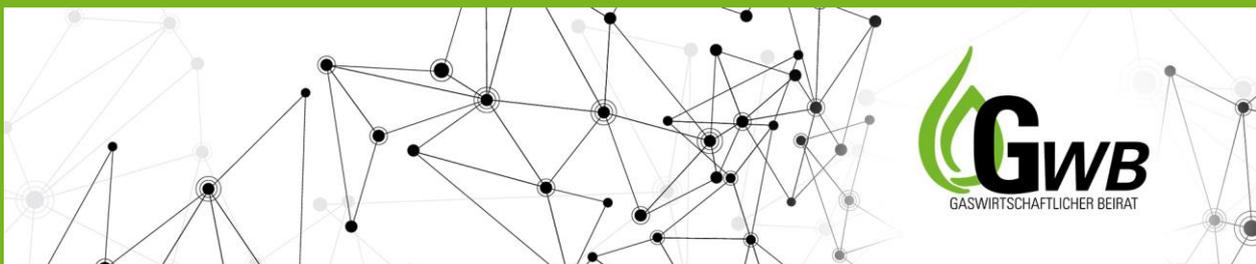


GWB H₂ VO

Nach der EU-METHANverordnung ist vor der
EU-WASSERSTOFFverordnung

Abschlussbericht



Impressum

Abschlussbericht

GWB H₂ VO

Nach der EU-METHANverordnung ist vor der
EU-WASSERSTOFFverordnung

Erstellt im Auftrag von

Gaswirtschaftlicher Beirat

Dr.-Ing. Jörg Nitzsche
Halsbrücker Straße 34
D-09599 Freiberg

T +49 (0) 3731 4195-331

F +49 (0) 3731-4195-319

joerg.nitzsche@dbi-gruppe.de
www.dbi-gruppe.de

Durchführung

Projektleitung

Jenny Sammüller, M. Eng.
jenny.sammueler@dbi-gruppe.de
T +49 341 2457-159

Kontakt

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
D-04229 Leipzig
www.dbi-gruppe.de

Autorinnen

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Jenny Sammüller, Wenke Müller

Laufzeit

01.04.2024 bis 31.10.2024

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis	6
1 Einleitung und Motivation	7
2 Klimawirkung von Wasserstoff	8
2.1 Emissionskennzahlen	8
2.2 GWP von Wasserstoff	9
2.2.1 Forschungsstand	9
2.2.2 Effekte, die zum GWP von Wasserstoff führen	10
2.2.3 Unsicherheiten des GWP von Wasserstoff	10
2.3 GWP weiterer, ausgewählter Treibhausgase	11
3 Wasserstoffemissionen entlang der Wertschöpfungskette	12
3.1 Allgemeine Informationen zu Wasserstoffemissionen	12
3.2 Wasserstoffemissionen der einzelnen Wertschöpfungskettenelemente basierend auf Literaturangaben	13
3.3 Beispielwertschöpfungsketten	14
4 Mögliche Wasserstoffemissionen in Deutschland im Jahr 2030/2045	16
4.1 Szenarien für die Nachfrage nach Wasserstoff	16
4.2 Substitutionseffekte durch den Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff	17
5 Messtechnik zur Detektion und Quantifizierung von Wasserstoffemissionen	20
5.1 Überblick	20
5.2 Wasserstoffeignung der aktuell eingesetzten Methoden zur Messung von Methanemissionen	20
5.2.1 Detektion von Leckagen	20
5.2.2 Quantifizierung	21
5.3 Sensoren zur Detektion und Quantifizierung von Wasserstoffemissionen	21
5.4 Weitere Methoden zur Detektion und Quantifizierung	22
5.5 Forschungs- und Entwicklungsbedarf	23
6 Maßnahmen zur Vermeidung von Wasserstoffemissionen	24
7 Bewertung der EU-Methanverordnung hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit auf eine zukünftige EU-Wasserstoffverordnung	25
8 Fazit und Ausblick	26
9 Literatur	27
Anhang	30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3.1: Beispielwertschöpfungskette 1: Lokale Wasserstoffherstellung.....	14
Abbildung 3.2: Beispielwertschöpfungskette 2: Wasserstoffimport per Flüssigtransport (Schiff).....	14
Abbildung 3.3: Beispielwertschöpfungskette 1: Lokale Wasserstoffherstellung – Minimalwerte	15
Abbildung 3.4: Beispielwertschöpfungskette 2: Wasserstoffimport per Flüssigtransport (Schiff) - Maximalwerte	15
Abbildung 4.1: Szenarien zur Wasserstoffnachfrage verschiedener Studien [22, 23].....	16
Abbildung 4.2: THG-Emissionen in kt CO ₂ e und Bedarf an Wasserstoff bzw. Erdgas in TWh.....	18
Abbildung 4.3: Relative Darstellung der THG-Emissionen in kt CO ₂ e/TWh	19

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Gegenüberstellung von GWP ₂₀ - und GWP ₁₀₀ -Werten von Wasserstoff verschiedener Literaturquellen	9
Tabelle 2.2:	GWP ₂₀ und GWP ₁₀₀ verschiedener Treibhausgase [2, S. 1017] im Vergleich zu H ₂ [5, S. 5]11	
Tabelle 3.1:	Berechneter Median der Emissionen einzelner H ₂ -Wertschöpfungskettenelemente entsprechend der Literaturangaben.....	13
Tabelle 6.1:	Mögliche Maßnahmen zur Vermeidung von Wasserstoffemissionen.....	24
Tabelle 7.1:	Artikel der EU-Methanverordnung zur Reduzierung von Methanemissionen und Bewertung auf die Auswirkung auf Wasserstoffemissionen [25]	25

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

AP:	Arbeitspaket
CH ₄ :	Methan
CO:	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂ :	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ e:	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
GTP:	Temperaturänderungspotenzial (Global Temperature Change Potential)
GWB:	Gaswirtschaftlicher Beirat
GWP:	Treibhauspotenzial (Global Warming Potential)
GWP ₁₀₀ :	Globales Treibhauspotential über 100 Jahre
GWP ₂₀ :	Globales Treibhauspotential über 20 Jahre
GWP ₅₀₀ :	Globales Treibhauspotential über 500 Jahre
H ₂ :	Wasserstoff
IPCC:	Intergovernmental Panel on Climate Change
IR:	Infrarot
LH ₂ :	Flüssiger Wasserstoff
LNG:	Flüssiges Erdgas (liquid natural gas)
MW:	Mittelwert
NG:	Erdgas (natural gas)
NO _x :	Stickoxide
O ₂ :	Sauerstoff
O ₃ :	Ozon
THG:	Treibhausgas
UNFCCC:	Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen
VOCs:	Flüchtige organische Verbindungen

1 Einleitung und Motivation

Am 04.08.2024 ist die EU-Methanverordnung in Kraft getreten[1]. Sie enthält Vorgaben für verschiedene Energiesektoren zur Überwachung und Reduzierung von Methanemissionen. Diese werden erhebliche Auswirkungen auf die betriebliche Praxis der Netzbetreiber haben. Die Substitution von Erdgas durch Wasserstoff ist eine Möglichkeit, Methanemissionen zu vermeiden. Aber auch Wasserstoffemissionen haben eine Klimawirkung und müssen in Zukunft vermieden werden. Aus Regierungskreisen ist bereits zu vernehmen, dass nach der EU-Methanverordnung eine EU-Wasserstoffverordnung folgen wird. Darauf können und sollten sich die Netzbetreiber schon heute vorbereiten.

Der vorliegende Bericht zum GWB-Projekt soll Netzbetreibern einen allgemein verständlichen Überblick darüber geben, welche Klimawirkung und Emissionen von Wasserstoff (zukünftig) zu erwarten sind, wie Wasserstoffemissionen gemessen und reduziert werden können. Die bearbeiteten Arbeitspakete (AP) sind in den jeweiligen Kapiteln entsprechend beschrieben.

Kapitel 2 beschäftigt sich mit der Klimawirkung von Wasserstoff. Im Gegensatz zu Methan ist Wasserstoff kein direktes, sondern ein indirektes Treibhausgas. In diesem AP wird analysiert, wie Wasserstoff die Reaktionen anderer Treibhausgase (THG) beeinflusst und welche Klimawirkung von Wasserstoff zu erwarten ist.

In Kapitel 3 erfolgt die Analyse der Wasserstoffemissionen entlang der Wertschöpfungskette von der Produktion bis hin zur Nutzung. Dafür werden die Daten verschiedener Studien ausgewertet und Beispielwertschöpfungsketten gebildet.

Darauf aufbauend werden der Bedarf an Wasserstoff sowie die damit verbundenen, möglichen Wasserstoffemissionen in Deutschland in den Jahren 2030 und 2045 betrachtet (Kapitel 4). Diese Prognosen sind notwendig, um die zukünftige Bedeutung der Klimawirkung von Wasserstoff zu identifizieren.

Für die genaue (zukünftige) Messung und Überwachung dieser Emissionen wird in Kapitel 5 die Entwicklung und Anwendung von Messtechniken zur Quantifizierung von Wasserstoffemissionen untersucht. Diese Messtechniken sind entscheidend für die Identifikation von Emissionsquellen und die Bewertung der Wirksamkeit von Minderungsmaßnahmen.

Im Anschluss erfolgt die Erarbeitung von Maßnahmen zur Vermeidung von Wasserstoffemissionen (Kapitel 6), die auf technologischen, regulatorischen und organisatorischen Ansätzen basieren.

