert - 80% THG 2050**

Die Streckung der Zeitachse der Transformation führt zu erheblich reduzierten erforderlichen Mehrkosten gegenüber dem Basis-Szenario (ca. 16 Mrd.€ gegenüber 45 Mrd.€). In dieser Sensitivität erfolgt die Integration der benötigten EE-PtG-Gase im kostenoptimalen Pfad ausschließlich als Wasserstoff.

#### 4.3.10 Trend-Szenario „Ausschließlich Ersatzinvestitionen“

##### 4.3.10.1 Beschreibung

Zur Einordnung des Basis-Szenarios und der abgeleiteten Sensitivitäten wird darüber hinaus ein Trend-Szenario definiert. Dieses soll die Entwicklung der Gasnetze und Gasspeicher für höhere Wasserstofftoleranzen im regulären Betrieb und losgelöst von Klimazielen betrachten.

Fragestellung  
Trend-Szenario

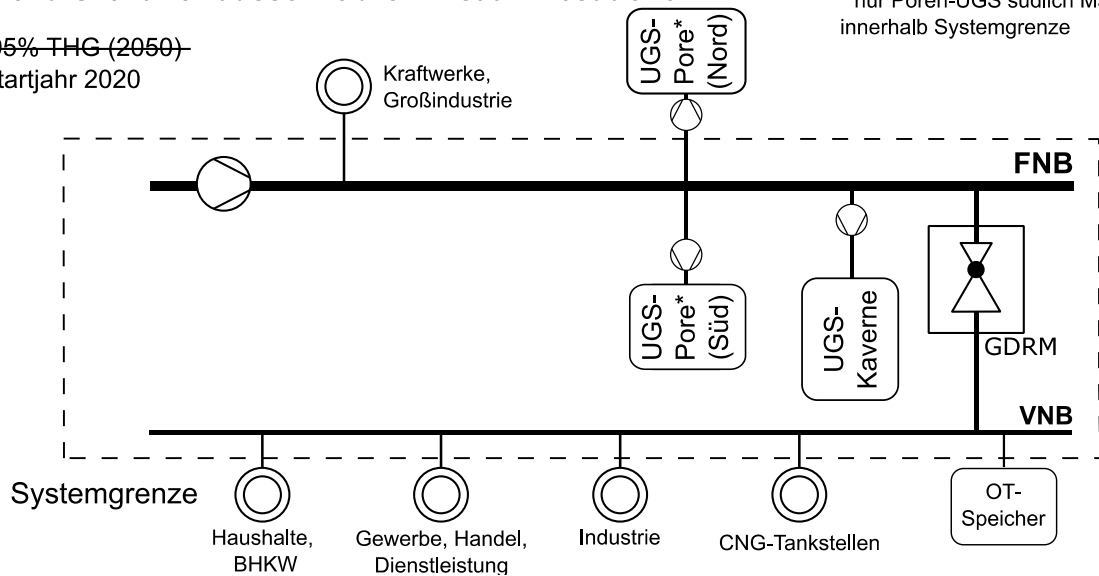
Welcher Anpassungspfad für höhere Wasserstofftoleranzen ist für Gasnetze und Gasspeicher bis 2050 erreichbar, wenn ausschließlich Ersatzinvestitionen genutzt werden und Klimaziele nicht berücksichtigt werden?

Nachfolgend wird das **Trend-Szenario** im Systembild und textlich im Vergleich zum Basis-Szenario dargestellt.

### Trend-Szenario "ausschließlich Ersatzinvestitionen"

-95% THG (2050)  
Startjahr 2020

\* nur Poren-UGS südlich Main-Lini  
innerhalb Systemgrenze



**Abbildung 4.29: Systembild Gasinfrastruktur – Trend-Szenario**

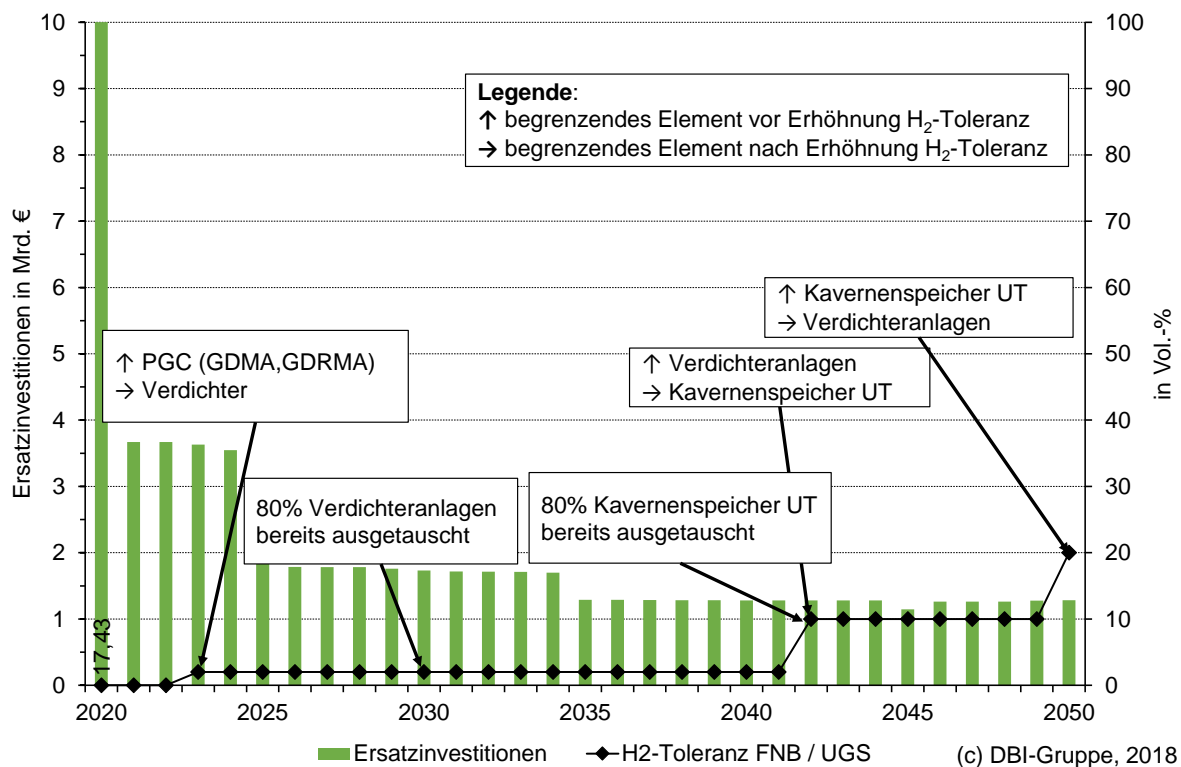
Wie im Systembild zu sehen, deckt sich das Modell der Gasinfrastruktur in seinem Umfang an Netzebenen und Komponenten mit dem des Basis-Szenarios.

Es wird die Erneuerung der Komponenten in der Erdgasinfrastruktur im regulären Betrieb durch Ersatz nach Ende der regulatorischen Abschreibungsdauer über Ersatzinvestitionen abgebildet. Es fallen somit keine Mehrkosten im Sinne des Basis-Szenarios an. Bei stattfindenden Ersatzinvestitionen wird wasserstofftoleranteste Variante zu Erdgas-äquivalenten Kosten installiert. Die Klimaziele bzw. die zugehörige Entwicklung der Gasnachfrage findet keine Berücksichtigung. Auch in diesem Fall wird keine räumlich-regionale Auflösung der Gasinfrastruktur innerhalb Deutschlands über die beiden vorgestellten Netzebenen FNB/UGS und VNB vorgenommen.

#### 4.3.10.2 Ergebnisse und Auswertung

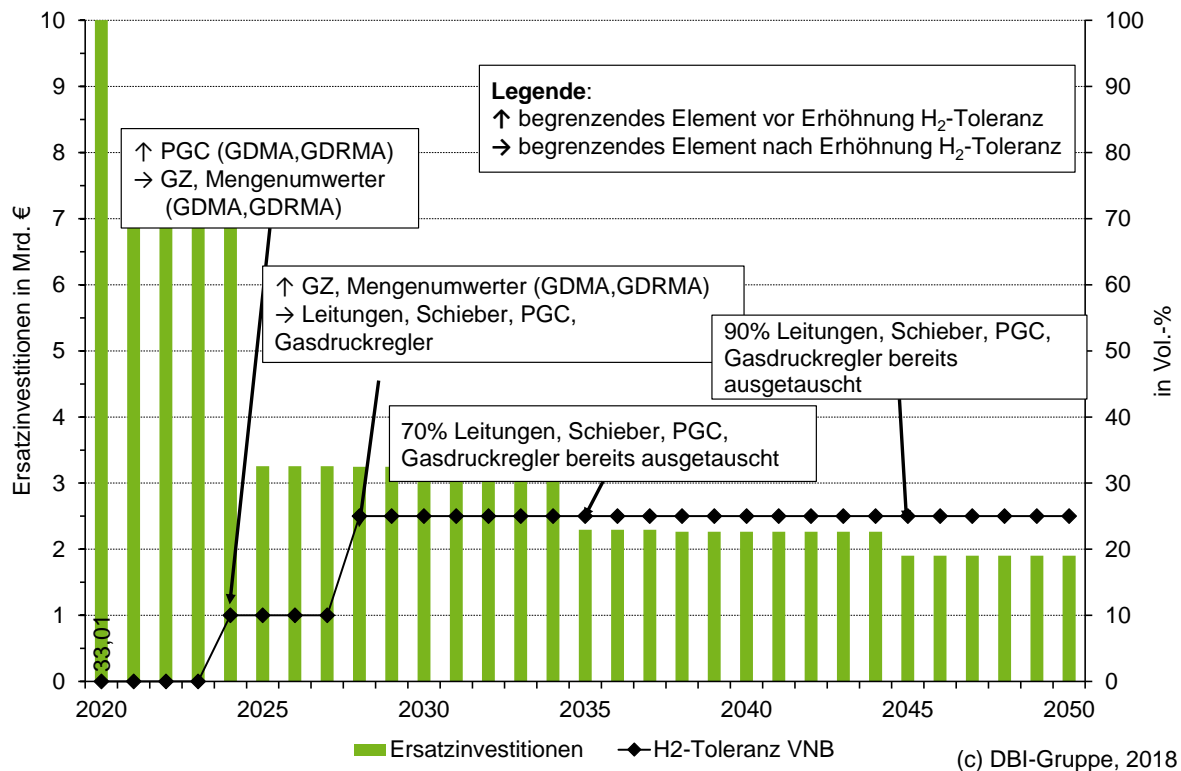
Analog zum Basis-Szenario stellen die folgenden beiden Diagramme die für das Trend-Szenario ermittelten Anpassungspfade der Gasnetze und Gasspeicher technoökonomisch im Zeithorizont bis 2050 dar. Abbildung 4.30 zeigt die Netzebene der Transportnetze mit angeschlossenen Untergrundgasspeichern (FNB/UGS) und Abbildung 4.31 die der Verteilnetze (VNB). Auf der linken vertikalen Achse werden die Ersatzinvestitionen in Mrd.€ jeweils als Säulen abgetragen. Die einzelnen Kostengrößen wurden in Abschnitt 4.2.1.2 beschrieben. Auf der rechten vertikalen Achse wird die jeweils zugehörige technische Wasserstofftoleranz in Vol.-% H<sub>2</sub> der Netzebene dargestellt.

Darüber hinaus werden die im Modell vor 2020 regulatorisch abgeschriebene, noch in Betrieb befindliche Assets im Startjahr 2020 ausgetauscht.



**Abbildung 4.30: Anpassungspfad FNB/UGS – Trend-Szenario**

Im Startjahr 2020 liegt die Wasserstofftoleranz der Netzebene FNB/UGS bei 0 Vol.-% begrenzt durch Prozessgaschromatographen (PGC). Ab 2023 sind alle PGCs ersetzt, wodurch die Wasserstofftoleranz durch Gasturbinen in Verdichterstationen sowie in Obertageanlagen der UGS auf 2 Vol.-% begrenzt wird. Die letzten Assets aus dieser Gruppe werden erst 2041 ersetzt, 80% waren allerdings bereits 2030 ausgetauscht. Ab 2042 wirkt die Untertageanlagen der Kavernen-Untergrundgasspeicher mit 10 Vol.-% als begrenzende Komponente. Dies ändert sich im Modell erst im Jahr 2050.



**Abbildung 4.31: Anpassungspfad VNB – Trend-Szenario**

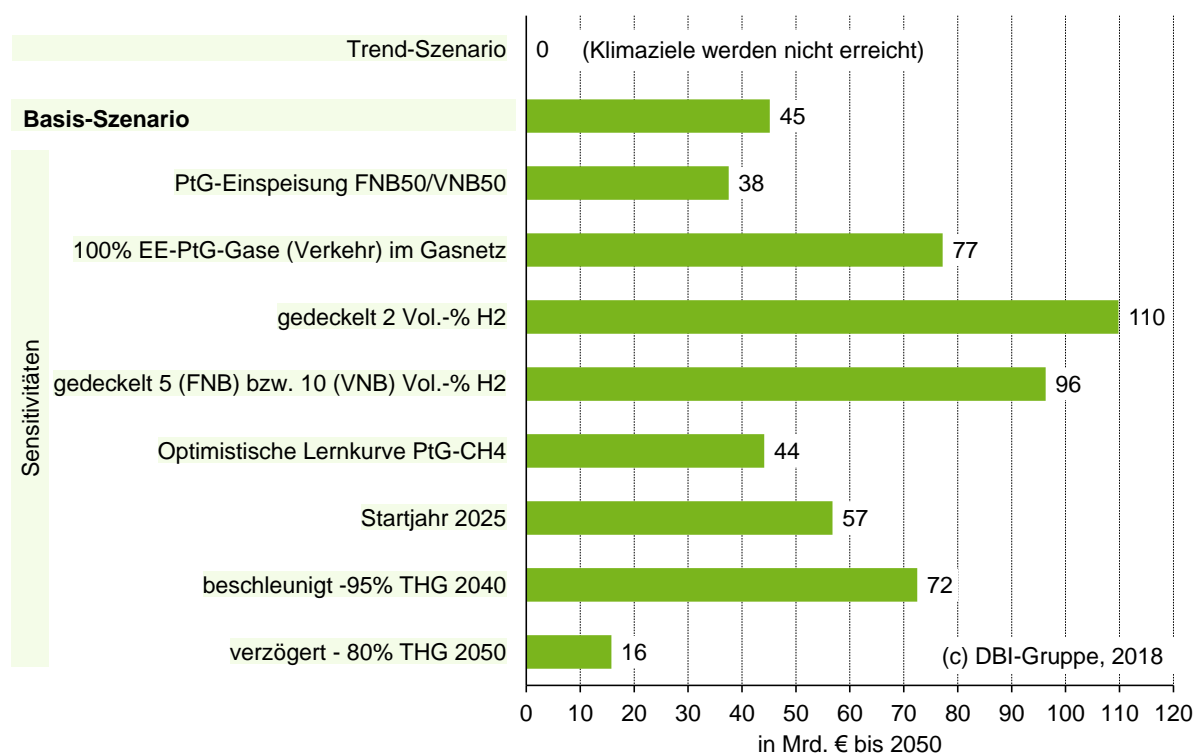
Auch auf VNB-Ebene wird die Wasserstofftoleranz im Startjahr durch Prozessgaschromatographen (PGC) auf 0 Vol.-% H<sub>2</sub> limitiert. Diese Begrenzung wird 2024 abgelöst durch Gaszähler mit 10 Vol.-% H<sub>2</sub> bzw. Mengenumwerter. Ab 2028 sind diese ersetzt und nunmehr liegt die Grenze bei 25 Vol.-% H<sub>2</sub> aufgrund von Stahlleitungen >16 bar, Hochdruckschieber sowie PGCs der zweiten Ausbaustufe. Die Stahlleitungen bleiben aufgrund ihrer hohen regulatorischen Abschreibungsdauer die begrenzenden Komponenten bis einschließlich 2050. Es ist jedoch anzumerken, dass bereits 2035 70% der Leitungen und 2045 90% der Leitungen ersetzt wurden und somit in Teilnetzen deutlich höhere Wassertoleranzen netzseitig technisch möglich wären.

Für beide Netzebenen ist darauf hinzuweisen, dass es sich um eine reine Modellbetrachtung ohne regionale Auflösung handelt: Das bedeutet, weite Teile der Gasnetze und Gasspeicher weisen früher eine höhere Wasserstofftoleranz auf, wie in den Textfeldern jeweils angedeutet.

Die beiden gezeigten Anpassungspfade sind regulatorisch mit keinen Mehrkosten behaftet. Allerdings lassen sich über diesen Anpassungspfad die zur Treibhausgasneutralität erforderlichen EE-PtG-Gase nicht integrieren.

## 4.4 Zusammenfassung

Die Ergebnisse der einzelnen Szenarien werden in den beiden nachfolgenden Abbildungen im Balkendiagramm gegenübergestellt. Dabei zeigt Abbildung 4.32 die gesamten Mehrkosten<sup>21</sup> im Zeithorizont bis 2050, die zur Integration der EE-PtG-Gase erforderlich sind. In Abbildung 4.33 werden die Mehrkosten in ihren einzelnen Kostenkomponenten (vgl. 4.2.1.2) aufgeschlüsselt dargestellt. Darüber hinaus findet sich im Anhang unter A5.2 eine tabellarische Zusammenfassung.



**Abbildung 4.32: Transformationspfade Gasnetze und Gasspeicher – Mehrkosten in Mrd. €**

Es wird deutlich, dass sich über Ersatzinvestitionen allein (Trend-Szenario) im Zeithorizont bis 2050 keine Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher herstellen lässt. Dies liegt daran, dass die hierzu erforderliche Menge an EE-PtG-Gasen nicht ohne Mehrkosten in die Gasinfrastruktur integriert werden kann.

Im als realistisch angesehenen Basis-Szenario sind hierfür dagegen Mehrkosten in Höhe von 45 Mrd.€ bei 192 Mrd.€ Ersatzinvestitionen erforderlich.

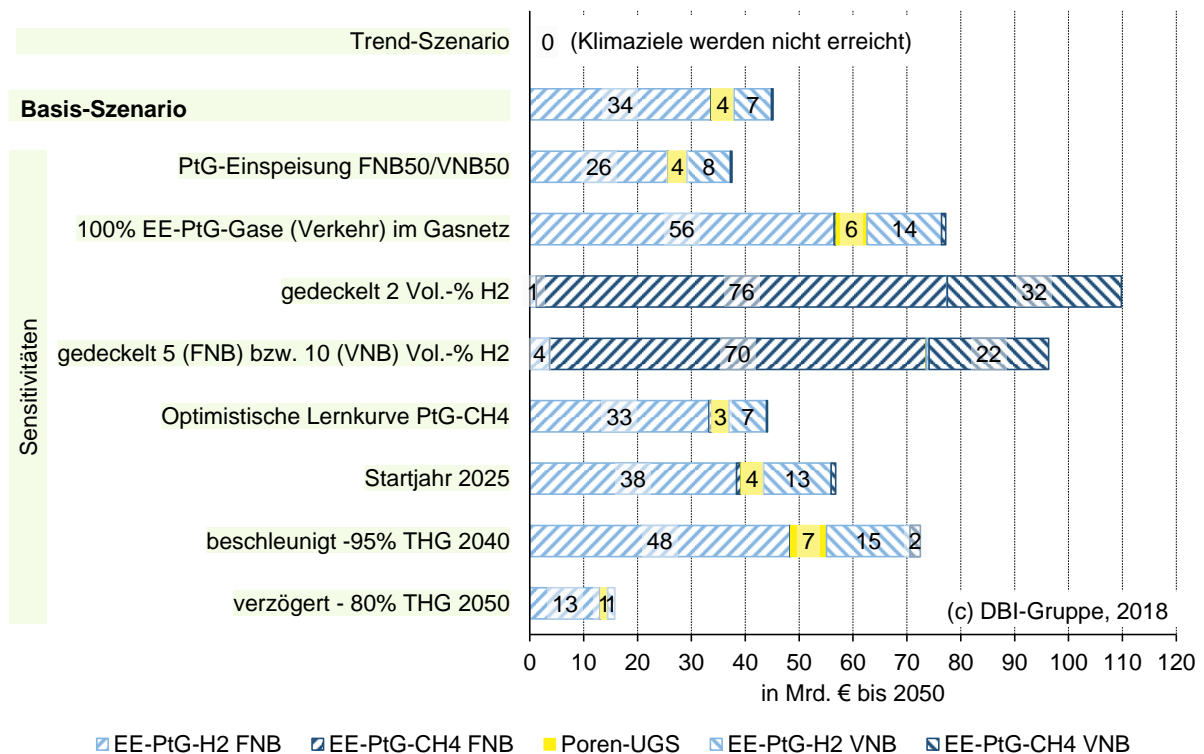
Die geringeren erforderlichen Mehrkosten in der Sensitivität PtG-Einspeisung FNB50/VNB50 legen nahe, dass je höher der Anteil an EE-PtG-Gasen, der auf FNB/UGS-Ebene eingespeist wird, desto höher sind die erforderlichen Mehrkosten im Bereich Gasinfrastruktur. Jedoch hat die Einspeisung in die FNB/UGS-Ebene Vorteile im Bereich der Gaserzeugung und –einspeisung (s. hierzu Anhang A4.1).

<sup>21</sup> Mehrkosten stellen diejenigen Kosten dar, die im Rahmen der Transformation der Gasinfrastruktur über die regulären Investitionen im Normalbetrieb nach Ende der regulatorischen Abschreibungsdauer (Ersatzinvestitionen) zur Integration der zur Treibhausgasneutralität erforderlichen EE-PtG-Gase hinaus im Zeitraum bis 2050 anfallen.

Weiterhin ist ersichtlich, dass eine Begrenzung der Wasserstoff-Einspeisung Mehrkosten von 110 bzw. 96 Mrd.€ zu deutlichen Steigerungen der Mehrkosten in der Gasinfrastruktur gegenüber dem Basis-Szenario führen.

In der Sensitivität 100% EE-PtG-Gase (Verkehr) zeigt sich, dass eine Erhöhung der zu integrierenden EE-PtG-Gasmenge zunächst zu absolut höheren Mehrkosten führt.

Der Einfluss der Zeitschiene wird in den Sensitivitäten Startjahr, beschleunigt und verzögert untersucht. Wird die Transformation erst 2025 begonnen, steigen die erforderlichen Mehrkosten bis 2050 etwa um weitere 12 Mrd. €.



**Abbildung 4.33: Transformationspfade Gasnetze und Gasspeicher – Mehrkosten in Mrd. €**

Im Basis-Szenario findet die für Gasnetze und Gasspeicher kostenoptimale Integration der EE-PtG-Gase vorwiegend als Wasserstoff statt. Die Wasserstoffbereitstellung und Kosten für etwaige Anpassungen im Bereich der Gasverwendung sind nicht berücksichtigt.

Der deutlich überwiegende Teil der erforderlichen Mehrkosten ist auf der Ebene der Transportnetze und Untergrundgasspeicher zu tätigen.

Selbst bei optimistischer Technologieentwicklung der Methanisierung bleibt die Anpassung der Gasinfrastruktur für höhere Wasserstoff-Konzentrationen die kostengünstigere Alternative.

Die Deckelung des Wasserstoff-Anteils führt zur starken Nutzung des Technologiepfades Methanisierung bei erheblichen Mehrkosten.




## 5 Kernaussagen und Handlungsempfehlungen

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse dieser Studie als Ausgangspunkte (vgl. Kapitel 2 und 3) und Kernaussagen (vgl. Kapitel 4) jeweils einschließlich zugehöriger Handlungsempfehlungen zusammengefasst.

### Ausgangspunkt 1: Klimaziele Paris-Abkommen

Das **2°C-Ziel des Pariser Klimaabkommens** erfordert bis 2050 eine Minderung der Treibhausgasemissionen (THG) von 95% gegenüber 1990.

**Gasförmige Energieträger** können auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen Energieversorgung aller Sektoren in Deutschland bis 2050 einen wichtigen Beitrag leisten. Gasförmige Energieträger umfassen sowohl **fossiles Erdgas** als auch **regenerative Gase**, die aus Biomasse oder über Power-to-Gas (PtG) mit erneuerbarem Strom erzeugt werden.

Handlungsempfehlung		<b>Allen energiewirtschaftlichen Akteuren</b> wird empfohlen, ihren bestmöglichen Beitrag für das 95%-THG-Minderungsziel anzustreben, um ihre gesellschaftliche Daseinsberechtigung bis 2050 und darüber hinaus zu erhalten.
		Für die <b>Gaswirtschaft</b> bedeutet dies, zeitnah und proaktiv eine umfassende Strategie für den Weg in eine treibhausgasneutrale Gasversorgung 2050 zu entwickeln.
		Der <b>Gesetzgeber</b> und die <b>Regulierungsbehörden</b> sollten diese Anstrengungen durch geeignete Maßnahmen unterstützen.

### Ausgangspunkt 2: Entwicklung Gasnachfrage

Das der Studie zugrunde liegende Szenario für die **Entwicklung des Gasbedarfs** geht von einer Reduktion der Gasmenge von 832 TWh in 2015 auf 482 TWh in 2050 mit einem zwischenzeitlichen Hoch von 882 TWh in 2030 aus.

Die Nachfrage nach **Erdgas** bleibt bis 2030 in etwa gleich. Dabei steigt die Nachfrage aus dem Stromsektor und kompensiert den leichten Rückgang aus dem Wärmesektor. In der Folgezeit geht die Nachfrage nach Erdgas insgesamt stark bis auf nahezu Null in 2050 zurück. Die verbleibende Gasnachfrage wird in 2050 somit nahezu ausschließlich aus regenerativen Gasen gedeckt.

Die **EE-PtG-Gas-Nachfrage** aus dem Verkehrssektor läuft in den 2020er bereits früh hoch und macht 2050 schließlich etwa 50% der nachgefragten EE-PtG-Gasmenge aus. Die Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aus klassischen Sektoren, wie Wärme und Strom, folgt der aus dem Verkehr zeitlich mit leichter Verzögerung und macht 2050 etwa je ein Viertel aus.

Die Nachfrage nach **Biogas** bleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2050 in etwa konstant auf dem heutigen Niveau.



### Ausgangspunkt 3: Studienfokus

Der **Fokus dieser Studie** liegt auf der Optimierung der Transformationskosten für eine Treibhausgasneutralität der **Gasnetze und Gasspeicher (Gasinfrastruktur)** durch die Integration einer prognostizierten Nachfrage nach EE-PtG-Gasen. Die getroffenen Abschätzungen liefern nur für Gasnetze und Gasspeicher ein aussagekräftiges Bild.

Für ein **vollständiges gesamtsystemisches Bild** ist die PtG-Bereitstellungs- sowie die Gasverbraucher-Seite in allen Sektoren einzubeziehen. Die Ergebnisse werden sich bei Berücksichtigung der angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger im Vergleich zur vorliegenden „Infrastruktur only“-Betrachtung unterscheiden und voraussichtlich höhere Anteile von EE-PtG-CH<sub>4</sub> als Optimum finden.

Handlungsempfehlung



Dem **Fördergeber** wird empfohlen, das für die Transformation zur Treibhausgasneutralität der Gasinfrastruktur vorliegende Bild in nachfolgenden Forschungsvorhaben auf sämtliche Gasverbraucher aus allen Sektoren sowie die Bereitstellung der EE-PtG-Gase zu erweitern.



Auf diese Weise kann eine umfangreiche, kostenoptimierte Strategie für den Weg in eine treibhausgasneutrale Gasversorgung 2050 in Form einer **Strategieroadmap zur Treibhausgasneutralität des Gassystems nach COP 21** abgeleitet werden.

### Kernaussage 1: THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher

Die Integration der zur Treibhausgasneutralität der Sektoren Wärme und Strom erforderlichen Mengen der EE-PtG-Gase kann in die **Gasnetze und Gasspeicher** innerhalb der Technologiepfade Beimischung von Wasserstoff (EE-PtG-H<sub>2</sub>) bzw. Beimischung von (EE-PtG-CH<sub>4</sub>) erfolgen.

Damit können Gasnetze und Gasspeicher das Erreichen einer treibhausgasneutralen Energieversorgung in allen mit Gas versorgten Sektoren unterstützen.

Handlungsempfehlung



**Allen politischen und energiewirtschaftlichen Akteuren** wird empfohlen, den Wert der gut ausgebauten und gesellschaftlich akzeptierten Gasinfrastruktur auf dem Weg in eine treibhausgasneutrale Energieversorgung in Deutschland im Jahr 2050 zu berücksichtigen und diese bestmöglich einzusetzen



Strom-, Wärme- und Gasnetze sollten im System gedacht und ein Infrastrukturgesamtoptimum angestrebt werden. Hierzu sollte auch eine gemeinsame Infrastrukturplanung der Strom- und Gasnetze erwogen werden.



Insgesamt sollte der Grundsatz gelten: „system efficiency first“ statt Effizienz von Einzeltechnologien.

### Kernaussage 2: Mehrkosten



Allein über Ersatzinvestitionen nach Abschreibungsende lässt sich eine Treibhausgasneutralität der Gasinfrastruktur bis 2050 nicht erreichen.

In einem als realistisch angenommenen Basis-Szenario sind für eine kostenoptimale Transformation hin zur Treibhausgasneutralität der Gasinfrastruktur bis 2050 etwa **45 Mrd. € an Mehrkosten** erforderlich. Das entspricht einer **Steigerung um 24%** gegenüber den Ersatzinvestitionen nach Abschreibungsende.

Handlungsempfehlung



Der Wert der Treibhausgasneutralität muss zukünftig gewürdigt werden, um eine Transformation der Gasinfrastruktur zu ermöglichen. **Gesetzgeber** und **Regulierungsbehörden** sind aufgerufen, dies im regulatorischen Rahmen vorzusehen.

### Kernaussage 3: PtG-Technologiepfade

Für **Gasnetze und Gasspeicher (ohne Berücksichtigung der Gasverwendung und Erzeugung von EE-PtG-H<sub>2</sub>)** gelingt die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität kostenoptimal vorwiegend über die Beimischung von Wasserstoff.

Der Technologiepfad Beimischung von EE-PtG-Methan ist bei der Begrenzung der H<sub>2</sub>-Zumischung von hoher Bedeutung, wie aktuell aus technischen Gründen im Regelwerk vorgesehen.

Handlungsempfehlung



Die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern für Gasnetze und Gasspeicher erfordern mit Blick auf 2050 besonderes vorausschauendes Handeln bei Investitionsentscheidungen.



Allen **Betreibern von Gasinfrastruktur** wird empfohlen **bei Ersatzinvestitionen** auf die jeweils modernste Alternative hinsichtlich der H<sub>2</sub>-Toleranz zu nahezu Erdgas-äquivalenten Preisen zurückzugreifen. Es sollte eine modulare Erweiterbarkeit für hohe H<sub>2</sub>-Konzentrationen vorgesehen werden. **Komponentenhersteller** sollten sich darauf einstellen.



Der **Gesetzgeber** und die **Regulierungsbehörden** sollten den Einsatz von zukunftsrobusten Ersatzinvestitionen durch regulatorische Anrechenbarkeit unterstützen.

#### Kernaussage 4: Netzebenen

**Fernleitungsnetze** und **Untergrundgasspeicher** sind komplexe und teure Assets. Je mehr EE-PtG-Gase auf dieser Ebene integriert werden, desto höher sind die erforderlichen Mehrkosten. Hier stellen insbesondere Verdichter-Stationen mit Gasturbinen-Antrieb die investitionsintensiven Einzelassets dar.

Die **Verteilnetze** lassen sich vergleichsweise rasch und mit geringen Mehrkosten für höhere H<sub>2</sub>-Anteile anpassen.

##### Handlungsempfehlung



**Fernleitungsnetzbetreibern** wird empfohlen, die sich durch EE-PtG-Gase ergebenden Anforderungen bei der Entwicklung der Netzentwicklungspläne Gas stärker zu berücksichtigen. Dies gilt neben Leitungskapazitäten insbesondere für Verdichter-Stationen hinsichtlich hohen und schwankenden H<sub>2</sub>-Konzentrationen. Hier sollten Antriebsart und modulare Erweiterbarkeit einbezogen werden.



**Verteilnetzbetreibern** wird empfohlen, ihre Netze im Rahmen der geplanten Erneuerung für höhere H<sub>2</sub>-Konzentrationen zu ertüchtigen.



Der **Gesetzgeber** und die **Regulierungsbehörden** sollten den Einsatz von zukunftsrobusten Ersatzinvestitionen durch regulatorische Anrechenbarkeit unterstützen.