Abschließender Bestandteil des Projekts ist die Bewertung der aktuellen EU-Methanverordnung hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit auf eine mögliche, zukünftige EU-Wasserstoffverordnung (Kapitel 7). Ziel dieser Analyse ist es, regulatorische Rahmenbedingungen für Methanemissionen zu identifizieren, die zukünftig auf Wasserstoff angewendet werden könnten, um Emissionen zu minimieren und die Klimaziele der EU zu unterstützen.

2 Klimawirkung von Wasserstoff

Dieses Kapitel vermittelt einen Überblick über den aktuellen Stand der Forschung zum globalen Treibhauspotenzial (engl. Global Warming Potential, GWP) von Wasserstoff (H_2) sowie zu dessen atmosphärischen Wechselwirkungen.

2.1 Emissionskennzahlen

Eine Emissionskennzahl zur Abschätzung der Klimawirkung von Treibhausgasen ist das globale Treibhauspotenzial. Dieses wird relativ zur Referenz Kohlenstoffdioxid (CO_2) berechnet. Die Klimawirkung von Treibhausgasen (THG) akkumuliert sich über unterschiedliche Zeithorizonte, weshalb das GWP für Zeiträume von beispielsweise 20, 100 oder 500 Jahren (GWP_{20} , GWP_{100} und GWP_{500}) angegeben wird. Beispielsweise bezieht sich das GWP_{20} auf die absorbierte Energie innerhalb von 20 Jahren, wodurch Effekte, die länger als 20 Jahre nach der Emission auftreten, nicht berücksichtigt sind. Dies führt zur Priorisierung von Gasen mit kurzer Lebensdauer. GWPs für kürzere Zeiträume sind für Treibhausgase mit kürzerer Lebensdauer als CO_2 größer und für Gase mit längerer Lebensdauer kleiner.

Neben dem GWP gibt es weitere Emissionskennzahlen, wie beispielsweise das globale Temperaturänderungspotenzial (Global Temperature Change Potential, GTP), welches den Beitrag der Emission zur globalen Durchschnittstemperatur zu einem bestimmten Zeitpunkt nach der Emission bestimmt, wie beispielsweise GTP_{50} oder GTP_{100} für Zeiträume von 50 bzw. 100 Jahren [2, 1017f].

In der Treibhausgas-Berichterstattung der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) [3] sowie bei der Carbon Footprint Analyse nach ISO 14067 [4] wird standardmäßig der GWP_{100} -Wert verwendet. Der aktuelle, sechste Sachstandsbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) empfiehlt jedoch keine bestimmte Kennzahl. Die Wahl der zu verwendenden Kennzahl und des Zeitraums soll abhängig vom Ziel und Kontext der Berechnungen erfolgen [2, 1017f].

2.2 GWP von Wasserstoff

Wasserstoff hat keine direkte Treibhauswirkung und wird gemäß dem IPCC nicht zu den (direkten) Treibhausgasen gezählt [2]. Jedoch beeinflusst Wasserstoff chemische Reaktionen anderer Treibhausgase und fungiert somit als indirektes Treibhausgas.

2.2.1 Forschungsstand

Tabelle 2.1 gibt einen Überblick über das GWP₁₀₀ und GWP₂₀ von Wasserstoff in verschiedenen Forschungsarbeiten. Bis 2022 konzentrierten sich Studien zum GWP von Wasserstoff hauptsächlich auf die troposphärischen Effekte, während neuere Studien auch stratosphärische Effekte berücksichtigen. Dies führt dazu, dass die GWP-Werte neuerer Studien mehr als doppelt so hoch sind wie jene früherer Berechnungen. Nur wenige unterschiedliche Forschende beschäftigen sich mit der Thematik, die meisten Studien stammen von zwei Forschungsgruppen um Derwent und um Warwick, die seit den frühen 2000er-Jahren ihre Modelle und Berechnungen zum GWP von Wasserstoff kontinuierlich verbessert haben. Seit 2020 wird das Thema vermehrt in Veröffentlichungen behandelt, weshalb aktuelle Studien für eine realistische Einschätzung der GWP-Werte herangezogen werden sollten.

Tabelle 2.1: Gegenüberstellung von GWP₂₀- und GWP₁₀₀-Werten von Wasserstoff verschiedener Literaturquellen

Treibhaus-potenzial	Zeithorizont in Jahren	Berücksichtigte Effekte	Studienjahr	Quelle
11,6 ± 2,8	100	Stratosphärische und troposphärische Effekte	2023	[5, S. 5]
37,3 ± 15,1	20			
11,5 ± 6	100	Stratosphärische und troposphärische Effekte	2023	[6, S. 21]
34,2 (19 – 51)	20			
11 ± 5	100	Stratosphärische und troposphärische Effekte	2022	[6, 7, S. 9352]
33 (20 – 44)	20			
12,8 ± 5,2	100	Stratosphärische und troposphärische Effekte	2022	[8, S. 1]
40,1 ± 24,1	20			
8 ± 2	100	Troposphärische Effekte	2022	[9]
3,3 ± 1,4	100	Troposphärische Effekte	2021	[10]
5 ± 1	100	Troposphärische Effekte	2020	[11, S. 9218]
12	20			
4,3 (0 – 9,8)	100	Troposphärische Effekte	2018	[12, S. 21]
5,8	100	Troposphärische Effekte	2006	[13, S. 1]

Für das GWP₁₀₀ von Wasserstoff wird die Verwendung des Werts 11,6 ± 2,8 empfohlen, entsprechend der aktuellen Veröffentlichung [5, S. 5]. Der in der Quelle angegebene GWP₂₀ von Wasserstoff beträgt 37,3 ± 15,1.

2.2.2 Effekte, die zum GWP von Wasserstoff führen

Drei Hauptmechanismen führen dazu, dass Wasserstoff eine indirekte Klimawirkung hat.

Die **Verlängerung der troposphärischen Lebensdauer** von Methan (CH_4) macht 44 % des GWP_{100} von Wasserstoff aus. In der Troposphäre reagiert Wasserstoff mit OH-Radikalen zu Wasser, wodurch die OH-Radikale nicht mit Methan reagieren können. Dies führt zu einer höheren Methankonzentration und einer längeren Lebensdauer von Methan.

Die **troposphärische Ozonbildung** macht 38 % des GWP_{100} von Wasserstoff aus. Wasserstoff beeinflusst in der Troposphäre die Bildung von Ozon, indem Wasserstoff mit Sauerstoff (O_2) zu HO_2 -Radikalen und H-Radikalen reagiert. Diese reagieren wiederum mit Stickoxiden (NO_x), Kohlenstoffmonoxid (CO) und flüchtigen organischen Verbindungen (VOCs) zu troposphärischem Ozon (O_3). Troposphärisches Ozon absorbiert Infrarotstrahlung, was zu einem Treibhauseffekt führt. Durch Reaktionen mit anderen Treibhausgasen beeinflusst Ozon den Abbau von Methan.

Die **stratosphärische Wasserdampfbildung** ist verantwortlich für 18 % des GWP_{100} von Wasserstoff. Der Wasserdampf führt zu einer erhöhten Strahlungskapazität der Stratosphäre und einer veränderten atmosphärischen Strahlungsbilanz, die eine Abkühlung der Stratosphäre und eine Erwärmung der Troposphäre zur Folge hat. Zudem erhöht sich die Wahrscheinlichkeit der Bildung stratosphärischer Wolken, die chemische Reaktionen für den Ozonabbau auslösen können. [2, S. 3, 4, S. 39, 5, S. 9350, 13, S. 1, 14, S. 13]

2.2.3 Unsicherheiten des GWP von Wasserstoff

Trotz der Forschung zum GWP von Wasserstoff ist dessen Wert mit einigen Unsicherheiten verbunden. Die größte Unsicherheit betrifft die Bodensenke, also die Aufnahmefähigkeit des Bodens für H_2 . Diese Unsicherheit ist auf die Diffusionsfähigkeit von Wasserstoff im Boden und die Aktivität wasserstoffoxidierender Bakterien im Boden zurückzuführen. Die Diffusionsfähigkeit von Wasserstoff im Boden ist gut untersucht und weist eine niedrige Unsicherheit auf. Sie steigt mit der Bodentemperatur und sinkt bei hoher Bodenfeuchtigkeit. Die Faktoren, die die Aktivität wasserstoffoxidierender Bakterien beeinflussen, sind hingegen weniger bekannt. Aktuelle Studien machen Fortschritte bei der Identifizierung solcher Bakterien und der Charakterisierung ihres Stoffwechsels, jedoch bestehen weiterhin erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich ihrer Aktivität und räumlichen Verteilung [14, S. 2f].

Weitere Unsicherheiten sind die photochemische Herstellung von Wasserstoff, die Lebensdauer von Wasserstoff und Methan sowie die Rückkopplung der Hydroxylradikale auf Wasserstoff und Methan [5, S. 1]. Eine zukünftige Wasserstoffwirtschaft hat einen Einfluss auf das Vorkommen anderer THG, deren Reaktionen Wasserstoff beeinflusst. Beispielsweise kann eine geringere Erdgasnutzung zur Reduktion an Methanemissionen führen, wodurch Wasserstoff weniger Reaktionen von Methan beeinflussen kann [6, S. 2].

2.3 GWP weiterer, ausgewählter Treibhausgase

In Tabelle 2.2 sind Werte für das GWP_{20} und GWP_{100} verschiedene Treibhausgase zur Einordnung des GWPs von Wasserstoff gegenübergestellt. Beispielweise hat fossiles Methan, der Hauptbestandteil von Erdgas, mit $29,8 \pm 11$ ein über 2,5-fach höheres GWP_{100} als Wasserstoff.