## Kernaussage 5: Begrenzung Wasserstoffeinspeisung

Eine Begrenzung der H<sub>2</sub>-Einspeisung in beiden Netzebenen auf 2 Vol.-% nach den geltenden technischen Regeln führt zu einer Steigerung der Mehrkosten auf 96 Mrd.€ um ca. 140% bis 2050, welche durch Technologiesprünge gesenkt werden können. Auch eine differenzierte Begrenzung auf 5 Vol.-% H<sub>2</sub> im Transportnetz und 10 Vol.-% H<sub>2</sub> im Verteilnetz erfordert erhebliche Mehrkosten (110 statt 45 Mrd. €).

Insofern führt eine mit dem geltenden Regelwerk für Gasbeschaffenheit kompatible Transformation der Gasinfrastruktur innerhalb der untersuchten Technologiepfade zu mehr als doppelt so hohen Mehrkosten. Kosten für Wasserstofferzeugung und Gasverwendung sind nicht berücksichtigt.

### Handlungsempfehlung



**Alle Betreiber von Gasinfrastruktur** sollten über die beschriebenen Technologiepfade hinaus die in der internationalen Diskussion befindlichen Strategien zur Reduktion von Treibhausgasemissionen im Gas-system untersuchen. Dies sollte auch eine Untersuchung der sukzessiven Umwidmung von Teilnetzen auf 100% Wasserstoff umfassen.



Der **Regelsetzer** sollte das jetzige Regelwerk, insbesondere die Arbeitsblätter G260 bzw. G262, im Hinblick auf eine Anpassung für eine Beimischung von höheren Konzentrationen an Wasserstoff sowie eine Erweiterung um reinen Wasserstoff zeitnah prüfen um ein „Regelvakuum“ zu vermeiden.



Parallel sollte ein zeitnaher Dialog mit allen **EE-PtG-Stakeholdern**, insbesondere Erzeugern und Verbrauchern, zur Entwicklung eines gemeinsamen Transformationspfades für EE-PtG initiiert werden.

## Kernaussage 6: Beginn Transformation

Die Höhe der erforderlichen Mehrkosten hängt empfindlich von **Start und Dauer** der **Transformation** der Gasinfrastruktur ab.

Ein um fünf Jahre verspäteter Beginn der Transformation führt zu einem Anstieg der ermittelten Mehrkosten um etwa 25%.

Soll die 95%-Treibhausgasneutralität der Gasinfrastruktur bereits 2040 erreicht werden, so steigen die erforderlichen Mehrkosten um etwa 60%. Wird hingegen nur eine 80%-Treibhausneutralität für 2050 avisiert, so reduzieren sich die Mehrkosten gegenüber dem Basis-Szenario um etwa 64% (von 45 auf 16 Mrd. €).

Handlungsempfehlung



**Betreibern von Gasinfrastruktur** wird dringend empfohlen, die Transformation zur Treibhausgasneutralität zeitnah, proaktiv und flächendeckend zu initiieren. In den kommenden Jahren bis 2030 sind hierzu wesentliche Grundsteine zu legen.



Der **Gesetzgeber** und die **Regulierungsbehörden** sollten dies durch Anreize unterstützen.

## Kernaussage 7: Verkehrssektor

Wird über die Sektoren Wärme und Strom hinaus die gesamte **Nachfrage** nach EE-PtG-Gasen **aus dem Verkehrssektor** durch das Gassystem transportiert, so erhöhen sich die Mehrkosten um ca. 70% (auf 77 Mrd. €) im Zeitraum bis 2050. Werden diese auf die EE-PtG-Gasnachfrage umgelegt, so verringern sich die spezifischen Mehrkosten gegenüber dem Basiszenario um etwa 11%.

Eine Integration der gesamten Nachfrage nach PtG-Gasen aus dem Verkehrssektor stellt für die Gasinfrastruktur innerhalb der untersuchten Strategien absehbar eine Herausforderung dar.

Handlungsempfehlung



**Betreibern von Gasinfrastrukturen** wird empfohlen, Strategien zur Erhöhung des Anteils von EE-PtG-Gasen für den Verkehrssektor zu entwickeln. Dies sollte auch eine Untersuchung der schrittweisen dezentralen Umwidmung von Teilnetzen auf reinen Wasserstoff umfassen, um aufkommende EE-PtG-Gasnachfragen aus dem Verkehr erschließen zu können.

## Kernaussage 8:      **Untergrundgasspeicher**

Der **Speicherbedarf des Stromsektors** in einer vierwöchigen Dunkelflaute beträgt ca. **110 TWh<sup>22</sup>** (H<sub>i</sub>). Die Speicherkapazität der Gasinfrastruktur in den **Untergrundgasspeichern** insbesondere in Kavernen reicht in allen betrachteten Fällen aus, um eine solche kalte Dunkelflaute zu überbrücken. Damit leisten Gasnetze und Gasspeicher einen essentiellen Beitrag für die **Versorgungssicherheit** einer Energieversorgung mit hohen Anteilen von volatilen Erneuerbaren Energien.

Dabei ist die Frage nach der H<sub>2</sub>-Toleranz von Poren-UGS in vorhergehenden Forschungsarbeiten nur teilweise beantwortet worden.

Handlungsempfehlung



Dem **Gesetzgeber** und den **Regulierungsbehörden** wird empfohlen, bei Anpassungen des Marktdesigns die zukünftige Bedeutung von Untergrundgasspeichern für die Versorgungssicherheit in einer Energieversorgung mit hohen Anteilen volatiler Erneuerbarer Energien auch vor dem Hintergrund aktueller betriebswirtschaftlicher Herausforderungen zu berücksichtigen.



Unter dieser Prämisse wird **Betreibern von Porenspeichern** empfohlen, die Anstrengungen zur Klärung der H<sub>2</sub>-Toleranz aufrechtzuerhalten.

<sup>22</sup> 47 TWh<sub>elektrisch</sub> werden zu 88% auf KWK-Anlagen (El. Wirkungsgrad: 40% + Th. Wirkungsgrad) und zu 12% auf GuD-Kraftwerke (El. Wirkungsgrad: 0,65%) bereitgestellt

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] acatech (Hrsg.), „Flexibilitätskonzept für die Stromversorgung 2050,“ November 2015. [Online]. Available: [http://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user\\_upload/Publikationen/Stellungnahmen/ESYS\\_Stellungnahme\\_Flexibilitaetskonzepte.pdf](http://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/ESYS_Stellungnahme_Flexibilitaetskonzepte.pdf). [Zugriff am 14 Februar 2017].
- [2] Energy Brainpool, „Kalte Dunkelflaute. Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter,“ 12 Mai 2017. [Online]. Available: [https://blog.greenpeace-energy.de/wp-content/uploads/2017/06/170629\\_GPE\\_Studie\\_Kalte-Dunkelflaute\\_Energy-Brainpool.pdf](https://blog.greenpeace-energy.de/wp-content/uploads/2017/06/170629_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf). [Zugriff am 25 Januar 2018].
- [3] OTH / FENES, „Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland (Windgas-Studie),“ August 2015. [Online]. [Zugriff am 14 Februar 2017].
- [4] Öko-Institut, Fraunhofer ISI, „Klimaschutzszenario 2050,“ 18 Dezember 2015. [Online]. Available: [http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/projekte/Bericht\\_Runde\\_2.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/projekte/Bericht_Runde_2.pdf). [Zugriff am 14 Februar 2017].
- [5] UNFCCC, „Paris Agreement,“ Mitgliedsstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen, 2015.
- [6] UN Climate Change, „Paris Agreement - Status of Ratification,“ 2018. [Online]. Available: <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/status-of-ratification>. [Zugriff am 30.08.18].
- [7] S. Strockrahm, „Mit dieser Faustformel wird die Welt CO<sub>2</sub>-Emissionen los,“ *Zeitonline*, 2017.
- [8] Rockström et al., „A roadmap for rapid decarbonization,“ 2017. [Online]. Available: <http://science.sciencemag.org/content/355/6331/1269>. [Zugriff am 30.08.2018].
- [9] MCC, „CO<sub>2</sub> Uhr,“ [Online]. Available: <https://www.mcc-berlin.net/forschung/co2-budget.html>. [Zugriff am 30.08.2018].
- [10] WBGU, „Sondergutachten Entwicklung und Gerechtigkeit durch Transformation: Die vier großen I,“ Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, 2014.
- [11] BMU, „Klimaschutzplan 2050 Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung,“ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2016.
- [12] FHI ISI, „Klimaschutzszenarien 2050,“ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, [Online]. Available:

[https://www.isi.fraunhofer.de/de/competence-center/energiepolitik-energiemaerkte/projekte/klimaszenario-2050\\_3305311.html](https://www.isi.fraunhofer.de/de/competence-center/energiepolitik-energiemaerkte/projekte/klimaszenario-2050_3305311.html). [Zugriff am 30.08.2018].

- [13] J. Nitsch, „Die Energiewende nach COP 21 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung; Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.“, 7. März 2016. [Online]. Available: [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim\\_Nitsch\\_Energiewende\\_nach\\_COP21\\_Langversion.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim_Nitsch_Energiewende_nach_COP21_Langversion.pdf). [Zugriff am 22. September 2017].
- [14] NewClimate, „Was bedeutet das Pariser Abkommen für den Klimaschutz in Deutschland?“, im Auftrag von Greepeace, 2016.
- [15] IPCC, „Klimaänderung 2014: Synthesebericht“, Beitrag der Arbeitsgruppe I, II und III zum Fünften Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaveränderungen (IPCC), Bonn 2016, 2014.
- [16] Prognos, „Zukunft Stromsystem - Kohleausstieg 2035“, 2017.
- [17] UNFCCC Inventory, „Greenhouse Gas Inventory Data - Detailed data by Party“, United Nations Framework Convention on Climate Change, 2018. [Online]. Available: [http://di.unfccc.int/detailed\\_data\\_by\\_party](http://di.unfccc.int/detailed_data_by_party). [Zugriff am 11.04.2018].
- [18] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Erneuerbare Energien in Deutschland - Das Wichtigste im Jahr 2016 auf einen Blick; BMWi nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)“, 2016. [Online]. Available: [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung\\_der\\_erneuerbaren\\_energien\\_in\\_deutschland\\_tischvorlage.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=11](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_tischvorlage.pdf?__blob=publicationFile&v=11). [Zugriff am 22. September 2017].
- [19] S. Bauer, *Persönliche Kommunikation*, RAG Austria AG, September 2017.
- [20] S. Bauer, „Underground Sun Storage - Wasserstoffverträglichkeit von Porenspeichern“, in *DBI Fachforum Energiespeicher 2017*, Berlin, 2017.
- [21] R. Schoof, *Persönliche Kommunikation*, Uniper Energy Storage GmbH, 2018.
- [22] 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“, DVGW, 2012.
- [23] G. Müller-Syring und M. Henel, „Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen“, DVGW, 2014.
- [24] P. Schley, D. Wolf, M. Henel, C. Fiebig und R. Span, „Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung“, DVGW, 2014.
- [25] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), „Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026“, Berlin, 2017.

- [26] F. Dietzsch, R. Lange, J. Schmidinger und M. Steiner, „Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas – Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2014,“ *energie / wasser-praxis*, Nr. 1, pp. 40-49, 2016.
- [27] LBEG, „Untertage-Gasspeicherung in Deutschland,“ *ERDÖL ERDGAS KOHLE*, Nr. 11, pp. 409-417, 2016.
- [28] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, „Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV),“ 2005.
- [29] Bundesministerium der Finanzen, „AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Energie- und Wasserversorgung",“ 1995.
- [30] J. Krautwald und U. Baier, „Biologische Methanisierung - Methanogenese als mikrobiologische Alternative zur katalytischen Methanisierung,“ *AQUA & GAS No 7/8*, pp. 18-23, 2016.
- [31] U. Bünger, H. Landinger, E. Pschorr-Schoberer, P. Schmidt, W. Weindorf, J. Jöhrens, U. Lambrecht, K. Naumann und A. Lischke, „Power-to-Gas (PtG) in transport Status quo and perspectives for development,“ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) Institut für Verkehrsforschung, München, Heidelberg, Leipzig, Berlin, 2011.
- [32] Expertenbefragung, Interviewee, *Skalierung und Kosten von Methanisierungsanlagen*. [Interview]. April 2018.
- [33] S. Schirrmeister, *Persönliche Kommunikation*, thyssenkrupp Industrial Solutions AG, April 2018.
- [34] P. R. Schmidt, W. Zittel, W. Weindorf und T. Raksha, „Renewables in Transport 2050 - Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity,“ LBST, FVV, Frankfurt am Main, 2016.
- [35] U. Albrecht, M. Altmann, J. Michalski, T. Raksha und W. Weindorf, „Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase,“ Ponte Press, Bochum, 2013.
- [36] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH; WESTNETZ GmbH; OGE GmbH, „Wasserstoffeinspeisung in das Ferngastransportsystem oder alternative Methanisierung mit Einspeisung in das Gastransport- oder -verteilnetz,“ Leipzig, 2017.
- [37] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), „Gaszahlen 2014,“ Bonn, 2014.
- [38] Greenpeace nach IPCC-SRREN, „Potenzial erneuerbarer Energien größer als Energienachfrage,“ nach IPCC SRREN Report Seite 139.



## 7 Abkürzungsverzeichnis

CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
COP 21	2015 United Nations Climate Change Conference
EE	Erneuerbare Energien
EE-PtG-Gase	Wasserstoff bzw. Methan aus PtG durch EE
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GaWaS	DVGW-Strukturdatenerfassung in Gas- und Wasserversorgung
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
IPCC	The Intergovernmental Panel on Climate Change
NEP	Netzentwicklungsplan
NEV	Nicht-energetische Verwendung (stoffliche Nutzung)
OT	Obertageanlage
PGC	Prozessgaschromatograph
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtX	Power-to-X
THG	Treibhausgase
TRL	Technologiereifegrad (Technology Readiness Level)
UGS	Untergrundgasspeicher
UT	Untertageanlage
VNB	Verteilnetzbetreiber

## 8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Systembild mit Systemgrenze der modellierten Gasinfrastruktur .....	ii
Abbildung 1.2: Transformationspfade Gasnetze und Gasspeicher – Mehrkosten in Mrd. € ...	iii
Abbildung 2.1: Stromerzeugung aus EE-Wasserstoff nach (Nitsch 2016).....	5
Abbildung 2.2: Abschätzung des Strombedarfs während Dunkelflauten .....	6
Abbildung 2.3: Notwendige EE-PtG-Gase zur Deckung des stromseitigen Bedarfs.....	7
Abbildung 3.1: Potential erneuerbarer Energien größer als Energienachfrage weltweit [7] ...	10
Abbildung 3.2: Faustformel zur CO <sub>2</sub> -Reduktion [7] nach [8].....	11
Abbildung 3.3: CO <sub>2</sub> Uhr - verbleibende Zeit zur Einhaltung des 1,5 bzw. 2 °C Ziels [9] vom 30.08.2018 .....	12
Abbildung 3.4: Zusammenhang zwischen Erderwärmung und kumulativen CO <sub>2</sub> -Emissionen [15, p. 9] .....	13
Abbildung 3.5: Jährliche Treibhausgasemissionen 1990, 2012, 2015 in Deutschland (DBI nach [17]) .....	15
Abbildung 3.6: : Entwicklungsszenarien für die Gasnachfrage in Deutschland nach J. Nitsch (2016): Energiewende nach COP1, Szenario „KLIMA 2050“ .....	19
Abbildung 3.7: Entwicklungsszenarien für die Nutzung von EE-PtG-Gasen aufgeschlüsselt nach Sektoren nach J. Nitsch (2016): Energiewende nach COP1, Szenario „KLIMA 2050“ .....	20
Abbildung 3.8: Entwicklungsszenarien der Gasnutzung nach Sektoren in Deutschland (Primärenergieverbrauch, Heizwert) .....	21
Abbildung 3.9: Entwicklung der Wärmebereitstellung durch Gase .....	22
Abbildung 3.10: Energieeinsatz im Verkehr nach Energieträgern .....	23
Abbildung 3.11: Entwicklungsszenarien für die Nutzung von EE-PtG-Gasen, Erdgas und Biogas im Verkehr .....	24
Abbildung 4.1: Entwicklungsszenarien für die Gasnachfrage in Deutschland nach J. Nitsch (2016): Energiewende nach COP1, Szenario „KLIMA 2050“ .....	26
Abbildung 4.2: Rahmensetzung des Berechnungsmodells zur Ermittlung des kostenoptimalen Transformationspfades der Gasnetze und Gasspeicher .....	29
Abbildung 4.3: Systembild mit Systemgrenze der modellierten Gasinfrastruktur .....	31
Abbildung 4.4: Funktioneller Ablauf des Berechnungsprogramms .....	34
Abbildung 4.5: Schema Mengen-Kosten-Gerüst der wasserstoffsensitive Gasinfrastruktur ..	35
Abbildung 4.6: Systembild der modellierten Gasinfrastruktur – Basis-Szenario .....	41
Abbildung 4.7: Energetische Aufteilung EE-PtG-Gas-Nachfrage – Basis-Szenario .....	42
Abbildung 4.8: Volumetrische Aufteilung EE-PtG-Gas-Nachfrage – Basis-Szenario.....	43
Abbildung 4.9: Anpassungspfad FNB/UGS – Basis-Szenario.....	44
Abbildung 4.10: Anpassungspfad VNB – Basis-Szenario .....	45
Abbildung 4.11: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität der Gasnetze und Gasspeicher – Basis-Szenario .....	46
Abbildung 4.12: Spezifische erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität der Gasnetze und Gasspeicher – Basis-Szenario .....	47
Abbildung 4.13: Anpassungspfad und EE-PtG-Gas-Aufteilung FNB/UGS – Basis-Szenario	49
Abbildung 4.14: Anpassungspfad und EE-PtG-Gas-Aufteilung VNB – Basis-Szenario.....	49
Abbildung 4.15: Erforderliche installierte Verdichterleistung – Basis-Szenario.....	50
Abbildung 4.16: Verfügbare Speicherkapazität Untergrundgasspeicher– Basis-Szenario.....	51
Abbildung 4.17: Erforderliche installierte Elektrolyse-Leistung – Basis-Szenarios .....	52