Tabelle 2.2: GWP_{20} und GWP_{100} verschiedener Treibhausgase [2, S. 1017] im Vergleich zu H_2 [5, S. 5]

THG	GWP_{20}	GWP_{100}
Kohlenstoffdioxid (CO_2)	1	1
Methan (CH_4 , fossil) ¹	$82,5 \pm 25,8$	$29,8 \pm 11$
Methan (nicht-fossil)	$79,7 \pm 25,8$	$27,0 \pm 11$
Lachgas (N_2O)	273 ± 118	273 ± 130
FCKW (z.B. PFC-14)	5.301 ± 1.395	7.380 ± 2.430
Wasserstoff (H_2)	$37,3 \pm 15,1$	$11,6 \pm 2,8$

¹ Fossiles CH_4 hat ein höheres GWP als nicht-fossiles CH_4 . Dies ist darin begründet, dass der Beitrag zur CO_2 -Bildung nur bei fossilem Methan berücksichtigt ist. Die Oxidation von CH_4 führt zur Bildung von CO_2 . Fossiles CH_4 führt zur Bildung von fossilem CO_2 in der Atmosphäre. Nicht-fossiles (biogenes) CH_4 ersetzt CO_2 , das kürzlich aus der Atmosphäre zur Bildung des nicht-fossilen CH_4 entfernt wurde.

3 Wasserstoffemissionen entlang der Wertschöpfungskette

Folgendes Kapitel zeigt auf, wie hoch die Wasserstoffemissionen der einzelnen Wertschöpfungskettenelemente sowie entlang der gesamten Wertschöpfungskette sein könnten.

Dazu erfolgte die Definition von zwei beispielhaften Wertschöpfungsketten. Es wurden aktuelle Studien gegenübergestellt sowie bestehender Forschungsbedarf identifiziert. Es wurden nur Studien der letzten 10 Jahre betrachtet, da sich die Technologien im Bereich Wasserstoff sowie bei der (technischen) Emissionsreduktion im Gassektor deutlich weiterentwickelt haben. Nach der Sichtung älterer Studien ist davon auszugehen, dass diese die tatsächlich zu erwartenden Emissionen deutlich überschätzen [14, 15].

3.1 Allgemeine Informationen zu Wasserstoffemissionen

Verluste und Emissionen sind entsprechend [16] wie folgt definiert. Bei Wasserstoffverlusten handelt es sich um in Prozessen genutzten Wasserstoff, beispielsweise für die Umwandlung in Wärme und Strom. Diese sind für die Berechnung der Wasserstoffemissionen und damit für folgende Betrachtungen nicht von Relevanz. Wasserstoffemissionen werden direkt in die Atmosphäre freigesetzt und führen zu einer Klimawirkung.

In der Wasserstoffwertschöpfungskette treten unterschiedliche Arten potenzieller Emissionsquellen auf:

- **diffuse Emissionen** wie Leckagen oder Permeation treten über längere Zeiträume auf, in der Regel mit einer geringen Leckagerate.
- **Ausblaseemissionen (betriebliche Emissionen)** sind geplante Maßnahmen. Sie entstehen z. B. in Gasanalysegeräten, als Sicherheitsmaßnahmen, bei der Inbetriebnahme oder Stilllegung, bei regelmäßigen Wartungs- oder Reparaturarbeiten an Rohrleitungen.
- **Ausblaseemissionen (Emissionen aus Störfällen)** sind ungeplante Eingriffe in das Gasnetz. Diese können von Dritten verursacht werden, z. B. durch Baggerschäden an Rohrleitungen. Auch Unfälle wie Leitungsbrüche aufgrund von Erdbeben (z. B. bei Überschwemmungen) können zu Ausblaseemissionen führen. Trotz kurzer Zeitspannen bis zur Abriegelung und Reparatur sind erhebliche Emissionen möglich. Statistisch gesehen sind diese Ausblaseemissionen selten und haben einen geringen Anteil an den Gesamtemissionen (was Erdgasinfrastrukturen betrifft).
- **Emissionen aus unvollständiger Verbrennung** entstehen beim Abfackeln, Vorwärmen oder in Gasturbinen. Wenn Wasserstoff nicht zu 100 % oxidiert wird, entstehen Emissionen aus unvollständiger Verbrennung.

Im Folgenden sind die Emissionen prozentual angegeben. Dabei handelt es sich um die Emissionsrate in kg oder m³ Wasserstoff je Durchsatzmenge des jeweiligen Wertschöpfungskettenelements.

3.2 Wasserstoffemissionen der einzelnen Wertschöpfungskettenelemente basierend auf Literaturangaben

Die Angabe an Wasserstoffemissionen erfolgt prozentual bezogen auf das jeweilige Wertschöpfungskettenelement, also beispielsweise bezogen auf die Wasserstoffherstellung erfolgt die Angabe des prozentualen Anteils aus kg H_{2,emittiert} pro kg H_{2,hergestellt}. Für die Berechnung der prozentualen Emissionen der gesamten Wertschöpfungskette werden die Emissionen der einzelnen Wertschöpfungskettenelemente addiert. Zur Einschätzung der Emissionen der einzelnen Wertschöpfungskettenelemente erfolgt die Bildung des Medians² der Werte aus den einzelnen Studien.

In Tabelle 3.1 ist jeweils der Median der einzelnen Wertschöpfungskettenelemente dargestellt. Dabei wurden aus den Studien sowohl die minimalen (Min) und die maximalen (Max) Werte als auch die Mittelwerte (MW) der Emissionen aufgegriffen und jeweils der Median je Wertschöpfungskettenelement (z.B. H₂-Herstellung) gebildet.³ Die einzelnen, für die Berechnung verwendeten Literaturwerte sind in Anhang 1 bis nachlesbar.

Tabelle 3.1: Berechneter Median der Emissionen einzelner H₂-Wertschöpfungskettenelemente entsprechend der Literaturangaben

Bezeichnung	Min	Max	MW	Quelle
H ₂ -Herstellung (alle Verfahren)	0,24 %	1,00 %	0,55 %	[16, S. 6] [17, S. 15] [18, S. 39] [19, S. 6]
Verdichtung	0,15 %	0,27 %	0,18 %	[16, S. 7]
Verflüssigung (LH ₂)	0,14 %	1,51 %	0,33 %	[16, S. 6]
Transport von verdichtetem H ₂ in Trailer	0,30 %	0,66 %	0,48 %	[16, S. 6] [17, S. 16] [18, S. 6]
Transport von verflüssigtem LH ₂ in Trailer	2,50 %	10,00 %	6,00 %	[17, S. 16] [19, S. 6] [18, S. 6]
LH ₂ -Schiffstransport	0,01 %	0,14 %	0,05 %	[16, S. 6] [19, S. 7] [20, 6f]
Pipelinetransport (und Speicherung)	0,04 %	0,48 %	0,26 %	[16, S. 6] [17, S. 16] [19, S. 7] [18, S. 6]
Verteilung	0,05 %	0,12 %	0,09 %	[16, S. 6] [19, S. 7] [18, S. 6]
Anwendung	0,76 %	1,52 %	1,31 %	[17, S. 16] [18, S. 6] [18, S. 6f]

Tabelle 3.1 zeigt, dass die Wasserstoffemissionen je nach Prozessschritt erheblich variieren. Die höchsten Emissionen treten beim Transport von verflüssigtem Wasserstoff in Trailern mit durchschnittlich 6 % auf, gefolgt von der Anwendung mit 1,31 %. Im Vergleich dazu sind die Emissionen bei der Verdichtung (0,18 %), dem Pipelinetransport und -Speicherung (0,26 %) und dem LH₂-Schiffstransport (0,05 %) relativ gering.

² Der Median ist der Wert, der sich genau in der Mitte befindet, sodass 50 % der Werte kleiner und 50 % der Werte größer als der Median sind. Dagegen das arithmetische Mittel (Mittelwert, MW) berechnet sich, indem die Summe aller Werte durch die Anzahl der Werte geteilt wird. Das arithmetische Mittel kann durch einzelne sehr hohe / niedrige Werte stark beeinflusst werden. Im Vergleich dazu ist der Median weniger anfällig für Ausreißer. Der Median bietet eine robustere Darstellung der zentralen Tendenz der Daten.

³ In Studien, in denen beispielsweise nur der minimale und maximale Wert, nicht aber der Mittelwert angegeben ist, wurde die jeweils fehlende Angabe durch eine eigene Berechnung ergänzt.

Derzeit stehen nur wenige Studien zu den Emissionen der Wasserstoffwertschöpfungskette zur Verfügung. Es gibt wenige, ältere Studien aus den 2000er und frühen 2010er Jahren [14, 15] sowie einige neue Untersuchungen aus den 2020ern [16–20]. Die meisten dieser Studien basieren auf Berechnungen und Modellen, die auf Daten von Erdgas beruhen. Daher sind die Emissionen bestimmter Wertschöpfungskettenelemente wie der Pipelinetransport und die Verteilung häufiger und genauer untersucht als andere, wie beispielsweise die Regasifizierung. Zudem wurden bisher nur wenige Messungen von Wasserstoffemissionen durchgeführt.