Abbildung 4.18: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität PtG-Einspeisung FNB50/VNB50 .....	53
Abbildung 4.19: Energetische Aufteilung EE-PtG-Gas-Nachfrage – Sensitivität 100% EE-PtG-Gase (Verkehr) in Gasinfrastruktur.....	54
Abbildung 4.20: Volumetrische Aufteilung EE-PtG-Gas-Nachfrage – Sensitivität 100% EE-PtG-Gase (Verkehr) in Gasinfrastruktur.....	55
Abbildung 4.21: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität 100% EE-PtG-Gase (Verkehr) in Gasinfrastruktur.....	56
Abbildung 4.22: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität gedeckelt 2 Vol.-% H <sub>2</sub> .....	57
Abbildung 4.23: Anpassungspfad FNB/UGS – Sensitivität gedeckelt 2 Vol.-% H <sub>2</sub> .....	58
Abbildung 4.24: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität gedeckelt 5 (FNB) bzw. 10 (VNB) Vol.-% H <sub>2</sub> .....	59
Abbildung 4.25: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität Optimistische Lernkurve PtG-CH <sub>4</sub> .....	60
Abbildung 4.26: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität Startjahr 2025.....	61
Abbildung 4.27: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität beschleunigt -95% THG 2040 .....	62
Abbildung 4.28: Erforderliche Mehrkosten THG-Neutralität Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivität verzögert - 80% THG 2050.....	64
Abbildung 4.29: Systembild Gasinfrastruktur – Trend-Szenario.....	65
Abbildung 4.30: Anpassungspfad FNB/UGS – Trend-Szenario .....	66
Abbildung 4.31: Anpassungspfad VNB – Trend-Szenario.....	67
Abbildung 4.32: Transformationspfade Gasnetze und Gasspeicher – Mehrkosten in Mrd. €	68
Abbildung 4.33: Transformationspfade Gasnetze und Gasspeicher – Mehrkosten in Mrd. €	69

## 9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Ergebnisse der Literaturanalyse als Bewertungsmatrix .....	3
Tabelle 2.2: Grundwerte zur Umrechnung .....	7
Tabelle 3.1: Bewertungsmatrix zur Literaturanalyse .....	17
Tabelle 3.2: Entwicklung der Gasnutzung in Deutschland in Zahlen .....	20
Tabelle 4.1: Terminologie Gaswirtschaft .....	28
Tabelle 4.2: Zusammensetzung Mehrkosten zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher .....	32
Tabelle 4.3: Terminologie wirtschaftlich .....	33

## Anhang

A1.	Ergänzung zur Bewertungsmatrix aus Kapitel 3.3.....	85
A2.	Mengen-Kosten-Gerüst Gasinfrastruktur.....	88
A2.1	Mengen-Kosten-Gerüst Gasinfrastruktur – Tabelle FNB/UGS.....	89
A2.2	Mengen-Kosten-Gerüst Gasinfrastruktur – Tabelle VNB .....	90
A3.	Technoökonomische Datenbasis Berechnungsmodell – EE-PtG-Gase .....	91
A3.1	Biologische Methanisierung – CAPEX & OPEX.....	92
A3.2	Katalytische Methanisierung – CAPEX & OPEX.....	93
A3.2.1	Katalytische Methanisierung – Erläuterung CAPEX optimistische Lernkurve .....	94
A3.3	CO <sub>2</sub> -Bereitstellung – CAPEX & OPEX.....	101
A3.4	Methanisierung Mehrkosten Wirkungsgradverlust .....	102
A3.5	EE-PtG-Gas-Einspeiseanlagen – CAPEX & OPEX .....	103
A3.6	Poren-UGS – Erforderliche Kapazität Methanisierung.....	107
A4.	Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Vorbetrachtung Berechnungsmodell.....	108
A4.1	Vorbetrachtungen Netzebene PtG-Einspeisung .....	109
A4.2	Vorbetrachtungen Poren-UGS .....	111
A4.3	Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aus Verkehrssektor .....	113
A4.4	Vorbetrachtungen Transit-Gasfluss .....	114
A5.	Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Tabellarische Zusammenfassung.....	116
A5.1	Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivitäten.....	117
A5.2	Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Ergebnisse .....	118

# A1. Ergänzung zur Bewertungsmatrix aus Kapitel 3.3

## Literaturangaben zur Bewertungsmatrix aus Kapitel 3.3

Klimaschutz durch Sektorkopplung (Enervis)	Enervis (2017): Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten; Studie im Auftrag von DEA, EWE, Gascade, Open Grid Europe, Shell, Statoil, Thüga und VNG; März 2017; online unter: <a href="http://www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/gutachten/170321_enervis_Studie_Klimaschutz_durch_Sektorenkopplung.pdf">http://www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/gutachten/170321_enervis_Studie_Klimaschutz_durch_Sektorenkopplung.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Wärmewende 2030 (Agora)	Fraunhofer IBP; Fraunhofer IWES (2017): Wärmewende 2030 – Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor; Studie im Auftrag von Agora Energiewende; Februar 2017; online unter: <a href="https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf">https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Erneuerbare vs. Fossile Stromsysteme (Agora)	Öko-Institut e.V. (2017): Erneuerbare vs. Fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich; Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen; Studie im Auftrag von Agora Energiewende; Januar 2017; online unter: <a href="https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Stromwelten_2050/Gesamtkosten_Stromwelten_2050_WEB.pdf">https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Stromwelten_2050/Gesamtkosten_Stromwelten_2050_WEB.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Dena-Netzflexstudie (dena)	dena (2017): dena-Netzflexstudie – Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung; März 2017; online unter: <a href="https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9191_dena_Netzflexstudie.pdf">https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9191_dena_Netzflexstudie.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
KonStGas (BMW i)	DBI; DVGW-EBI; GWI; IEW-STE; IWES, KIT-IIP; OTH; RUB; RWTH; TUB; TUD; UMSICHT und WI (2017): KonStGas – Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen (Konvergenz Strom- und Gasnetze); Abschlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie; Mai 2017; online unter: <a href="http://www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Projekte/00_Abschlussbericht_KonStGas_2017.pdf">http://www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Projekte/00_Abschlussbericht_KonStGas_2017.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Energiewende nach COP21 (Dr. J. Nitsch)	Nitsch, J. (2016): Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung; Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.; 7. März 2016; Stuttgart; online unter: <a href="https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim_Nitsch_Energiewende_nach_COP21_Langversion.pdf">https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim_Nitsch_Energiewende_nach_COP21_Langversion.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050 (UBA)	Ifeu; INFRAS AG; LBST (2016): Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050; Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes; Juni 2016; online unter: <a href="https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/texte_56_2016_klimaschutzbeitrag_des_verkehrs_2050_getagged.pdf">https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/texte_56_2016_klimaschutzbeitrag_des_verkehrs_2050_getagged.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Energieversorgung des Verkehrs (UBA)	Öko-Institut e.V.; KIT; INFRAS AG (2016): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050; Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes; November 2016; online unter: <a href="https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-10_endbericht_energieversorgung_des_verkehrs_2050_final.pdf">https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-10_endbericht_energieversorgung_des_verkehrs_2050_final.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Sektorkopplung durch die Energiewende (V. Quaschnig)	Quaschnig, V. (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende – Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung; Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin; 20. Juni 2016; online unter: <a href="http://www.volker-quaschnig.de/publis/studien/sektorkopplung/Sektorkopplungsstudie.pdf">http://www.volker-quaschnig.de/publis/studien/sektorkopplung/Sektorkopplungsstudie.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Renewability III (Öko-Institut, DLR, Ifeu, Infrass)	Öko-Institut e.V.; DLR; Ifeu; INFRAS AG (2016): Endbericht Renewability III – Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors; Studie im Auftrag des

	Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit; November 2016; online unter: <a href="http://www.renewability.de/wp-content/uploads/Renewability_III_Endbericht.pdf">http://www.renewability.de/wp-content/uploads/Renewability_III_Endbericht.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Renewables in Transport - Kraftstoffstudie II (LBST)	LBST (2016): Renewables in Transport 2050 – Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity – Europe and Germany; final report; January 2016; online unter: <a href="http://www.lbst.de/news/2016_docs/FVV_H1086_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie_II.pdf">http://www.lbst.de/news/2016_docs/FVV_H1086_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie_II.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut, ISI)	Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050; 2. Endbericht; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit; 18. Dezember 2015; online unter: <a href="http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/projekte/Bericht_Runde_2.pdf">http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/projekte/Bericht_Runde_2.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
MKS Kurzstudie (DLR, ifeu, LBS, DBFZ)	DLR; ifeu; LBST; DBFZ (2015): Erneuerbare Energien im Verkehr – Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger; Studie im Rahmen des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur; 10. März 2015; online unter: <a href="http://www.lbst.de/download/2015/mks-kurzstudie-ee-im-verkehr.pdf">http://www.lbst.de/download/2015/mks-kurzstudie-ee-im-verkehr.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
CO <sub>2</sub> -Ziele der Bundesregierung im Wärmebereich unrealistisch (pwc)	pwc (2015): CO <sub>2</sub> -Ziele der Bundesregierung im Wärmebereich unrealistisch; 19. Januar 2015, online unter: <a href="https://www.pwc.de/de/energiewende/assets/pwc-co2-ziele-waermebereich.pdf">https://www.pwc.de/de/energiewende/assets/pwc-co2-ziele-waermebereich.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Strom- und Gasmaktdesign zur Versorgung des Straßenverkehrs mit Wasserstoff (Jülich)	Robinius, M. (2015): Strom- und Gasmaktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff; Forschungszentrum Jülich; online unter: <a href="https://core.ac.uk/download/pdf/35066428.pdf">https://core.ac.uk/download/pdf/35066428.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Windgas-Studie (Greenpeace)	FENES; OTH; Energy Brainpool (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland (Windgas-Studie); Studie im Auftrag von Greenpeace Energy; August 2015; online unter: <a href="http://speicherinitiative.at/assets/Uploads/04-2015-FENES-EBP-GPE-Windgas-Studie.pdf">http://speicherinitiative.at/assets/Uploads/04-2015-FENES-EBP-GPE-Windgas-Studie.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Energieeffizienzstrategie Gebäude (BMWi)	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Energieeffizienzstrategie Gebäude – Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand; 18. November 2015; online unter: <a href="https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-gebaeude.pdf?__blob=publication-File&amp;v=25">https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-gebaeude.pdf?__blob=publication-File&amp;v=25</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Interaktion EE-Strom, Wärme, Verkehr (IWES)	Fraunhofer IWES; ifeu, Stiftung Umweltenergierecht (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr – Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland im Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung; Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor; Endbericht im Auftrag des BMWi; September 2015; online unter: <a href="https://www.energiesystemtechnik.de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EE-Strom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf">https://www.energiesystemtechnik.de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EE-Strom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Geschäftsmodell Energiewende (Fraunhofer IWES)	Gerhardt, N.; Sandau, F.; Zimmermann, B.; Pape, C.; Bofinger, S.; Hoffmann, C. (2014): Geschäftsmodell Energiewende – Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende“-Argument; Fraunhofer IWES; Januar 2014; online unter: <a href="https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Studie_Energiewende_Fraunhofer-IWES_20140-01-21.pdf">https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Studie_Energiewende_Fraunhofer-IWES_20140-01-21.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut, ISI)	Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050; 1. Modellierungsrunde; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit; 04. August 2014; online unter: <a href="http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/projekte/Bericht_Runde_1.pdf">http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/projekte/Bericht_Runde_1.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Energierferenzprognose (Prognos, EWI, GWS)	EWI; GWS; Prognos (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose; Projekt Nr. 57/12; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie; Endbericht; Juni 2014; online unter: <a href="https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-">https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-</a>



	<a href="#">energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?_blob=publication-File&amp;v=7</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Klimafreundlicher Verkehr in Deutschland (WWF)	WWF; BUND; Germanwatch; NABU, VCD (2014): Klimafreundlicher Verkehr in Deutschland – Weichenstellungen bis 2050; Juni 2014; online unter: <a href="http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Verbaendekonzept_Klimafreundlicher_Verkehr.pdf">http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Verbaendekonzept_Klimafreundlicher_Verkehr.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 (UBA)	Umweltbundesamt (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050; April 2014; online unter: <a href="https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf">https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
eMobil 2050 (Öko-Institut)	Öko-Institut e.V. (2014): eMobil 2050 – Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz; Endbericht; September 2014; online unter: <a href="https://www.oeko.de/oekodoc/2114/2014-670-de.pdf">https://www.oeko.de/oekodoc/2114/2014-670-de.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Shell PKW-Szenarien bis 2040 (Shell, Prognos AG)	Shell; Prognos AG (2014): Shell PKW-Szenarien bis 2040 – Fakten, Trends und Perspektiven für Auto-Mobilität; September 2014; online unter: <a href="https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/140900_Prognos_Shell_Studie_Pkw-Szenarien2040.pdf">https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/140900_Prognos_Shell_Studie_Pkw-Szenarien2040.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Treibhausgasneutraler Verkehr 2050 (Öko-Institut)	Blanck, R.; Kasten, P.; Hacker, F.; Mottschall, M. (2013): Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr; Öko-Institut e.V.; Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes; 15. Februar 2013; online unter: <a href="https://www.oeko.de/oekodoc/1829/2013-499-de.pdf">https://www.oeko.de/oekodoc/1829/2013-499-de.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Energie- und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen... (ZfES)	Blesl, M.; Beestermöller, R.; Kuder, R.; Fahl, U. (2013): Energie- und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen auf die Nutzung von Erdgas in Deutschland; Zentrum für Energieforschung Stuttgart (zfes); August 2013; online unter: <a href="http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/Projektbericht-ZFES_IER_Erdgas.pdf">http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/Projektbericht-ZFES_IER_Erdgas.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Energiesystem Deutschland 2050 (Fraunhofer ISE)	Henning, H.-M.; Palzer, A. (2013): Energiesystem Deutschland 2050 – Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO <sub>2</sub> -Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien; Fraunhofer ISE; November 2013; online unter: <a href="https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_Energiesystem-Deutschland-2050.pdf">https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_Energiesystem-Deutschland-2050.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
BMU-Leitstudie 2011 (DLR, Fraunhofer, IFNE)	DLR, Fraunhofer IWES, IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global; Schlussbericht für das BMU; 29. März 2012; online unter: <a href="http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf">http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Systemanalyse (DVGW)	DBI GTI; KIT; GWI; Forschungszentrum Jülich (2011): Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern – Einfluss moderner Gasttechnologien in der häuslichen Energieversorgung auf Effizienz und Umwelt (Systemanalyse II); Studie im Auftrag des DVGW; 13. Dezember 2011; online unter: <a href="https://www.dvgw.de/leistungen/forschung/forschungsberichte/dvgw-forschungsbericht-g-50409-1/">https://www.dvgw.de/leistungen/forschung/forschungsberichte/dvgw-forschungsbericht-g-50409-1/</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).
Agora Energiewende Speicherstudie	FENES; RWTH Aachen; ef Ruhr (2014): Stromspeicher in der Energiewende – Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz; im Auftrag von Agora Energiewende; online unter: <a href="https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf">https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf</a> (zuletzt abgerufen am 21.09.2017).