Es besteht erheblicher Forschungsbedarf, da es nicht genügend Studien und kaum empirische Daten zu gemessenen und quantifizierten Wasserstoffemissionen gibt. Daher sollten Forschungsprojekte zur direkten Messung der Emissionen aller Wertschöpfungskettenelemente durchgeführt werden. Es wird empfohlen, Forschungs- und Datenerhebungsprogramme zu entwickeln, um ein besseres Verständnis der Wasserstoffsysteme und deren Leckagen zu erlangen, unter Einbeziehung von industriellen Partnern. Des Weiteren wird die Durchführung von experimentellen Studien empfohlen, um ein besseres Verständnis der Strömungsverhältnisse (laminar oder turbulent) in Transport- und Verteilungsnetzen zu gewinnen.

3.3 Beispielwertschöpfungsketten

Als Beispielwertschöpfungsketten erfolgt die Betrachtung der Wasserstoffherstellung als regionale Erzeugung (Beispielwertschöpfungskette 1, Gesamtemissionen 2,39 %, siehe Abbildung 3.1) und als Import per Schiffstransport (Beispielwertschöpfungskette 2, Gesamtemissionen 2,85 %, siehe Abbildung 3.2).

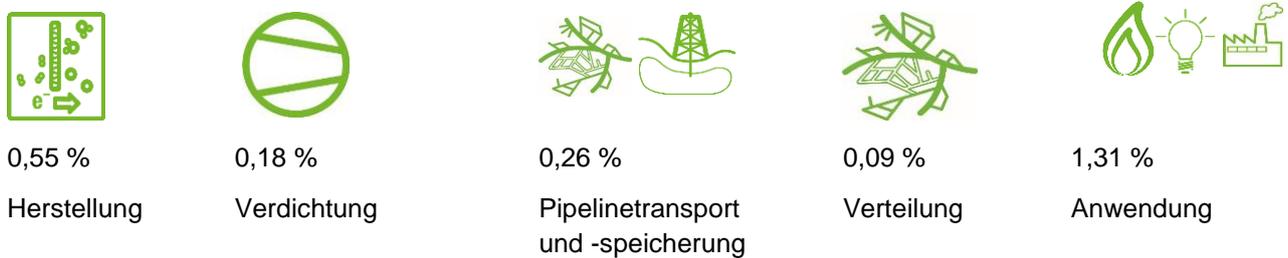


Abbildung 3.1: Beispielwertschöpfungskette 1: Lokale Wasserstoffherstellung

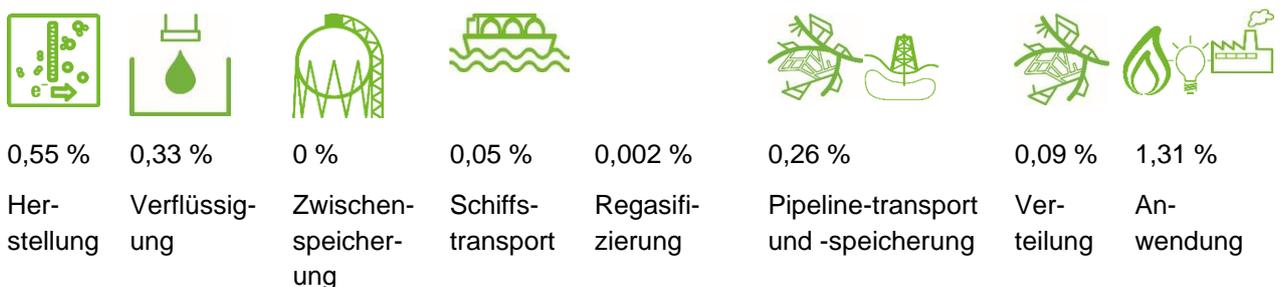


Abbildung 3.2: Beispielwertschöpfungskette 2: Wasserstoffimport per Flüssigtransport (Schiff)

Da sich die Gesamtemissionen der beiden Wertschöpfungsketten nicht erheblich unterscheiden, wird für

Kapitel 4 ein anderer Ansatz gewählt, um das Minimum und Maximum darzustellen. Für die Beispielwertschöpfungskette 1 (die Wertschöpfungskette mit geringeren Emissionen) erfolgt die Verwendung der Minimalwerte aus Tabelle 3.1, für die Beispielwertschöpfungskette 2 dagegen die Verwendung der Maximalwerte. Damit ergeben sich Gesamtemissionen von 1,24 % für die Min-Wertschöpfungskette und 4,77 % für die Max-Wertschöpfungskette (siehe Abbildung 3.3 und Abbildung 3.4).

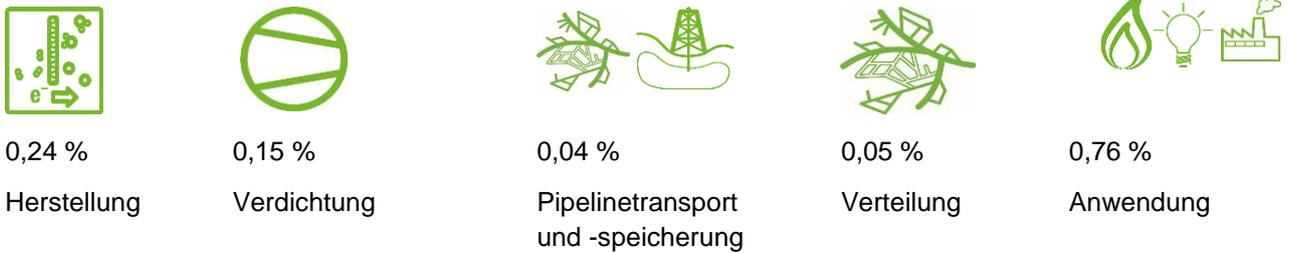


Abbildung 3.3: Beispielwertschöpfungskette 1: Lokale Wasserstoffherstellung – Minimalwerte

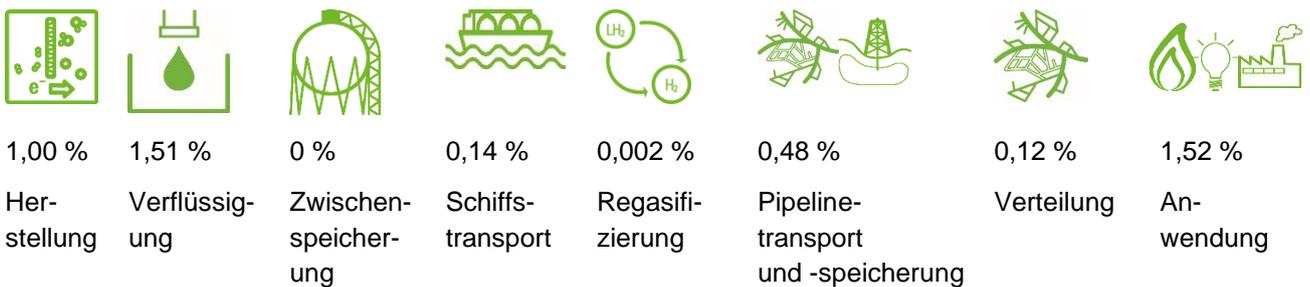


Abbildung 3.4: Beispielwertschöpfungskette 2: Wasserstoffimport per Flüssigtransport (Schiff) - Maximalwerte

4 Mögliche Wasserstoffemissionen in Deutschland im Jahr 2030/2045

Ziel dieses Kapitels ist die Beschreibung von Szenarien zur Entwicklung des Wasserstoffhochlaufs in Deutschland für die Jahre 2030 und 2045. Anschließend erfolgt die Ermittlung der zu erwartenden Wasserstoffemissionen für die ausgewählten Szenarien.

4.1 Szenarien für die Nachfrage nach Wasserstoff

Für die Abschätzung des Wasserstoffhochlaufs und der -anwendung für die Jahre 2030 und 2045 erfolgte eine Literaturrecherche von Energiesystemstudien. Dabei wurde jeweils ein Szenario „Mittel“ sowie ein Szenario „Max“ entwickelt. Basierend auf der Deutschen Wasserstoffstrategie [21] sowie Studien von dena [22] und dem BMWK [23] wurden die Nachfrage nach Wasserstoff abgeschätzt.

Eine Übersicht über die Wasserstoffnachfrage entsprechend der Studien ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Die in dieser Arbeit verwendeten Werte sind blau umrahmt dargestellt. Für die Jahre 2030 und 2045 wurde ein mittlerer Wasserstoffbedarf von 67 bzw. 355 TWh sowie ein maximaler Wasserstoffbedarf von 97 bzw. 572 TWh ermittelt.

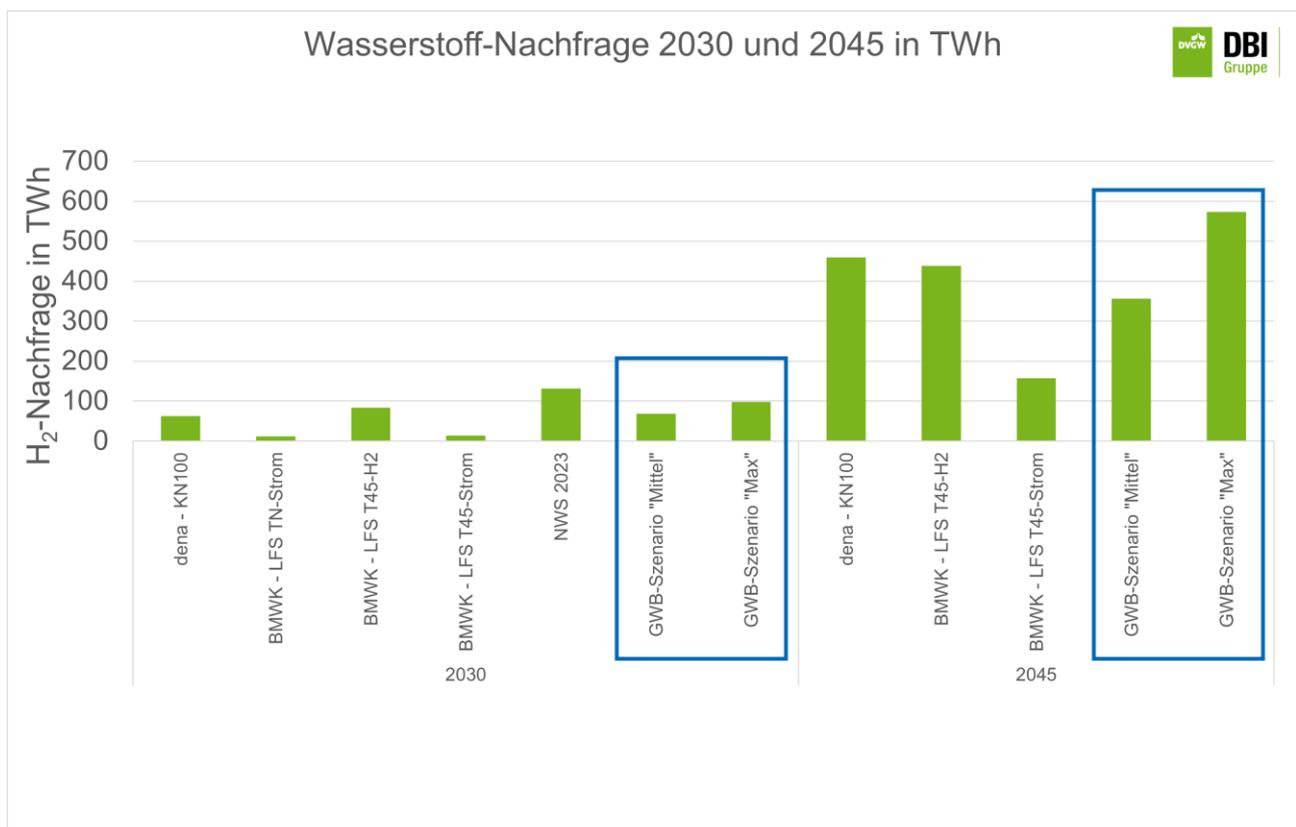


Abbildung 4.1: Szenarien zur Wasserstoffnachfrage verschiedener Studien [22, 23]

4.2 Substitutionseffekte durch den Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff

Ziel dieses Kapitels war es, die Reduktion der Klimawirkung bei einer Substitution von Erdgas durch Wasserstoff einzuordnen. Aufgrund erheblicher Unsicherheiten bei den Angaben zu den Methanemissionen der Erdgaswertschöpfungskette und der Einschätzung zukünftiger Wasserstoffemissionen (siehe Kapitel 3) kann nachfolgend nur eine Indikation gegeben werden.

Die Angaben zu den Methanemissionen entlang der Erdgaswertschöpfungskette variieren stark zwischen verschiedenen Studien. Diese Unterschiede sind nicht nur auf das jeweilige Herkunftsland des Gases (z.B. Norwegen oder USA) sowie die Produktions- und Transportverfahren (Pipeline gas vs. LNG), sondern auch auf die Datenlage zurückzuführen. Eine Studie [24] analysierte bereits im Jahr 2015 über 250 wissenschaftliche Arbeiten und stellte fest, dass die Methanemissionen der Wertschöpfungskette „Exploration bis Verteilnetz“ zwischen 0,2 % und 10 % des produzierten Methans betragen. Der Durchschnitt lag bei 0,97 % (ohne LNG) und bei 1,4 % (mit LNG).

Seitdem wurden zahlreiche weitere Untersuchungen durchgeführt und das Bewusstsein zur Verringerung von Methanemissionen ist spätestens mit den Diskussionen um die EU-Methanstrategie erheblich gestiegen. Daher wird heute bereits von niedrigeren Emissionen ausgegangen [25]. Dennoch bleiben Unsicherheiten bestehen, da die Ermittlung der Methanemissionen aufgrund der Vielzahl möglicher Emissionsquellen stets auf Extrapolationen von vergleichsweise kleinen Stichproben und Annahmen beruht.

Eine Studie [26] ermittelte für das in Deutschland verteilte Gas im Jahr 2018 Methanemissionen von 0,3 % auf Basis der bestverfügbaren Daten. Diese Untersuchung berücksichtigt jedoch keine Gasanwendung und der Gasmix in Deutschland hat sich seitdem ebenfalls stark verändert. Für die nachfolgenden Berechnungen wurde daher eine konservative Methanemissionsrate von 1 % des Erdgasbedarfs angenommen. Es wird die vereinfachte Annahme getroffen, dass Erdgas zu 100 % aus Methan besteht, um konservative Berechnungen zu Methanemissionen zu gewährleisten.

Für die Abschätzung der zukünftigen Wasserstoffemissionen wurden die Anwendungsbedarfe in TWh der Szenarien aus Kapitel 4.1 verwendet. Für diese wurden die beiden Beispielwasserstoffwertschöpfungsketten betrachtet. Zur Indikation der minimalen Emissionen wurde die Beispielwertschöpfungskette 1 mit Minimalwerten verwendet (Gesamtemissionen 1,24 %) und mit dem mittleren Wasserstoffbedarf für 2030 und 2045 (67 bzw. 355 TWh) verrechnet. Zur Indikation der maximalen Emissionen wurde die Beispielwertschöpfungskette 2 mit den Maximalwerten (Gesamtemissionen 4,77 %) und mit dem maximalen Wasserstoffbedarf für 2030 und 2045 verrechnet.

Weiterhin wurden folgende Annahmen getroffen:

- Der Erdgasbedarf Deutschlands für das Jahr 2023 betrug laut Bundesnetzagentur 810,4 TWh [27].
- Für die Anwendung von Erdgas wurde beispielhaft die Verbrennung von Erdgas angenommen, mit Emissionen von 197,3 g CO₂e/kWh.
- Bei der Verbrennung von Wasserstoff fallen keine direkten Emissionen an.
- Für die Wasserstoffanwendung wurden die Emissionen aus Tabelle 3.1 angesetzt.
- Es wurde angenommen, dass sich der Bedarf an Wasserstoff aus Kapitel 4.1 auf die Anwendung bezieht, also der Wasserstoff, der dem Endnutzer zur Verfügung gestellt wird. Die direkten Emissionen entlang der Wertschöpfungskette wurden damit nicht als Anteil am Bedarf verstanden, sondern wurden zum Bedarf dazu gerechnet.

Die prozentualen Emissionen entlang der Wertschöpfungskette wurden zu den Anwendungsbedarfen addiert, um daraus die Wasserstoffemissionen in TWh zu erhalten. Diese wurden in kt Wasserstoff umgerechnet. Durch Multiplikation mit dem GWP₁₀₀-Wert von Wasserstoff wurden anschließend die THG-Emissionen in kt CO₂e (CO₂-Äquivalente) berechnet.

Abbildung 4.2 stellt die Treibhausgas-(THG) Emissionen in kt CO₂e (grüne Balken) dem Bedarf an Wasserstoff bzw. Erdgas in TWh (blaue Balken) gegenüber.

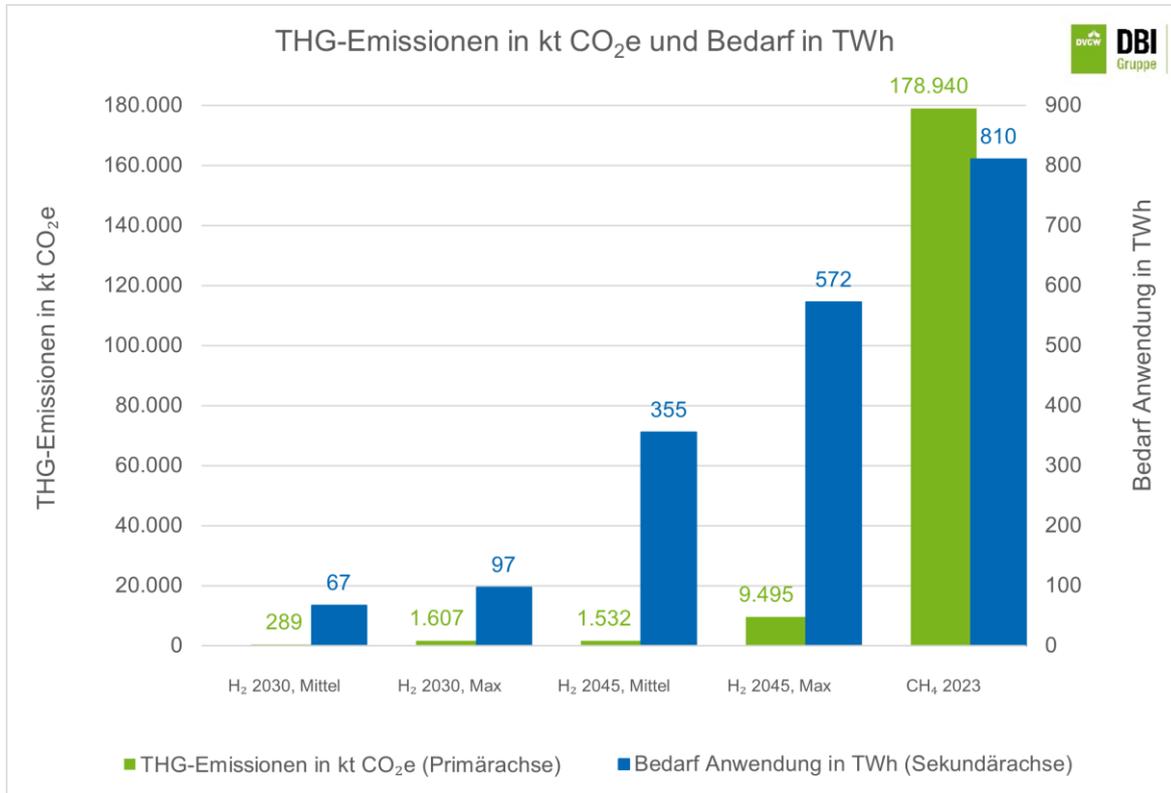


Abbildung 4.2: THG-Emissionen in kt CO₂e und Bedarf an Wasserstoff bzw. Erdgas in TWh