## A2. Mengen-Kosten-Gerüst Gasinfrastruktur

Nachstehend wird das Mengen-Kosten-Gerüst der wasserstoffsensitiven Gasinfrastruktur tabellarisch nach FNB/UGS sowie VNB dargestellt. Eine Beschreibung der Herangehensweise bei der Zusammenstellung erfolgt in Abschnitt 4.2.2.2.

Dabei sind folgende wesentliche Annahmen zugrunde gelegt worden:

Annahmen – allgemein

- Alle Komponenten werden stufenweise ausgetauscht zur Erhöhung der Wasserstofftoleranz, nicht modifiziert (wirtschaftlich konservative Betrachtung).

Annahmen – technisch:

- Die hinterlegten Wasserstofftoleranzen der Gasinfrastruktur ergeben sich aus den DVGW-Vorgängerforschungsvorhaben (Müller-Syring, et al., 2012), (Müller-Syring & Henel, Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen, 2014) und (Schley, Wolf, Henel, Fiebig, & Span, 2014) sowie DBI-Informationen aus Industrieprojekten und Herstellerkontakten.

Annahmen – komponentenspezifisch

- Für FNB Stahlleitungen werden die dem Transit-Geschäft dienenden Leitungen in der nachstehenden Tabelle noch aufgeführt, im Modell aber herausgerechnet gemäß Anhang A4.4.
- Alle Verdichter-Stationen im Transportnetz werden durch Gasturbinen angetrieben (konservative Annahme im Sinne der Wasserstofftoleranz der Gasinfrastruktur aufgrund der Nicht-Berücksichtigung wasserstoffverträglich E-Antriebe).
- Kunststoff-Rohrleitungen werden nicht als Teil der wasserstoffsensitiven Gasinfrastruktur angesehen, da von einer sehr guten Materialbeständigkeit über die gesamte Beimischungsbreite von Wasserstoff bzw. für reinen Wasserstoff ausgegangen werden kann.

Annahmen – ökonomisch:

Die jeweils hinterlegten regulatorischen Abschreibungsdauern sind größtenteils der Gasnetzentgeltverordnung (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2005) und teilweise den AfA-Tabellen entnommen (Bundesministerium der Finanzen, 1995)

Es wird vorausgesetzt, dass die Komponentenhersteller zum Zeitpunkt der Anpassungsmaßnahmen die nachgefragten Stückzahlen liefern können.

Die Anpassungsinvestitionen wurden mit einem konservativen Installationsfaktor von 1,5 ermittelt (Anpassungsinvestition = Listenpreis \* Installationsfaktor).

A2.1 Mengen-Kosten-Gerüst Gasinfrastruktur – Tabelle FNB/UGS

Netz-ebene	Komponente	Mengengerüst			Anpassungsinvestitionen				Regulatorische Abschreibungs-dauer		Wasserstofftoleranz-in-Vol.-%			
		q	Einheit	Quelle	spezifisch	Einheit	Quelle	total in Mio. €	in Jahr	Quelle	keine Anpassung	1. Austausch	2. Austausch	3. Austausch
FNB/UGS	Transportleitungen	33.357	km	DBI	1,0	Mio. €/km	DBI	33.357	50	GasNEV	25	100	100	100
	Schieber	42.865	Stück	DBI	0,1	Mio. €/Stück	DBI	4.287	50	GasNEV	25	100	100	100
	Verdichterstationen													
	Verdichter	2.783	MW	NEP. 2012	1,3	Mio. €/MW	NEP. 2012	3.618	25	GasNEV	2	20	50	100
	Untergrundgasspeicher													
	Kavernenspeicher													
	Kavernenspeicher: OT	339	MW	[27]	1,3	Mio. €/MW	NEP. 2012	411	25	GasNEV	2	20	50	100
	Kavernenspeicher: UT	258	Stück	[27]	8,5	Mio. €/Stück		2.193	33	DBI	10	100	100	100
	Porenspeicher													
	Porenspeicher: OT	63	MW	[27]	1,3	Mio. €/MW	DBI	76	25	GasNEV	2	20	50	100
	Porenspeicher: UT	210	Bohrung	[27]	6,5	Mio. €/Bohrung	DBI	1.366	33	DBI	5	100	100	100
	Mess- und Regelungsbereich													
	Gasmessanlage (GMA)													
	GMA: PG	86	Stück	[24]	0,1	Mio. €/Stück	[24]	10	10	AfA	0	25	100	100
	GMA: GZ	342	Stück	[26]	75,0	Tsd. €/Stück	DBI	29	12	GasNEV	10	100	100	100
	GMA: Mengenumverteiler	171	Stück	[26]	10,5	Tsd. €/Stück	DBI	2	20	GasNEV	10	100	100	100
FNB/UGS	Gasdruckregelanlage (GDRA)	178	Stück	[26]	90,0	Tsd. €/Stück	DBI	18	45	GasNEV	25	100	100	100
	Gasdruckregel- und Messanlage (GDRMA)													
	GDRMA: Druckregelgerät	968	Stück	[26]	90,0	Tsd. €/Stück	DBI	96	45	GasNEV	25	100	100	100
	GDRMA: PG	242	Stück	[24]	0,11	Mio. €/Stück	[24]	30	10	AfA	0	25	100	100
	GDRMA: GZ	484	Stück	[26]	75,0	Tsd. €/Stück	DBI	40	12	GasNEV	10	100	100	100
	GDRMA: Mengenumverteiler	484	Stück	[26]	10,5	Tsd. €/Stück	DBI	6	20	GasNEV	10	100	100	100

## A2.2 Mengen-Kosten-Gerüst Gasinfrastruktur – Tabelle VNB

Netz- ebene	Komponente	Mengengerüste			Anpassungsinvestitionen				Regulatorische Abschreibungs- dauer	Wasserstofftoleranz-in-Vol.-%			
		q	Einheit	Quelle	spezifische	Einheit	Quelle	total-in-Mio.€		keine-Anpassungen	1.Aus-tausch	2.Aus-tausch	3.Aus-tausch
VNB	Verleitetleitungen-(Stahl)->16bar	22.313	km	[26]	0,8	Mio.€/km	DB	17.850	50	Gas, NEV	100	100	100
	Verleitetleitungen-(Stahl)-<16bar	101.824	km	[26]	0,7	Mio.€/km	DB	71.277	50	Gas, NEV	100	100	100
	Schieber (>16bar)	31.509	Stück	DB	0,005	Mio./Stück	DB	158	50	Gas, NEV	100	100	100
	Schieber (<16bar)	143.787	Stück	DB	0,004	Mio./Stück	DB	575	50	Gas, NEV	100	100	100
	Schieber (PE-Leitung)	274.514	Stück	DB	0,0	Mio./Stück	DB	1.098	50	Gas, NEV	100	100	100
	Mess- und Regelungsbereich												
	Gasmessanlage (GMA)												
	GMA: PGC	86	Stück	[24]	0,11	Mio.€/Stück	[24]	10	10	AfA	25	100	100
	GMA: GZ	17.440	Stück	[26]	6,0	Tsd.€/Stück	DB	116	12	Gas, NEV	100	100	100
	GMA: Mengenumwerter	8.720	Stück	[26]	4,5	Tsd.€/Stück	DB	43	20	Gas, NEV	100	100	100
	Gasdruckregelanlage (GDRA)	30.900	Stück	[26]	12,0	Tsd.€/Stück	DB	408	45	Gas, NEV	100	100	100
	Gasdruckregel- und Messanlage (GDRMA)												
	GDRMA: Druckregelgerät	36.772	Stück	[26]	12,0	Tsd.€/Stück	DB	485	45	Gas, NEV	100	100	100
	GDRMA: PGC	86	Stück	[24]	0,11	Mio.€/Stück	[24]	10	10	AfA	25	100	100
	GDRMA: GZ	18.386	Stück	[26]	6,0	Tsd.€/Stück	DB	121	12	Gas, NEV	100	100	100
	GDRMA: Mengenumwerter	18.386	Stück	[26]	4,5	Tsd.€/Stück	DB	91	20	Gas, NEV	100	100	100

### **A3. Technoökonomische Datenbasis Berechnungsmodell – EE-PtG-Gase**

## A3.1 Biologische Methanisierung – CAPEX & OPEX

Kosten für die biologische Methanisierung in €/MW (CAPEX) bzw. in €/MWh (OPEX)

### CAPEX

Bio-  
gas-  
Upgra-  
ding

	Standart- Anlagen- größen <sup>23</sup> [MW]	2015 CAPEX [EUR/ MW]	2020 CAPEX [EUR/ MW]	2030 CAPEX [EUR/ MW]	2040 CAPEX [EUR/ MW]	2050 CAPEX [EUR/ MW]
„sehr“ kleine MET	1	3.200.000	3.000.000	2.800.000	2.600.000	2.500.000

### OPEX

	Standart- Anlagen- größen <sup>23</sup> [MW]	2015 OPEX [EUR/ MWh]	2020 OPEX [EUR/ MWh]	2030 OPEX [EUR/ MWh]	2040 OPEX [EUR/ MWh]	2050 OPEX [EUR/ MWh]
„sehr“ kleine MET	1	29,636	29,636	29,636	29,636	29,636

<sup>23</sup> Anlagenleistung bezogen auf EE-PtG-CH<sub>4</sub>

## A3.2 Katalytische Methanisierung – CAPEX & OPEX

Kosten für die katalytische Methanisierung in €/MW (CAPEX) bzw. in €/MWh (OPEX)

### CAPEX

	Standart-Anlagen- größen <sup>24</sup> [MW]	2015 CAPEX [EUR/ MW]	2020 CAPEX [EUR/ MW]	2030 CAPEX [EUR/ MW]	2040 CAPEX [EUR/ MW]	2050 CAPEX [EUR/ MW]
kleine MET	5	900.000	900.000	850.000	800.000	750.000
mittel MET	20	700.000	700.000	700.000	650.000	600.000
große MET	100	500.000	500.000	400.000	400.000	300.000

### CAPEX optimistische Lernkurve

Metha-  
nisie-  
rung  
mittels  
Saba-  
tier-  
Prozess

	Standart-Anlagen- größen <sup>24</sup> [MW]	2015 CAPEX [EUR/ MW]	2020 CAPEX [EUR/ MW]	2030 CAPEX [EUR/ MW]	2040 CAPEX [EUR/ MW]	2050 CAPEX [EUR/ MW]
kleine MET	5	900.000	900.000	420.000	330.000	250.000
mittel MET	20	700.000	700.000	250.000	220.000	200.000
große MET	100	500.000	500.000	200.000	175.000	150.000

### OPEX

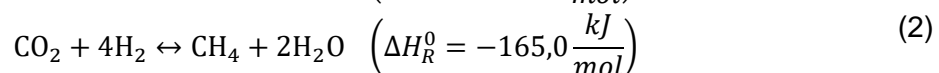
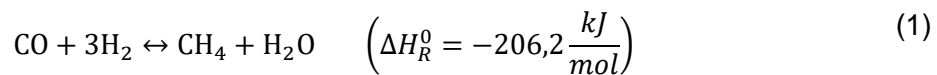
	Standart-Anlagen- größen <sup>24</sup> [MW]	2015 OPEX [EUR/ MWh]	2020 OPEX [EUR/ MWh]	2030 OPEX [EUR/ MWh]	2040 OPEX [EUR/ MWh]	2050 OPEX [EUR/ MWh]
kleine MET	5	16,85	16,85	10,85	9,73	8,73
mittel MET	20	10,60	10,60	4,98	4,60	4,35
große MET	100	7,10	7,10	3,35	3,04	2,73

<sup>24</sup> Anlagenleistung bezogen auf EE-PtG-CH<sub>4</sub>

### A.3.2.1 Katalytische Methanisierung – Erläuterung CAPEX optimistische Lernkurve

#### Hintergrund zur Technologieentwicklung

Die Methanisierung von CO (Gl. (1)) und CO<sub>2</sub> (Gl. (2)) ist stark exotherm. Durch die freiwerdende Wärme erhöht sich die Temperatur im System wodurch das Reaktionsgleichgewicht, begründet im Prinzip des kleinsten Zwanges nach Le Chatelier, auf die Seite der Edukte verschoben wird und die Methanausbeute begrenzt wird. Die Reaktortemperatur kann auch für die eingesetzten Katalysatoren kritisch werden: Bei zu hohen Temperaturen ist teilweise mit thermischer Schädigung (Sinterung) der Katalysatoren zu rechnen. Darüber hinaus kann bei hohen Temperaturen Koksbildung auftreten. Daher ist eine effiziente Abfuhr der Reaktionswärme aus dem Reaktor der wichtigste Aspekt bei der technischen Umsetzung der Methanisierungsreaktion.



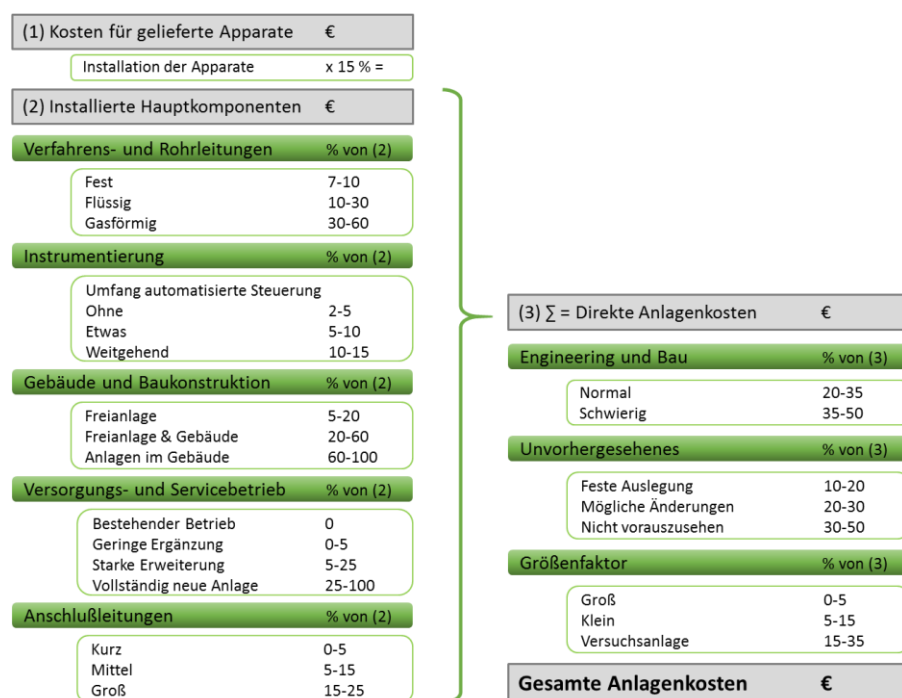
Derzeit wird die Methanisierung großtechnisch in China zur Produktion von SNG aus Synthesegas, welches aus der Vergasung von Kohle stammt (Coal-to-SNG Prozess), eingesetzt. Ein etabliertes Prozesskonzept ist dabei der Topsøe Recycle Methanation Process (das sog. TREMP<sup>TM</sup>-Verfahren), entwickelt von Haldor Topsøe<sup>33</sup>. Bei diesem Verfahren werden mehrere quasi-adiabate Reaktoren mit Zwischenkühlung in Serie betrieben. Im ersten Reaktor ist durch die hohe Konzentration der Eduktgase eine hohe Wärmeentwicklung zu berücksichtigen, die im TREMP-Verfahren durch Rückführung und Verdünnung mit einem Teil des Produktstromes reduziert wird. Dadurch ist der erste Reaktor signifikant größer als die Nachfolgenden. Haldor Topsøe hat für diese Stufe einen speziellen Katalysator entwickelt, welcher bis Temperaturen von 700 °C thermisch stabil ist.