Der Bedarf an Erdgas im Jahr 2023 betrug 810 TWh mit und verursachte Emissionen in Höhe von 178.940 kt CO₂e. Im Vergleich dazu liegen alle Wasserstoffszenarien mit ihrem Bedarf und THG-Emissionen deutlich unter denen von Erdgas. H₂ 2030 Mittel und Max haben 289 kt CO₂e bzw. 1.607 kt CO₂e bei einem Bedarf von 67 TWh bzw. 97 TWh. 2045 steigen sowohl der Bedarf als auch die THG-Emissionen der Wasserstoffszenarien im Vergleich zu 2030 an, auf 355 kt CO₂e bzw. 9.495 kt CO₂e bei einem Bedarf von 572 TWh bzw. 1.532 TWh. Die Wasserstoffszenarien weisen signifikant niedrigere THG-Emissionen im Vergleich zum aktuellen Erdgasniveau auf.

Um den Unterschied auszugleichen, der sich vom heutigen Erdgasbedarf zum zukünftigen Wasserstoffbedarf ergibt, wurde im Folgenden eine relative Darstellung bezogen auf eine TWh gewählt (siehe Abbildung 4.3). Dabei sind die berechneten Methanemissionen von Erdgas (hier 100 % Methan) den zukünftig möglichen Wasserstoffemissionen gegenübergestellt. Die Emissionen wurden mit dem jeweiligen GWP in kt CO₂e umgerechnet. Für die relative Darstellung wurden die THG-Emissionen durch den Bedarf in TWh dividiert, um die THG-Emissionen in kt CO₂e/TWh zu berechnen (vgl. Abbildung 4.3). Gegenüber Erdgas können so beim Szenario „H₂, Mittel“ insgesamt 98 % bzw. beim Szenario „H₂, Max“ insgesamt 92 % der THG-Emissionen eingespart werden.

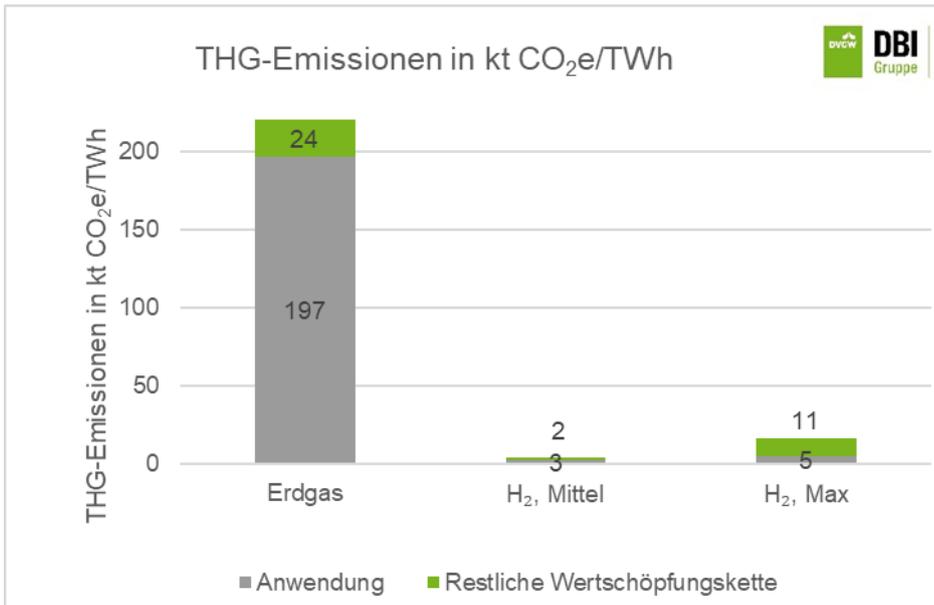


Abbildung 4.3: Relative Darstellung der THG-Emissionen in kt CO₂e/TWh

Die Unterschiede zwischen Methan und Wasserstoff ergeben sich vor allem aufgrund der Emissionen der Anwendung (im Fall von Methan vereinfacht als vollständige Verbrennung), die bei Methan 89 % der Gesamtemissionen ausmacht (in der Abbildung in grau dargestellt), dagegen bei Wasserstoff nur 1 % bzw. 2 %.

5 Messtechnik zur Detektion und Quantifizierung von Wasserstoffemissionen

5.1 Überblick

Methan besitzt die Eigenschaft, Licht im infraroten (IR) Bereich zu absorbieren. Diese ist die Grundlage vieler Messmethoden, die aktuell bei der Detektion und Quantifizierung von Erdgas eingesetzt werden. Umgesetzt wird das Prinzip in einfachen IR-Sensoren in Abspürgeräten oder auch in komplexeren Laserabsorptionsverfahren, wie z. B. in den Detektionsfahrzeugen von PICARRO und ABB [28].

Wasserstoff, als unpolares, gleichatomiges Molekül, hingegen absorbiert kein Licht im IR-Bereich. Dadurch entfallen die meisten optische Nachweismethoden, die für Methan eingesetzt werden können. Auch die Flammenionisationsdetektion (FID), die in einigen Geräten zum Einsatz kommt, kann zwar Methan (und andere Kohlenwasserstoffe), jedoch keinen Wasserstoff detektieren.

Es gibt jedoch andere Techniken, mit denen Wasserstoff nachgewiesen werden kann, bei denen u.a. chemische Eigenschaften, die spezifische Wärmeleitfähigkeit oder der spezifische Brechungsindex von Wasserstoff genutzt wird. Geräte zur Detektion von Wasserstoff sind unerlässlich für die technische Sicherheit in Anlagen. Klassische Gaswarngeräte und -anlagen erfassen alle brennbaren Gase und damit auch Wasserstoff. Auch für die Überwachung und Steuerung von Prozessen entlang der Wertschöpfungskette wird Wasserstoff-Messtechnik eingesetzt.

Inwiefern die derzeit eingesetzten Messmethoden für die Detektion und Quantifizierung von Methan auch für Wasserstoff anwendbar sind, wird in Abschnitt 5.2 erläutert. In vielen Geräten kommen Wasserstoffsensoren mit unterschiedlichen Funktionsweisen zum Einsatz, welche in 5.3 dargestellt sind. Weitere Methoden sind die Gaschromatografie, die Massenspektrometrie und spezielle Kameras zur Leckdetektion, auf die in Abschnitt 5.4 eingegangen wird.

5.2 Wasserstoffeignung der aktuell eingesetzten Methoden zur Messung von Methanemissionen

5.2.1 Detektion von Leckagen

Um Emissionen quantifizieren zu können, müssen zunächst Leckagen gefunden werden (Detektion). Um Wasserstoff aufzuspüren, können z.B. tragbare Geräte eingesetzt werden, die für die Tracergas-Detektion konzipiert sind. Dies ist ein Verfahren zum Aufspüren von Leckagen bspw. in bodenverlegten (Wasser-) Rohrleitungen, bei dem ein Tracergas (oder auch Formiergas) aus 5 vol.-% Wasserstoff und 95 vol.-% Stickstoff in das Rohr eingebracht wird. Anschließend erfolgt das Abspüren der Bodenoberfläche über der Rohrleitung. Geeignete Geräte sind beispielsweise:

- Sewerin VarioTec 460 Tracergas
- Schütz GM5
- Esders OLLI/ Esders HUNTER Tracergas
- Geräte aus der Dräger X-am-Serie mit Wasserstoffsensoren.

5.2.2 Quantifizierung

Es gibt verschiedene Verfahren zur Quantifizierung von Methanemissionen aus Leckagen. Die am weitesten verbreiteten sind folgende:

- Aus der Konzentrationsmessung (Konzentration Methan in ppm) an der Leckstelle (Source-Level bzw. Quellebene) kann über die Korrelationsfaktoren aus der Norm DIN EN 15446 eine Emissionsrate in kg/h berechnet werden [29].
- Bei der Absaugmethode oder dem High-Flow-Sampler (HFS) wird die gesamte Anlage (Site-Level bzw. Standortebene), ein einzelnes Bauteil (Source-Level bzw. Quellebene) oder eine Leckage an einer erdverlegten Leitung abgesaugt. Aus der Methankonzentration im bekannten Absaugvolumenstrom erfolgt die Berechnung der Emissionsrate.
- Optische Sensoren mit Berechnungsalgorithmus auf verschiedenen (mobilen) Plattformen (z.B. fahrzeuggestützten Messsysteme von PICARRO oder Drohnen von Aeromon) rechnen aus einer Vielzahl von Konzentrationsmessungen und deren räumlicher und zeitlicher Verteilung auf die einzelnen Quellen und die dazugehörigen Emissionsraten zurück.

Weitere Verfahren sind beispielsweise die Tracergas-Method oder OGI-Kameras (optical gas imaging). Sehr große Leckagen können ebenfalls mit Satelliten quantifiziert werden.

Aktuell gibt es keine Korrelationsfaktoren, die eine Umrechnung von Wasserstoffkonzentrationen in Emissionsraten ermöglichen. Die erste Option entfällt damit zur Messung von Wasserstoffemissionen. Bei der zweiten Option werden in der Regel optische Gasanalysegeräte (z.B. Flammenionisation oder Infrarotspektroskopie) eingesetzt. Bei der dritten Option ist das Messprinzip laserbasiert im sichtbaren oder IR-Bereich. Daher sind diese Verfahren aktuell nicht für Wasserstoff einsetzbar, da Wasserstoff nicht optisch im sichtbaren oder IR-Bereich detektierbar ist.

Prinzipiell ist die Quantifizierung von Wasserstoff mittels Absaugmethode bzw. HFS möglich, solange die Gasanalyse nicht mit einem optischen Verfahren erfolgt. Erforderlich ist die hierbei gleichzeitige Erfassung von Absaugvolumenstrom und Wasserstoffkonzentration und die Möglichkeit, eine externe Pumpe anzuschließen. Die Geräte unterscheiden sich in ihren technischen Spezifikationen bezüglich des Messbereichs, der Auflösung und Messgenauigkeit, was bei der Auswahl für die Messaufgabe zu beachten wäre.

5.3 Sensoren zur Detektion und Quantifizierung von Wasserstoffemissionen

Sensoren zur Gasdetektion sind elektrische Bauelemente, die das Vorhandensein von Gasen in elektrische Messsignale umwandeln. Das Messsignal ist dabei abhängig von der Konzentration des Gases. Sensoren unterschiedlicher Messprinzipien können in der Wasserstoffdetektion zum Einsatz kommen [30, 31]:

Bei **elektrochemischen Sensoren** permeiert Wasserstoff durch eine Membran in eine Zelle mit flüssigen Elektrolyten, in der eine elektrochemische Reaktion stattfindet. Dabei wird ein Strom erzeugt, der sich proportional zur Gaskonzentration verhält.

Katalytische Sensoren oder auch **Wärmetönungssensoren** oxidieren Wasserstoff mithilfe eines Katalysators (oft Platin) in einer kontrollierten Reaktion unterhalb der eigentlichen Verbrennungstemperatur. Die freigesetzte Wärme verändert den elektrischen Widerstand des Platindrahtes, wodurch die Wasserstoffkonzentration bestimmt werden kann. Für die Messung ist Sauerstoff notwendig. Bei höheren Konzentrationen (> 5 vol.-%) kann die Messgenauigkeit aufgrund von Sauerstoffmangel steigen.

Auch die Wärmeleitfähigkeit von Gasen kann zur Detektion und Quantifizierung genutzt werden. Bei **Wärmeleitfähigkeitssensoren** wird die Temperaturänderung eines aufgeheizten Drahtes als elektrisches Signal ausgelesen. Wasserstoff ist nach Helium das Gas mit der höchsten Wärmeleitfähigkeit, daher reagieren die Sensoren sehr empfindlich auf Wasserstoff. Sie können für den gesamten Messbereich zwischen 0 - 100 vol.-% eingesetzt werden. Querempfindlichkeiten bestehen zu allen anderen Gasen mit anderer Wärmeleitfähigkeit. Die Wärmeleitfähigkeit von Erdgas ist niedriger als die von Wasserstoff, aber dennoch hoch genug, dass Erdgas vom Sensor registriert werden kann. Dies ist insbesondere bei Gasmischen aus Wasserstoff- und Erdgas von Relevanz, da hierbei sowohl Wasserstoff und Erdgas detektiert wird.

Bei **Halbleitersensoren** führt die Anlagerung von Gasmolekülen auf der Oberfläche der Halbleiter zu Änderungen des elektrischen Widerstands. Sie werden vor allem für den unteren Messbereich bis 2 vol.-% eingesetzt.

Die technischen Spezifikationen der Sensoren können sich abhängig von der speziellen Bauart und dem jeweiligen Hersteller unterscheiden und müssen den Datenblättern der Hersteller entnommen werden. Wärmetönungssensoren, Wärmeleitfähigkeitssensoren und Halbleitersensoren kommen auch bei der Detektion von Methan zum Einsatz. Für die Detektion von Wasserstoff gibt es teilweise Unterschiede in der Bauart. Mindestens erforderlich ist eine Kalibrierung auf Wasserstoff.

5.4 Weitere Methoden zur Detektion und Quantifizierung

Gaschromatografie

Die Gaschromatografie ist die wichtigste Methode, um Gaszusammensetzungen im Labor zu analysieren. Gase verweilen je nach Polarität und Dampfdruck unterschiedlich lange in einer Trennsäule. Aus dem am Detektor aufgezeichneten Chromatogramm können Bestandteile und ihre jeweilige Konzentration abgeleitet werden. Die Methode zeichnet sich durch eine hohe Genauigkeit und Empfindlichkeit aus, arbeitet jedoch diskontinuierlich und die Analyse einer Probe dauert mehrere Minuten. [30]

Neben dem Einsatz als Analysegeräte im Labor kommt das Messprinzip auch bei Prozessgaschromatografen (PGCs) für die Überwachung der Gasqualität z.B. an Biogaseinspeiseanlagen zum Einsatz. Der Wasserstoffgehalt ist Teil des Analyseumfangs.

Massenspektrometer

In Massenspektrometern werden die zu messenden Gase ionisiert und es erfolgt eine Auftrennung nach Ladung und Masse. Aus dem Massenspektrogramm kann dann die Zusammensetzung des Gases entnommen werden. Es gibt Geräte, die speziell für die Detektion von Leckagen konzipiert sind, z.B. Lecksuchgeräte der Firmen Pfeiffer vacuum oder Inficon [32, 33]. Es kann Helium oder Wasserstoff als Leckdetektionsgas eingesetzt werden. Somit ist die Detektion von Wasserstoff mit diesen Geräten möglich.

Ein Vorteil gegenüber Geräten zur Tracergasdetektion ist, dass auch sehr kleine Leckagen aufgespürt werden können. Dafür ist es allerdings notwendig, dass die Geräte in Ruhe stehen, und sind daher nicht so portabel und flexibel einsetzbar.

Kamerabasierte Technologien

Methan kann mit OGI-Kameras sichtbar gemacht werden. Diese Technik basiert wiederum auf der Absorption im IR-Bereich und ist damit für Wasserstoff nicht anwendbar.

Bei Wasserstoff kann der veränderte Brechungsindex zur Detektion genutzt werden. Umgesetzt ist dies in der Flow-BOS-Kamera des Herstellers LaVision. Dabei wird gefilmt, wie sich ein im Hintergrund befindliches Muster durch die Lichtbrechung ändert. Das System reagiert sensitiv auf Änderungen des Brechungsindex und ist damit in der Lage, insbesondere Strömungen sichtbar zu machen. Gasleckagen könnten also über den Nachweis der Strömung detektiert werden. Ist der Wasserstoff allerdings bereits gleichmäßig im Raum verteilt, gibt es keine Brechungsindexänderungen und die Kamera kann keine Strömung nachweisen. Das Verfahren ist nicht spezifisch für Wasserstoff und kann prinzipiell alle Gasströmungen detektieren, die sich durch Änderungen des Brechungsindex zeigen lassen. Jedoch wird auch Wärmeströmung sichtbar gemacht und kann die Detektion stören. Zur Quantifizierung eignet sich die Methode nicht.

Relativ aufwendig kann die Bereitstellung des Musters sein. Teilweise ist es möglich, auf Kontrastpunkte im Hintergrund zurückzugreifen. Bei eher glatten hellen Wänden in Anlagen ist das Aufstellen von speziellen Leinwänden notwendig.

Ultraschall-Detektion

Ein weiteres Verfahren für die Detektion von Leckagen ist die Analyse von Geräuschmustern (im Ultraschallbereich), die durch das Ausströmen von Gas entstehen. Die Geräte sind in der Lage Umgebungsgeräusche von Leckage-Geräuschen zu unterscheiden und teilweise auch die Leckagen zu lokalisieren und zu quantifizieren. In Anlagen, in denen allerdings auch Strömungsgeräusche in den Leitungen und Bauteilen entstehen, kann es allerdings schwierig sein, Leckagen anhand ihrer Geräusche zu detektieren. [34]

Indirekte Detektion

Für die Detektion von Leckagen ist es auch möglich, dem Wasserstoffstrom 2,5 - 5 % CO₂ als Tracergas hinzuzufügen. Dies ermöglicht das Aufspüren von Leckagen mittels OGI-Kamera. Ob die Beimischung von CO₂ technisch möglich ist, muss im Einzelfall geprüft werden. Vorgeschlagen wurde das Verfahren für den Einsatz in wasserstoffbetriebenen Gasturbinen. [35]

5.5 Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Für die Detektion und Quantifizierung von Wasserstoff werden Sensoren benötigt, die möglichst selektiv auf Wasserstoff reagieren und wenig Querempfindlichkeiten gegenüber anderen Gasen aufweisen. Geforscht wird an Sensoren, die darüber hinaus möglichst große Messbereiche abdecken und sowohl sehr sensitiv auf geringe Konzentrationen im ppm-Bereich als auch auf größere Konzentrationen bis zu 100 vol.-% reagieren. Weitere Kriterien sind eine möglichst lange Lebensdauer und Aspekte der Sicherheit.