In Bezug auf die Kostenentwicklung der Methanisierungstechnologie wird (hier) davon ausgegangen, dass der Investitionsbedarf für kleinere und dezentrale Anlagen ab dem Jahr 2030 durch einen Technologiewechsel hin zu einfacheren Methanisierungskonzepten, z. B. zu zweistufigen Konzept wie in Falkenhagen umgesetzt, reduziert werden kann. Durch eine effizientere Wärmeabfuhr, zum Beispiel bei der Wabenmethanisierung oder der Drei-Phasen-Methanisierung, siehe Rönsch et al.<sup>25</sup>, die die Gleichgewichtskonzentration durch Reduktion der Temperatur auf die Seite der Produkte zwingt, werden zukünftig auch bei einfacheren Konzepten hohe Umsätze erreichbar sein. Strukturierte Reaktoren sowie Reaktoren zur Drei-Phasen-Methanisierung werden derzeit mit einem TRL von 4 bis 5 bewertet<sup>25</sup>. An der Umsetzbarkeit neuartiger Konzepte wird zum Beispiel im EU-Forschungsprojektes Store&Go (Pilotanlage Falkenhagen mit 0,5 MW SNG) oder durch Audi (PtG-Konzept in Werlte) gearbeitet.

<sup>25</sup> Rönsch, Stefan et al. (2016): Review on methanation – From fundamentals to current projects, Fuel, 166, 276-296.

## Methodik der Kostenabschätzung

Die Kosten für zünftige Methanisierungskonzepte wurden nach der Strukturmethode nach Chilton abgeschätzt. Als Berechnungsbasis dienen bei dieser Methode die Kosten für installierte Hauptapparate. Auf der Grundlage von in der chemischen Industrie weitläufig akzeptierten Kostenfunktionen werden die Kosten für die Hauptapparate in Abhängigkeit von apparatspezifischen Auslegungsgrößen, zum Beispiel der Wärmetauscherfläche oder dem Reaktorvolumen, abgeschätzt. Die Kostenfunktionen werden aus (Peters 2013)<sup>26</sup> entnommen. Die Werte beziehen sich auf Kosten für gelieferte Apparate (FOB) und ergeben über einen Zuschlagsfaktor von 15 % die Kosten für die installierten Hauptkomponenten. Die Nebenpositionen werden über zusätzliche Faktoren einbezogen und enthalten Kosten für z. B. Piping, Mess- und Regelungstechnik, Engineering und Bau. Die Faktoren sind von der Anlagenkonfiguration abhängig, die Spannweite der Faktoren ist in Abbildung A.1 dargestellt. Grundsätzlich weist die verwendete Methode eine Genauigkeit von  $\pm 10\%$  aus. Als Einschränkung ist zu erwähnen, dass sich die Methode prinzipiell eher für größere Anlagen eignet – d. h. für Anlagen, deren Kosten im Wesentlichen von den Kosten für den Chemieanlagenbau und nicht – wie bei einigen Pilotanlagen üblich – von Baunebenkosten dominiert sind.



**Abbildung A.1: Berechnungsschema zur Kalkulation der Investitionskosten nach der faktoriellen Methode mit Faktoren nach Chilton**

### Investitionskosten für den TREMP Prozess

Anhand von Kostendaten von drei realen Anlagen wird die Methode der Kostenschätzung verifiziert. Zum einen wird die Anlage im Gobigas-Projekt mit einer Leistung von 20 MW in Göteborg, Schweden, zu Grunde gelegt. Durch Holzvergasung wird dort Synthesegas erzeugt, welches über den TREMP Prozess zu Biomethan umgewandelt wird. Im Gobigas-Projekt werden

<sup>26</sup> Max S. Peters ; Klaus D. Timmerhaus ; Ronald E. West (2003): Plant design and economics for chemical engineers, E. ed., international, McGraw-Hill, Boston. Online unter: [http://highered.mheducation.com/sites/0072392665/student\\_view0/cost\\_estimator.html](http://highered.mheducation.com/sites/0072392665/student_view0/cost_estimator.html)



4 Festbettreaktoren ohne Recyclestrom zur Synthese verwendet<sup>27</sup>. Haldor Topsøe gibt für den TREMP Prozess einen Wert von 10 % an den Gesamtinvestkosten für Anlagen zur Herstellung von Syngas durch Vergasung von Biomasse an.<sup>28</sup> In (Alamia, 2017)<sup>29</sup> werden die Kosten für die Methanisierung in GobiGas-Projekt mit 13,7 M€ angegeben und betragen damit circa 10 % der Gesamtinvestitionskosten der Anlage. Es ergeben sich spezifische Kosten von circa 680 €/kW. Unter der Annahme, dass die Methanisierung circa 11 % der Gesamtinvestitionskosten einer coal-to-SNG Anlage beträgt<sup>30</sup>, werden die spezifischen Investitionskosten der Methanisierung für zwei Anlagen in China vergleichend betrachtet. Für die Anlage in Huineng mit einer Leistung von 500 MW SNG und Gesamtinvestitionskosten von 1,1 Mrd. €<sup>31</sup> ergeben sich unter dieser Annahme spezifische Investitionskosten von circa 165 €/kW. Für die Anlage in Quingue mit 1,44 GW SNG Output ergeben sich unter der gleichen Annahme spezifische Investitionskosten von circa 50 €/kW<sup>32</sup>. Eine umfangreiche Übersicht über weitere Anlagen ist z.B. in (Arande 2014)<sup>32</sup> gegeben.

Die Verfahrenskonfiguration zur Berechnung der Investitionskosten für den TREMP-Prozess werden auf Basis von Literaturdaten (siehe Wix et al. 2007<sup>33</sup>) ausgewählt. Es wird dabei von einem vierstufigen Konzept mit einer Zwischenkühlung nach jeder Stufe ausgegangen. Nach dem ersten Reaktor wird ein Recyclestrom in den Reaktor zurückgeführt um den Feedstrom zu verdünnen und somit die Wärmeentwicklung zu kontrollieren.

### Investitionskosten für die zweistufige Methanisierung

Durch alternative Reaktorkonzepte mit einer optimierten Temperaturkontrolle besteht die Möglichkeit die Reaktionswärme effizient abzuführen und somit in einer einzelnen Stufe einen höheren Umsatz zu erzielen. Die berücksichtigten Hauptapparate sind in Abbildung A.2 dargestellt. Im betrachteten Konzept wird der erste Reaktor als Blasensäule ausgeführt. Die Kosten werden daher mit den Kosten einer druckbeaufschlagten Kolonne abgeschätzt. Die zweite Reaktorstufe wird als katalytische Festbettschüttung im Rohrbündelreaktor realisiert und die Kosten über einen Rohrbündelwärmeübertrager abgeschätzt. Die beiden Reaktoren machen knapp 50 % der Investitionskosten aus.

<sup>27</sup> A. Alamia, S. Ösk Gardarsdóttir, A. Larsson, F. Normann, H. Thunman (2017): Efficiency Comparison of Large-Scale Standalone, Centralized, and Distributed Thermochemical Biorefineries. *Energy Technol.* 5, 1435. [https://www.chalmers.se/SiteCollectionDocuments/SEE/News/Popularreport\\_GoBiGas\\_results\\_highres.pdf](https://www.chalmers.se/SiteCollectionDocuments/SEE/News/Popularreport_GoBiGas_results_highres.pdf)

<sup>28</sup> Nguyen T., Joensen F.: Overview of Topsøe Synthesis. Technologies for BtL and bio-SNG. Online unter: [https://www.vtt.fi/files/projects/2g\\_2020/nguyen\\_joensen.pdf](https://www.vtt.fi/files/projects/2g_2020/nguyen_joensen.pdf)

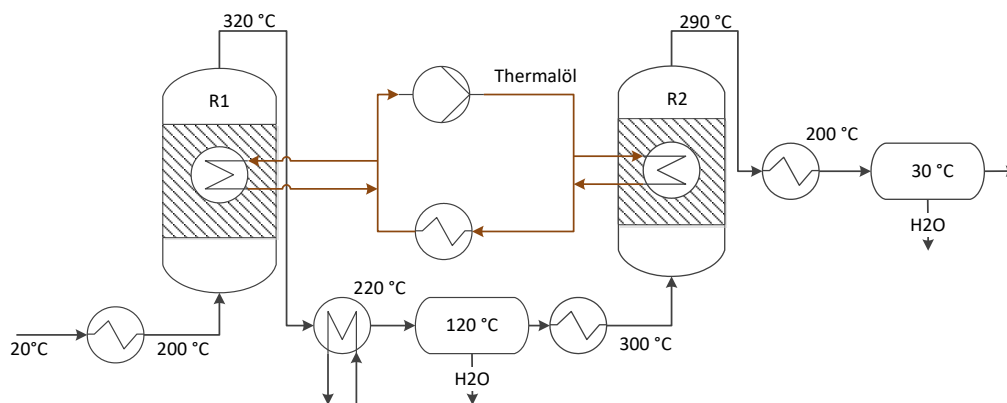
<sup>29</sup> A. Alamia, A. Larsson, C. Breitholtz, H. Thunman (2017): Performance of large-scale biomass gasifiers in a biorefinery, a state-of-the-art reference. *Int. J. Energy Res.* DOI: 10.1002/er.3758.

<sup>30</sup> Gray, D., Challman, D. Geertsema A., Drake D., Andrews R. (2007): Technologies for Producing Transportation Fuels, Chemicals, Synthetic Natural Gas and Electricity from the Gasification of Kentucky Coal. A report in Response to HB299, Sections 3(1), (2) and (6). Online unter: <http://www.caer.uky.edu/newsroom/news2007/HB299-Report-CTL-SNG-Technologies2007.pdf>, abgerufen am: 20.08.2018.

<sup>31</sup> Online unter: <https://blog.topsoe.com/2014/11/huineng-sng-plant-goes-stream-transforming-coal-clean-energy-china>, abgerufen am: 20.08.2018.

<sup>32</sup> Aranda Almansa, G.; Drift, A. van der; Smit, R. (2014); The Economy of Large Scale Biomass to Synthetic Natural Gas (bi-oSNG) plants. ECN-E-14-008.

<sup>33</sup> C Wix, I Dybkjaer, and N. R. Udengaard (2007): Coal to SNG – The Methanation Process, 24th Annual International Pittsburgh Coal Conference, Johannesburg, South Africa.



**Abbildung A.2: Fließschema der zweistufigen Methanisierung**

Die Auswahl der Chilton-Faktoren hat einen großen Einfluss auf den Investitionsbedarf. Daher werden ein Best- sowie ein Worst-Case betrachtet. Die verwendeten Faktoren sind in Tabelle A.1 dargestellt. Der Faktor für die Rohrleitungen ist von den enthaltenen Medien abhängig und liegt für gasförmige Medien zwischen 30 und 60 %. Es wird von einer weitgehenden Instrumentierung mit einem minimalen Faktor von 12,5 % und maximalen Faktor von 15 % ausgegangen. Die Anlage wird vermutlich als Freianlage bzw. mit geringem Anteil im Gebäude realisiert, es wird ein Faktor von 60 % gewählt. Investitionen für Versorgungs- und Servicebetrieb von neuen Anlagen werden im Bereich 65 % bis 100 % berücksichtigt. Eine große Anschlußleitung geht mit 20 % bis 25 % in die Berechnung ein. Die resultierenden direkten Anlagenkosten werden mit einem Aufschlagsfaktor zwischen 35 % und 50 % für Engineering und Bau beaufschlagt. Beiträge für Unvorhergesehenes belaufen sich auf 25 % bis 50 %. Der Größenfaktor berücksichtigt sinkenden Kosten durch eine steigende Anzahl an realisierten Anlagen und wird für den minimalen und maximalen Grenzfall mit 5 % und 35 % berechnet.

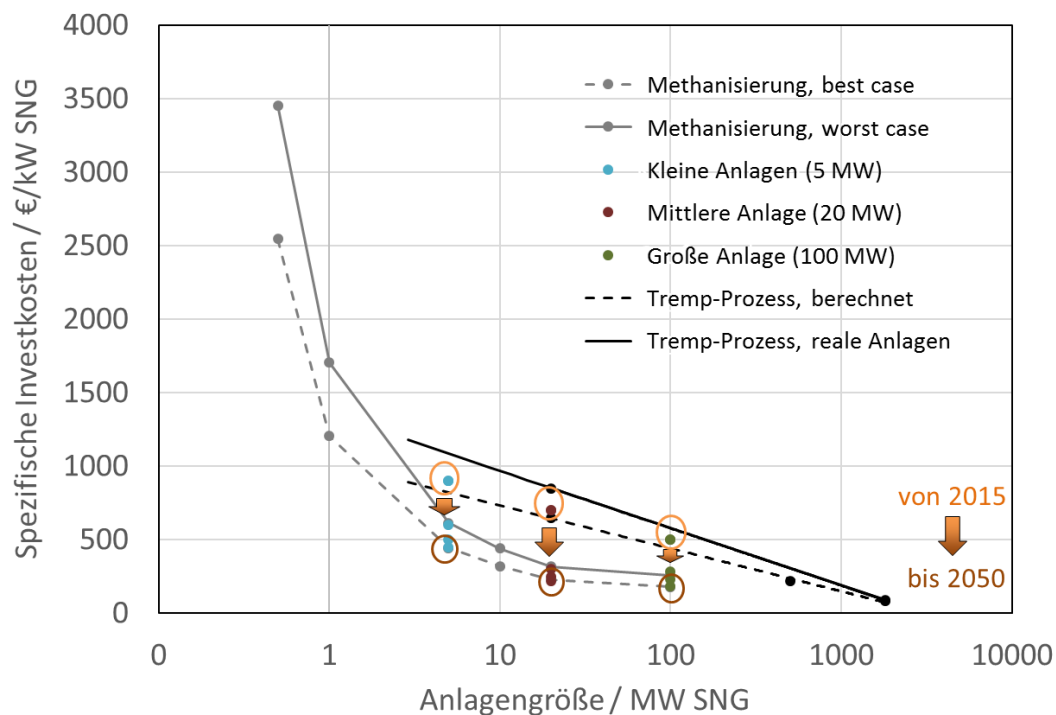
**Tabelle A.1: Chilton Faktoren zur Berechnung der Investitionskosten**

	2-stufig Best- Case	2-stufig Worst- Case	TREMP
<b>(1) Kosten für gelieferte Apparate</b>			
	0,15	0,15	0,15
<b>(2) Installierte Hauptkomponenten</b>			
Rohrleitungen	0,45	0,6	0,45
Instrumentierung	0,125	0,15	0,125
Gebäude	0,6	0,6	0,6
Servicebetrieb	0,65	1	0,65
Anschlußleitungen	0,2	0,25	0,2
<b>(3) Direkte Anlagenkosten</b>			
Engineering & Bau	0,35	0,5	0,35
Beträge für Unvorhergesehenes	0,25	0,5	0,25
Größenfaktor	0,05	0,35	0,05
Korrektur mit Preisindex	1,8	1,8	1,8
<b>Gesamte Anlagenkosten</b>			

Einige zusätzliche Kostenpunkte, welche nicht in den Anlagenkosten enthalten sind, werden nachträglich addiert. Die Analytik wird mit Fixkosten für alle Anlagengrößen mit 200 k€ angenommen. Die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Kompression betragen für die 0,5 MW Anlage 100 k€ und werden für größere Anlagen über einen Skalierungsfaktor von 0,6 berechnet. Die Kosten für den Katalysator betragen für die 0,5 MW Anlage 10 k€ und skalieren linear mit der Anlagengröße. Kosten für die Trocknung werden für die 0,5 MW Anlage zu 75 k€ angegeben und ebenfalls über einen Skalierungsfaktor von 0,6 skaliert.

### Ergebnisse: Kostenentwicklung der Methanisierung bis 2050

In Abbildung A.3 sind die berechneten Kostendaten für den TREMP Prozess und die 2-stufige Methanisierung grafisch zusammengeführt. Alle Kosten sind in Bezug auf aktuelle Apparatelkosten erstellt. Auf dieser Basis werden die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2050 abgeleitet.



**Abbildung A.3: Spezifische Investkosten für die Methanisierung bis ins Jahr 2050**

In Tabelle A.2 sind die prognostizierten Kosten von 2015 bis 2050 auf der Kostenbasis von 2017 angegeben. Durch einen Technologiewechsel hin zu einer zweistufigen Methanisierung wird ab dem Jahr 2030 eine Kostenreduktion erwartet. Durch steigende Erfahrung (durch eine größere Zahl von Anlagen) werden sich die Kosten bis 2050 schrittweise weiter reduzieren. Der Zugewinn an Erfahrung mit den Konzepten ist durch Reduktion der Kosten in den Grenzen der zuvor definierten Worst → Best-Case realisiert. Für das Jahr 2050 könnten so für große Methanisierungsanlagen im Bereich 100 MW SNG spezifische Kosten von 150 €/kW SNG (ohne Trocknung) erreicht werden.

**Tabelle A.2: Kostenprognose der spezifische Investitionskosten in €/kW SNG für kleine, mittlere und große Methanisierungsanlagen, inkl. Trocknung und Analytik**

	2015	2020	2030	2040	2050
<b>Kleine METH (5 MW SNG)</b>	900	900	600	500	450
<b>Mittlere METH (20 MW)</b>	700	700	300	250	220
<b>Große METH (100 MW)</b>	500	500	280	230	180

Ein Vergleich mit Literaturwerten ist in Tabelle A.3 angeführt. Es zeigt sich, dass die berechneten Werte gut mit Literaturwerten übereinstimmen. Für eine 1 MW Anlage (CH<sub>4</sub> output) gibt Grond et al. 1500 €/kW an. Für kleine Anlagen (5 MW) werden 600 €/kW berechnet. Grond et al.<sup>34</sup> gibt 800 €/kW für eine 5 MW oder 550 €/kW für Anlagen im Bereich 2,5-5 MW an. Die Kostenreduktion mit zunehmender Anlagenerfahrung liegt bei Grond et al. Mit 300-500 €/kW für eine 5 MW Anlage in einem vergleichbaren Bereich.

**Tabelle A.3: Literaturstellen bezüglich Investitionskosten der katalytischen Methanisierung**

<b>Spezifische Kosten / €/kW SNG (LHV)</b>	<b>Anlagen-größe / MW CH<sub>4</sub></b>		<b>Literatur</b>
1500	1		Grond et al. <sup>34</sup>
650	3		DVGW, 2014 <sup>35</sup>
800	5		Grond et al. <sup>34</sup>
300-500	5	Zu späterem Zeitpunkt	Grond et al. <sup>34</sup>
280	25		Kinger 2012 <sup>36</sup>
550	2,5-5		Sterner 2009 <sup>37</sup>
270	5 MW		Sterner 2009 <sup>37</sup>

<sup>34</sup> Grond L, Schulze P, Holstein S (2013) Systems analyses power to gas: deliverable 1: technology review. DNV KEMA Energy & Sustainability, Groningen

<sup>35</sup> DVGW (November 2014c): Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten. Abschlussbericht. Graf, F.; Götz, M. et al.

<sup>36</sup> Kinger G (2012) Green energy conversion and storage (Geco). Endbericht for FFG project 829943, Wien

<sup>37</sup> Sterner, M (2009) Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems. Dissertation, Universität Kassel



## A3.3 CO<sub>2</sub>-Bereitstellung – CAPEX & OPEX

Gestehungskosten für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus einer konzentrierten CO<sub>2</sub>-Quelle

CO <sub>2</sub> -Abscheidung aus einer konzentrierten CO <sub>2</sub> -Quelle	Gestehungskosten					
		2015	2020	2030	2040	2050
	Standart-Anlagen-größen <sup>38</sup> [MW]	OPEX [EUR/MWh]	OPEX [EUR/MWh]	OPEX [EUR/MWh]	OPEX [EUR/MWh]	OPEX [EUR/MWh]
	kleine MET	5	9,90	8,91	6,53	6,53
	mittel MET	20	9,46	8,47	6,18	6,18
	große MET	100	8,91	7,92	5,74	5,74

Kosten für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft in €/MW (CAPEX) bzw. in €/MWh (OPEX)

### CAPEX

	Standart-Anlagen-größen <sup>38</sup> [MW]	2015 CAPEX [EUR/MW]	2020 CAPEX [EUR/MW]	2030 CAPEX [EUR/MW]	2040 CAPEX [EUR/MW]	2050 CAPEX [EUR/MW]
kleine MET	5	900.000	825.000	726.667	628.333	530.000
mittel MET	20	900.000	825.000	726.667	628.333	530.000
große MET	100	900.000	825.000	726.667	628.333	530.000

CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft

### OPEX

	Standart-Anlagen-größen <sup>38</sup> [MW]	2015 OPEX [EUR/MWh]	2020 OPEX [EUR/MWh]	2030 OPEX [EUR/MWh]	2040 OPEX [EUR/MWh]	2050 OPEX [EUR/MWh]
kleine MET	5	9,750	9,188	8,450	7,713	6,975
mittel MET	20	9,750	9,188	8,450	7,713	6,975
große MET	100	9,750	9,188	8,450	7,713	6,975

<sup>38</sup> Anlagenleistung bezogen auf EE-PtG-CH<sub>4</sub>

## A3.4 Methanisierung Mehrkosten Wirkungsgradverlust

Mehrkosten für den zusätzlichen Wasserstoffbedarf bei der Methanisierung aufgrund von Wirkungsgradverlusten

Mehraufwand an Wasserstoff-Gestehungskosten pro MWh EE-PtG-CH<sub>4</sub>

Mehrkosten durch zusätzlichen H<sub>2</sub>-Bedarf bei der Methanisierung

	Standart-Anlagengrößen <sup>39</sup> [MW]	2015 CAPEX [EUR/MW]	2020 CAPEX [EUR/MW]	2030 CAPEX [EUR/MW]	2040 CAPEX [EUR/MW]	2050 CAPEX [EUR/MW]
„sehr“ kleine MET	1	37	31	27	26	25
kleine MET	5	37	31	27	26	25
mittel MET	20	35	30	26	25	25
große MET	100	32	28	25	24	24

Mehrkosten durch Umlagen und Entgelte für die Wasserstoffherzeugung pro MWh EE-PtG-CH<sub>4</sub>

	Standart-Anlagengrößen <sup>39</sup> [MW]	2015 OPEX [EUR/MWh]	2020 OPEX [EUR/MWh]	2030 OPEX [EUR/MWh]	2040 OPEX [EUR/MWh]	2050 OPEX [EUR/MWh]
„sehr“ kleine MET	1	0	0	0	0	0
kleine MET	5	0	0	0	0	0
mittel MET	20	0	0	0	0	0
große MET	100	0	0	0	0	0

<sup>39</sup> Anlagenleistung bezogen auf EE-PtG-CH<sub>4</sub>

## A3.5 EE-PtG-Gas-Einspeiseanlagen – CAPEX & OPEX

Kosten für Wasserstoffeinspeiseanlagen am FNB in €/MW (CAPEX) bzw. in €/MWh (OPEX)

### CAPEX

H<sub>2</sub>-  
Einspei-  
seanlage  
FNB

Stan- dart-An- lagen- größen [MW <sub>H2</sub> ]	2015  CAPEX [EUR/ MW]	2020  CAPEX [EUR/ MW]	2030  CAPEX [EUR/ MW]	2040  CAPEX [EUR/ MW]	2050  CAPEX [EUR/ MW]
0,7	2.733.051	2.733.051	2.733.051	2.733.051	2.733.051
1,4	1.366.525	1.366.525	1.366.525	1.366.525	1.366.525
2,8	683.263	683.263	683.263	683.263	683.263
3,5	683.263	683.263	683.263	683.263	683.263
17,7	332.097	332.097	332.097	332.097	332.097

### OPEX

Stan- dart-An- lagen- größen [MW <sub>H2</sub> ]	2015  CAPEX [EUR/ MWh]	2020  CAPEX [EUR/ MWh]	2030  CAPEX [EUR/ MWh]	2040  CAPEX [EUR/ MWh]	2050  CAPEX [EUR/ MWh]
0,7	19,521	19,521	19,521	19,521	19,521
1,4	10,719	10,719	10,719	10,719	10,719
2,8	6,319	6,319	6,319	6,319	6,319
3,5	6,319	6,319	6,319	6,319	6,319
17,7	4,118	4,118	4,118	4,118	4,118



Kosten für Wasserstoffeinspeiseanlagen am VNB in €/MW (CAPEX) bzw. in €/MWh (OPEX)

CAPEX

H<sub>2</sub>-  
Einspei-  
seanlage  
VNB

Stan- dart-An- lagen- größen [MW <sub>H2</sub> ]	2015  CAPEX [EUR/ MW]	2020  CAPEX [EUR/ MW]	2030  CAPEX [EUR/ MW]	2040  CAPEX [EUR/ MW]	2050  CAPEX [EUR/ MW]
0,7	685.028	685.028	685.028	685.028	685.028
1,4	342.514	342.514	342.514	342.514	342.514
2,8	171.257	171.257	171.257	171.257	171.257
3,5	171.257	171.257	171.257	171.257	171.257
17,7	76.095	76.095	76.095	76.095	76.095

OPEX

Stan- dart-An- lagen- größen [MW <sub>H2</sub> ]	2015  CAPEX [EUR/ MWh]	2020  CAPEX [EUR/ MWh]	2030  CAPEX [EUR/ MWh]	2040  CAPEX [EUR/ MWh]	2050  CAPEX [EUR/ MWh]
0,7	2,242	2,242	2,242	2,242	2,242
1,4	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121
2,8	0,561	0,561	0,561	0,561	0,561
3,5	0,561	0,561	0,561	0,561	0,561
17,7	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280

Kosten für Methaneinspeiseanlagen am FNB in €/MW (CAPEX) bzw. in €/MWh (OPEX)

CAPEX

CH<sub>4</sub>-  
Einspei-  
seanlage  
FNB

Stan- dart-An- lagen- größen [MW <sub>CH<sub>4</sub></sub> ]	2015  CAPEX [EUR/ MW]	2020  CAPEX [EUR/ MW]	2030  CAPEX [EUR/ MW]	2040  CAPEX [EUR/ MW]	2050  CAPEX [EUR/ MW]
2,2	879.545	879.545	879.545	879.545	879.545
4,4	439.773	439.773	439.773	439.773	439.773
8,8	219.886	219.886	219.886	219.886	219.886
11,0	219.886	219.886	219.886	219.886	219.886
55,0	106.875	106.875	106.875	106.875	106.875
OPEX					
Stan- dart-An- lagen- größen [MW <sub>CH<sub>4</sub></sub> ]	2015  CAPEX [EUR/ MWh]	2020  CAPEX [EUR/ MWh]	2030  CAPEX [EUR/ MWh]	2040  CAPEX [EUR/ MWh]	2050  CAPEX [EUR/ MWh]
2,2	6,102	6,102	6,102	6,102	6,102
4,4	3,269	3,269	3,269	3,269	3,269
8,8	1,853	1,853	1,853	1,853	1,853
11,0	1,853	1,853	1,853	1,853	1,853
55,0	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145

Kosten für Methaneinspeiseanlagen am VNB in €/MW (CAPEX) bzw. in €/MWh (OPEX)

CAPEX

CH<sub>4</sub>-  
Einspei-  
seanlage  
FNB

Stan- dart-An- lagen- größen [MW <sub>CH<sub>4</sub></sub> ]	2015  CAPEX [EUR/ MW]	2020  CAPEX [EUR/ MW]	2030  CAPEX [EUR/ MW]	2040  CAPEX [EUR/ MW]	2050  CAPEX [EUR/ MW]
2,2	220.455	220.455	220.455	220.455	220.455
4,4	110.227	110.227	110.227	110.227	110.227
8,8	55.114	55.114	55.114	55.114	55.114
11,0	55.114	55.114	55.114	55.114	55.114
55,0	24.489	24.489	24.489	24.489	24.489

OPEX

Stan- dart-An- lagen- größen [MW <sub>CH<sub>4</sub></sub> ]	2015  CAPEX [EUR/ MWh]	2020  CAPEX [EUR/ MWh]	2030  CAPEX [EUR/ MWh]	2040  CAPEX [EUR/ MWh]	2050  CAPEX [EUR/ MWh]
2,2	0,722	0,722	0,722	0,722	0,722
4,4	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361
8,8	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
11,0	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
55,0	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090

## A3.6 Poren-UGS – Erforderliche Kapazität Methanisierung

Erforderliche Methanisierungskapazität für Porenspeicher

Zusätzlich erforderliche Methanisierungskapazität bei Weiternutzung der Poren-UGS im Erdgasnetz

Erforderliche Methanisierungskapazität für Porenspeicherung

Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz [%]	0	5	10	20	30	40
erforderliche Methanisierungskapazität [MW]	0	333	667	1.300	1.967	2.633
Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz [%]	50	60	70	80	90	100
erforderliche Methanisierungskapazität [MW]	3.267	3.933	4.600	5.233	5.900	6.567

## **A4. Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Vorbetrachtung Berechnungsmodell**

## A4.1 Vorbetrachtungen Netzebene PtG-Einspeisung

Dieser Abschnitt des Anhangs behandelt die im Kapitel 4 aufgetretene Nebenfragestellung nach einer technoökonomisch sinnvollen Aufteilung der Einspeisung von EE-PtG-Gasen auf die beiden Netzebenen FNB/UGS und VNB. Diese konnte nicht im Rahmen der Studie nicht erschöpfend behandelt werden. Im Folgenden wird der für das Berechnungsmodell gewählte vereinfachte Ansatz dargestellt.

Fragestellung

- Können die EE-PtG-Gase unterjährig tatsächlich ins Gasnetz eingespeist werden? Gibt hinreichend mit EE-PtG-Gasen-beaufschlagbare Gasströme?
- Welche Aufteilung zwischen FNB/UGS und VNB sollte vorgesehen werden? Angeschlossene Verbraucher legen 50% FNB / 50% VNB nahe.

### Betrachtung FNB/UGS

In Abbildung A.4 soll qualitativ der monatliche Gasfluss über das deutsche Transportnetz am Beispiel von 2015 dargestellt werden. Dieser wird über einen vereinfachten Ansatz in erster Näherung ermittelt. Zunächst wird der gesamte Gasverbrauch an Erdgas (orange) und Biogas (grün) abgetragen. Dieser besitzt jahreszeitliche temperaturbedingte Schwankungen (Spitzen in Wintermonaten, Tiefs in Sommermonaten). Zusätzlich wird in grau der in die UGS einzuspeichernde Menge mitabgetragen, die vor allem in den Monaten geringen Verbrauchs durch das Transportnetz zu den Speichern transportiert wird. Wenn man nun vom Gasverbrauch die im Sommer eingespeicherte Menge, die vor allem im Winter ausgespeichert wird, abzieht, ergibt der monatlich mit EE-PtG-Gasen beaufschlagbare Gasfluss im Transportnetz.

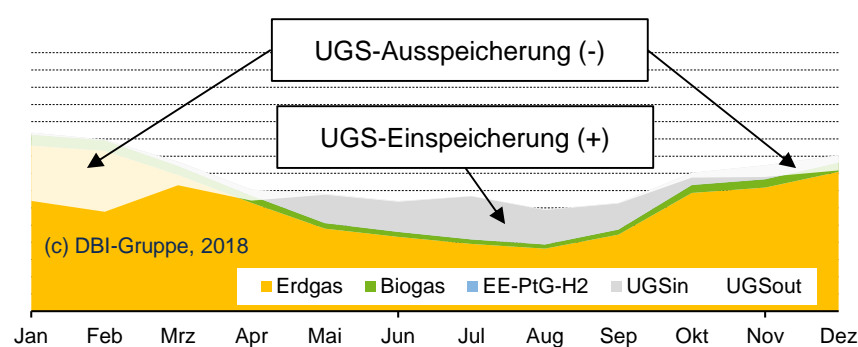
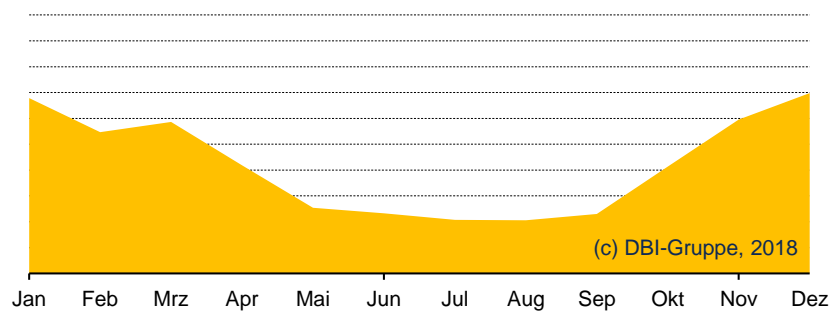


Abbildung A.4: Monatlicher Gasfluss FNB Deutschland(Beispiel 2015)

Es zeigt sich für das Transportnetz, dass sich der monatliche, mit EE-PtG-Gasen beaufschlagbare Gasfluss aus Gesamtsystemsicht relativ gleichmäßig über das Jahr verteilt. Dies würde sich bei genauerer räumlich-geographischer Auflösung für einzelne Leitungen jedoch ausdifferenzierter darstellen.

## Betrachtung VNB

Auf VNB-Ebene eine Gesamtsystembetrachtung ähnlich wie im FNB durchzuführen ist nicht möglich. Indikativ wurden Verbrauchsprofile verschiedener Verteilnetze betrachtet (mittlere Großstadt, ländliche Regionalverteilung, ländliche Gemeinde). Beispielhaft ist Ländliche Regionalverteilung in Abbildung A.5 dargestellt. Es zeigte sich bei allen eine starke Temperaturabhängigkeit der Gasnachfrage und dadurch ein Nachfragetief in den Sommermonaten.



**Abbildung A.5: Typischer Gasfluss VNB (Bsp. Ländliche Regionalverteilung, DBI-Expertise)**

Insofern ist festzuhalten, dass der monatliche, mit EE-PtG-Gasen beaufschlagbare Gasfluss im Verteilnetz sehr stark variiert.

### Fazit

Eine Aufteilung der PtG-Einspeisung zu gleichen Teilen (50/50) auf die Netzebenen, wie es die Nachfrage der angeschlossenen Verbraucher nahelegt, ist aufgrund des vor allem im Verteilnetz stark temperaturabhängigen Gasflusses unrealistisch. Im Basis-Szenario wird daher von einer Aufteilung 70% FNB-Ebene zu 30% VNB-Ebene (70/30) ausgegangen.

Eine genauere Betrachtung im Sinne einer zeitlich-unterjährigen sowie räumlich-regionalen Auflösung ist nicht Gegenstand der Studie

## A4.2 Vorbetrachtungen Poren-UGS

Dieser Abschnitt des Anhangs behandelt die im Kapitel 3 aufgetretene Nebenfragestellung nach einer sinnvollen Abbildung der Poren-UGS insbesondere vor dem Hintergrund ungeklärter, individuell zu betrachtender Wasserstofftoleranz untertage (s. hierzu auch 4.2.1.1) sowie aktuellen betriebswirtschaftlichen Herausforderungen im Speicherbetrieb. Diese konnte nicht im Rahmen der Studie nicht erschöpfend behandelt werden. Im Folgenden wird der für das Berechnungsmodell gewählte vereinfachte Ansatz dargestellt.

Fragestellung

Wie ist die ungeklärte und uneinheitliche Wasserstofftoleranz der Poren-UGS im Berechnungsmodell vereinfacht abbildbar?

### Annahmen und Lösungsansatz

DBI-Untersuchungen aus der Vergangenheit haben ergeben, dass Poren-UGS südlich der Mainlinie zur Gewährleistung der Versorgung Süddeutschlands insbesondere aufgrund fehlender Kavernenspeicher erforderlich sind (vgl. Abbildung A.6).

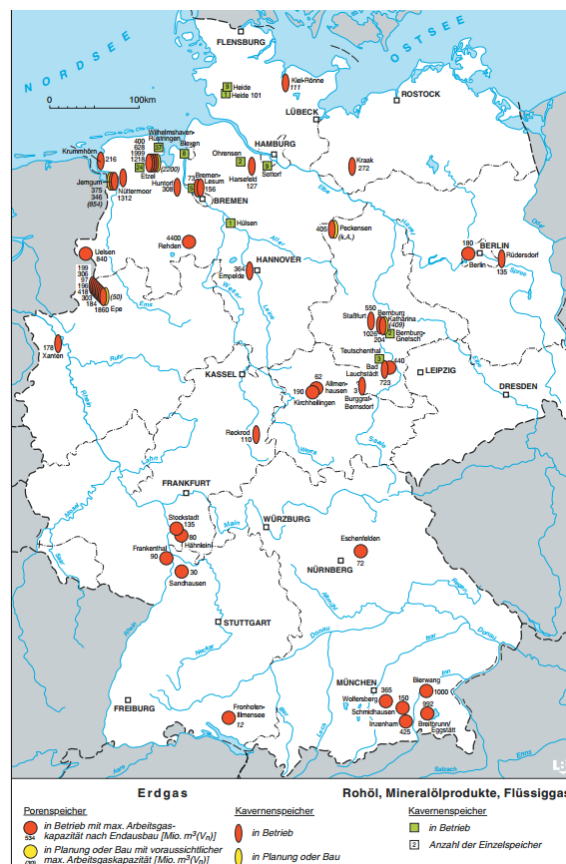


Abbildung A.6: Speicherlokationen in Deutschland (LBEG, 2016)



Daher werden im Modell nur die Poren-UGS südlich der Mainlinie abgebildet. Für diese wird allgemein von einer allgemeinen Wasserstofftoleranz der Untertageanlage von 5 Vol.-% ausgegangen (Schoof, 2018). Über die 5 Vol.-% H<sub>2</sub> hinaus wird die technische Lösung der Methanisierung des Wasserstoffanteils im einzuspeichernden Gasstrom vorgesehen (Annahme jährliche Einsatzzeit 1500 Volllaststunden).

Alle weiteren Poren-UGS (nördlich der Main-Linie) werden in Modellierung nicht berücksichtigt.

In der nachstehenden Tabelle wird die Auswirkung auf das im Modell verfügbare Arbeitsgasvolumen in den Untergrundgasspeichern quantifiziert.

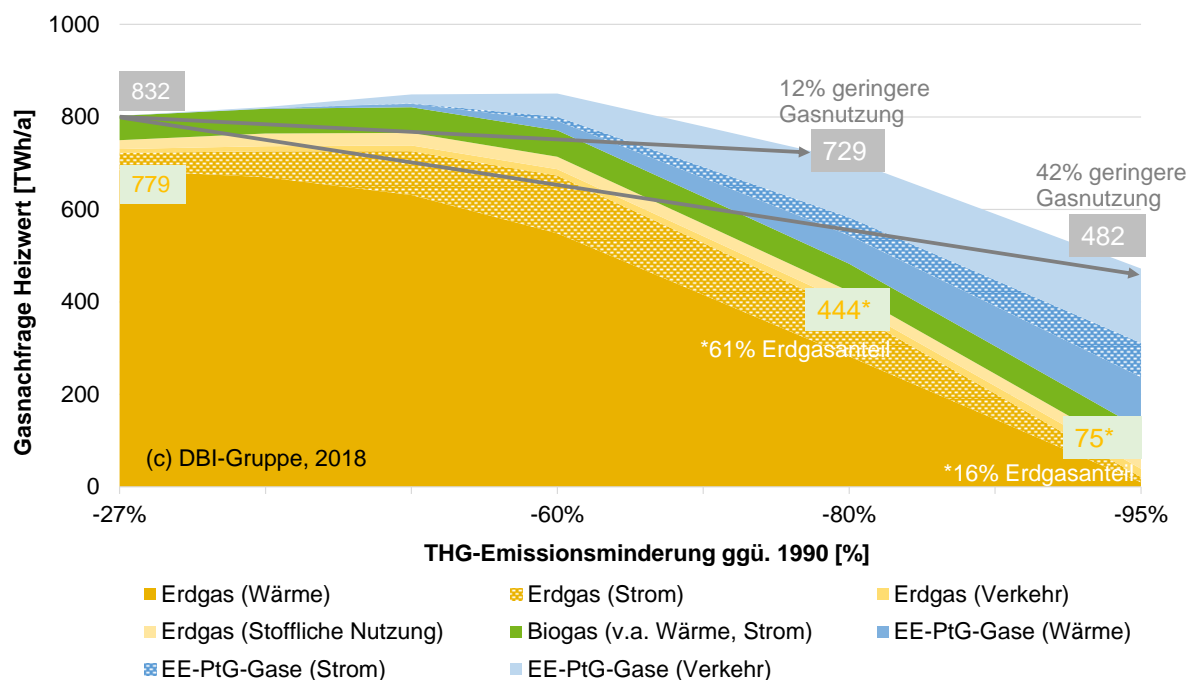
Arbeitsgasvolumen in 10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup>	Poren-UGS	Kavernen-UGS	gesamt
Deutschland	9,821	18,466	28,287
Südlich Mainlinie	3,3	0	
<b>Deutschland im Berechnungsmodell</b>	<b>3,3</b>	<b>18,466</b>	<b>21,766</b>
Reduktion AGV Poren-UGS um	66%		
Reduktion AGV UGS (Kaverne, Pore) gesamt um			23%

## A4.3 Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aus Verkehrssektor

Dieser Abschnitt des Anhangs behandelt die im Kapitel 4 aufgetretene Nebenfragestellung nach dem Umgang mit der Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aus dem Verkehrssektor im Berechnungsmodell. Diese konnte nicht im Rahmen der Studie nicht erschöpfend behandelt werden. Im Folgenden wird der für das Berechnungsmodell gewählte vereinfachte Ansatz dargestellt.

Fragestellung

- Welches EE-PtG-Gas ( $H_2$ ,  $CH_4$ ) wird nachgefragt? Welche Antriebskonzepte im Fahrzeug stehen voraussichtlich dahinter (z.B. Verbrennungsmotor mit EE-PtG- $CH_4$ , Verbrennungsmotor mit EE-PtG- $H_2$ , Brennstoffzelle mit EE-PtG- $H_2$ )?
- Inwiefern kann ein leitungsgebundener Transport der Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aus Verkehrssektor (hellblau s.u.) erwartet werden? Wieviel %?



**Abbildung A.7: Entwicklungsszenarien für die Gasnachfrage in Deutschland nach J. Nitsch (2016): Energiewende nach COP1, Szenario „KLIMA 2050“**

Es konnte kein belastbarer Lösungsansatz aus den verfügbaren Quellen abgeleitet werden (Stand Mai 2018). Daher wird im Basis-Szenario von einem leitungsgebundenen Transport von 10% der Nachfrage nach EE-PtG-Gasen aus dem Verkehrssektor über den betrachteten Zeitraum ausgegangen. Darüber hinaus wird eine Sensitivität 100% EE-PtG-Gase (Verkehr) im Gasnetz gerechnet.

## A4.4 Vorbetrachtungen Transit-Gasfluss

Dieser Abschnitt des Anhangs behandelt die im Kapitel 4 aufgetretene Nebenfragestellung nach einem vereinfachten Umgang mit dem Transitgasgeschäft im Berechnungsmodell. Diese konnte im Rahmen der Studie nicht erschöpfend behandelt werden. Im Folgenden wird der für das Berechnungsmodell gewählte vereinfachte Ansatz dargestellt.

Fragestellung

Wie ist die ungeklärte und uneinheitliche Wasserstofftoleranz der Poren-UGS im Berechnungsmodell vereinfacht abbildbar?

### Annahmen und Lösungsansatz

Zwecks Abschätzung des Anteils an Transit-Leitungen wurde in Absprache mit den FNB-Vertretern der Projektbegleitgruppe folgender vereinfachter Ansatz gewählt. Es wird der Anteil des Transitgasflusses am Gesamtgasfluss in Deutschland angesetzt (vgl. Abbildung A.8). Es wird vereinfachend angenommen, dass dieser Anteil auch dem Anteil der Transit-Leitungen an allen FNB-Leitungen entspricht.

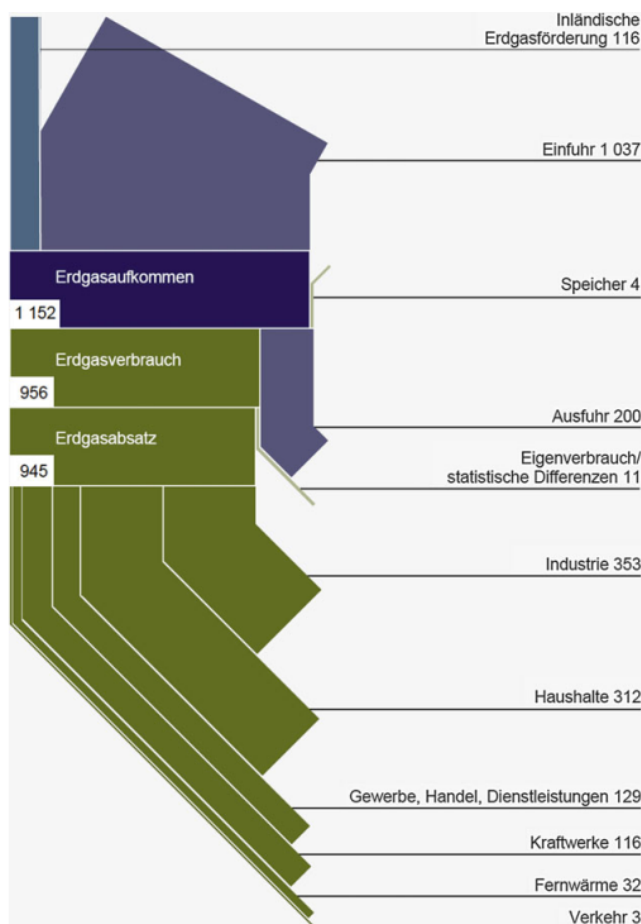


Abbildung A.8: Gasfluss Deutschland 2014 (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2014)

Darauf aufbauend wurde die Leitungslänge an Transitleitungen wie folgt ermittelt. (s. Tabelle).

**Tabelle Bereinigung FNB-Stahl-Rohrleitungen um Transitleitungen (DBI-Abschätzung)**

	Absolut in TWh	Anteil in %
Erdgasaufkommen	1152	
Erdgasverbrauch	956	83%
Ausfuhr	200	17%

	in km
FNB-Leitungen gesamt	33357
Anteil Transit	5791
FNB-Leitungen Modell	27566

Danach stellen 5791 km FNB-Leitung für Modell reine Transit-Leitungen und sind daher nicht Teil des Mengen-Kosten-Gerüsts. Somit wird im Modell für die gesetzten Systemgrenzen mit 27.566 km FNB-Leitungen innerhalb Deutschlands gerechnet.

## **A5. Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Tabellarische Zusammenfassung**

## A5.1 Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Sensitivitäten

Sensitivitäten	EE-PtG-Gasen										Technologien		Zeitachsen			
	Anteil-EE-PtG-Gase im Gasnetz je Sektor nach Nitsch					Aufteilung-Einspeisung					Begrenzung H <sub>2</sub> -Konzentration		Start-jahr	EE-PtG-CH <sub>4</sub>	CAPEX-2050-groß	im-Jahr
	Wärme	Strom	Verkehr	Vol.-%	Vol.-%	FNB/UGS	VNB	FNB/UGS	VNB	Vol.-%	Vol.-%	Vol.-%				
Trend-Szenario	100	100	100	100	100	70	30	100	100	100	100	100	2020	EE-PtG-CH <sub>4</sub>	2040	2050
Basis-Szenario	100	100	100	100	100	70	30	100	100	100	100	100	2020	EE-PtG-CH <sub>4</sub>	2040	2050
PtG-Einspeisung-FNB50/VNB50	100	100	100	100	100	70	30	100	100	100	100	100	2020	EE-PtG-CH <sub>4</sub>	2040	2050
100%-EE-PtG-Gase (Verkehr) im Gasnetz	100	100	100	100	100	70	30	100	100	100	100	100	2020	EE-PtG-CH <sub>4</sub>	2040	2050
gedeckt: 2-Vol.-%-H <sub>2</sub>	100	100	100	100	100	70	30	100	100	100	100	100	2020	EE-PtG-CH <sub>4</sub>	2040	2050
gedeckt: 5-(FNB)-bzw.-10-(VNB)-Vol.-%-H <sub>2</sub>	100	100	100	100	100	70	30	100	100	100	100	100	2020	EE-PtG-CH <sub>4</sub>	2040	2050
Optimistische-Lernkurve-PtG-CH <sub>4</sub>	100	100	100	100	100	70	30	100	100	100	100	100	2020	EE-PtG-CH <sub>4</sub>	2040	2050
Startjahr-2025	100	100	100	100	100	70	30	100	100	100	100	100	2025	EE-PtG-CH <sub>4</sub>	2040	2050
beschleunigt-95%-THG-2040	100	100	100	100	100	70	30	100	100	100	100	100	2025	EE-PtG-CH <sub>4</sub>	2040	2050
verzögert-80%-THG-2050	100	100	100	100	100	70	30	100	100	100	100	100	2025	EE-PtG-CH <sub>4</sub>	2040	2050

## A5.2 Transformationspfade der Gasnetze und Gasspeicher – Ergebnisse

[illegible]