Neben den bisher genannten Sensor-Technologien wird auch an der Umsetzung neuer Technologien geforscht, z. B. Glasfasersensoren oder Sensoren, in denen die Raman-Spektroskopie eingesetzt wird [36, 37].

Verfügbare Geräte auf dem Markt sind aktuell zum Aufspüren von Wasserstoffleckagen (Detektion) konzipiert. Für die Quantifizierung der Konzentration, sei es an einer Leckage oder in einem Absaugvolumenstrom, müssten die Geräte getestet und ggf. optimiert werden.

Um relativ einfach von Konzentrationsmessungen an Leckagen (ppm-Wert) auf Leckageraten (kg/h) schließen zu können, wäre es hilfreich, auf normierte Umrechnungsfaktoren wie in der DIN EN 15446 zurückgreifen zu können. Diese Faktoren müssten in der Praxis ermittelt werden.

6 Maßnahmen zur Vermeidung von Wasserstoffemissionen

In folgendem Kapitel wurde untersucht, welche Instrumente zur Vermeidung von Methanemissionen auch zur Reduktion von Wasserstoffemissionen beitragen können. Dabei wurden potenzielle Maßnahmen zur Minimierung der bedeutendsten Wasserstoffemittenten entlang der gesamten Wertschöpfungskette in Tabelle 6.1 dargestellt. Den Literaturangaben aus Kapitel 3 zufolge entstehen die höchsten Wasserstoffemissionen bei den Prozessen Elektrolyse, Verflüssigung, Pipelinetransport, und Nutzung im Verkehrssektor. Diese Bereiche bieten daher die größten Möglichkeiten zur Emissionsreduktion.

Einige der genannten Maßnahmen stammen aus dem Erdgasbereich zur Reduktion von Methanemissionen. Es ist anzunehmen, dass diese zukünftig auch für Wasserstoff anwendbar sind. Werden solche Maßnahmen bereits bei der Planung von Wasserstoffinfrastrukturen berücksichtigt, kann der Betrieb deutlich geringere Emissionen verursachen.

Tabelle 6.1: Mögliche Maßnahmen zur Vermeidung von Wasserstoffemissionen

Wertschöpfungskettenelement	Maßnahme
Herstellung von Wasserstoff	
Elektrolyse	Verbot / Vermeidung von Ausblasen und Spülen z.B. durch Katalysatoren oder Abfackeln
Verflüssigung und flüssiger Transport	
Verflüssigung	Auffangen und erneute Verflüssigung des Boil-offs bzw. Nutzung als Treibstoff
Flüssiger Transport Truck	
Flüssige Zwischenspeicherung	
Flüssiger Schiffstransport	
Pipelinetransport	
Leckagen an Rohrleitungen	Kathodischer Korrosionsschutz
	Verkürzte Überprüfungszeiten
Ausblasen von Rohrleitungen	Stationäre und mobile Fackeln
	Mobile Verdichter
	Einsatz einer Vakuumpumpe bei der Inbetriebnahme von Leitungen
Leckagen an Verdichtern	Einsatz leckgasfreier Verdichter
	Gasdichtungen an Verdichtern
	Verwertung von Sperrgasemissionen
	Stationäre Fackeln
Anwendung (Verkehr)	
Brennstoffzelle	Verbot von Ausblasen und Spülen und dessen Abfackeln von Spül-/ Ausblasemissionen
Tankstellen	Verwendung anderer Dichtungsmaterialien

7 Bewertung der EU-Methanverordnung hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit auf eine zukünftige EU-Wasserstoffverordnung

Tabelle 7.1 fasst alle Artikel der EU-Methanverordnung zusammen, die eine Reduzierung von Methanemissionen zur Folge haben könnten und stellt die Auswirkungen der Regelungen auf Methanemissionen sowie auf künftige Wasserstoffemissionen dar [25].

Tabelle 7.1: Artikel der EU-Methanverordnung zur Reduzierung von Methanemissionen und Bewertung auf die Auswirkung auf Wasserstoffemissionen [25]

Artikel	Bezeichnung	Bewertung der Auswirkung auf Methanemissionen (Erdgas)	Bewertung der Auswirkung auf Wasserstoffemissionen
12	Überwachung und Berichterstattung	Verpflichtung zur Messung schärft Bewusstsein für Emissionen	Zukünftig ist die Berichterstattung von Wasserstoffemissionen zu erwarten
13	Allgemeine Verpflichtung zur Emissionsminderung	alle Maßnahmen müssen ergriffen werden, um Methanemissionen zu reduzieren	Zukünftig sollten alle Maßnahmen ergriffen werden, um Wasserstoffemissionen zu reduzieren
14	Leckerkennung und -reparatur	Verkürzung der Überprüfungs- und Reparaturzeiten, dadurch schnelleres Auffinden und Reparieren von Leckagen und Reduzierung der Methanemissionen	Wasserstoffleckagen würden in Zukunft schneller gefunden und repariert werden, dadurch Reduzierung der Emissionen
15	Beschränkungen für das Ausblasen und Abfackeln	Weitgehendes Verbot von Abfackeln und Ausblasen, dadurch Verringerung der Methanemissionen	Zukünftig ist das Verbot des Ausblasens von Wasserstoff zu erwarten
16	Meldung von Ausblasvorgänge und Abfackelvorgängen	Aufwand für Meldung regt ggf. an, nicht auszublasen, abzufackeln	Aufwand für Meldung regt ggf. an, nicht auszublasen, abzufackeln
27	Für Importeure geltende Anforderungen	Herkunftsnachweise ermöglichen die Wahl von Erdgas mit geringeren Emissionen	Für Wasserstoff wird zukünftig die Herkunft berücksichtigt und die Emissionen, die damit zusammenhängen
33	Sanktionen	Umso höher die Strafen, desto größer der Anreiz Emissionen einzusparen	Würde sich auch auf potenzielle Wasserstoffemissionen auswirken

8 Fazit und Ausblick

Das Ziel des vorliegenden GWB-Projekts war es, Netzbetreiber darauf vorbereiten, welche Klimawirkung und Emissionen von Wasserstoff zu erwarten sind, wie Wasserstoffemissionen gemessen und reduziert werden können und wie eine Wasserstoff-Verordnung aussehen könnte.

Wasserstoff ist kein direktes Treibhausgas. Wasserstoff wirkt indirekt als Treibhausgas, durch Reaktionen in der Atmosphäre, wodurch z.B. die Lebensdauer von Methan verlängert wird. Der aktuelle Forschungsstand geht für Wasserstoff von einem Treibhauspotenzial (GWP) über 100 Jahre (GWP_{100}) von $11,6 \pm 2,8$ aus. Das GWP über 20 Jahre (GWP_{20}) beträgt $37,3 \pm 15,1$. [5, S. 5]

Über die gesamte Wertschöpfungskette können Emissionen auftreten (diffuse Emissionen und Ausblaseemissionen (betrieblich und als Emissionen bei Störfällen)), wobei große Unsicherheiten in den Daten bestehen. Da es wenige sich in Betrieb befindliche Wasserstoffinfrastrukturen gibt, beruhen bisherige Studien auf Berechnungen und Modellierungen. Die Werte einzelner Studien gehen weit auseinander. Die Emissionen der gesamten Wertschöpfungskette befinden sich im Bereich von 2,39 % (Beispielhaft mit Pipelinetransport) bis 2,85 % (beispielhaft mit Flüssigtransport von flüssigem Wasserstoff (LH_2)). Der höchsten Emissionen der Beispielwertschöpfungsketten treten bei der Anwendung mit 1,31 % auf, gefolgt von der Herstellung mit 0,55 %. Im Vergleich dazu sind die Emissionen des Pipelinetransports und -Speicherung (0,26 %), der Verdichtung (0,18 %) und dem LH_2 -Schiffstransport (0,05 %) relativ gering.

Für die Entwicklung des Wasserstoffhochlaufs in Deutschland ergeben sich für die möglichen zukünftigen Wasserstoffbedarfe in den Jahren 2030 und 2045 ein mittlerer Wasserstoffbedarf (H_2 , Mittel) von 67 bzw. 355 TWh sowie ein maximaler Wasserstoffbedarf (H_2 , Max) von 97 bzw. 572 TWh. Für diese erfolgte die Ermittlung der zu erwartenden THG-Emissionen unter Berücksichtigung des GWP_{100} von Wasserstoff. Diese beträgt 355 kt CO_2e beim Szenario „ H_2 , Mittel“ und 9.495 kt CO_2e beim Szenario „ H_2 , Max“. Diese wurden mit Erdgas im Jahr 2023 mit 178.940 kt CO_2e bei einem Bedarf von 810 TWh verglichen. Relativ je TWh betrachtet können gegenüber Erdgas (221 kt CO_2e/TWh) im Szenario „ H_2 , Mittel“ 98 % (5 kt CO_2e/TWh) bzw. bei „ H_2 , Max“ 92 % (16 kt CO_2e/TWh) der THG-Emissionen eingespart werden.

Bestehende Messtechniken zur Detektion und Quantifizierung von Erdgas (Methan) sind oft nicht direkt auf Wasserstoff übertragbar. Solche Messgeräte verwenden i.d.R. optische Sensoren, jedoch ist Wasserstoff nicht optisch im sichtbaren und IR-Bereich detektierbar. Es besteht ein erheblicher Forschungsbedarf, um Sensoren und Messgeräte zu entwickeln, die Wasserstoffemissionen präzise quantifizieren können. Für Wasserstoff geeignete Messtechniken sind z.B. elektrochemische oder katalytische Sensoren sowie Wärmeleitfähigkeits- oder Halbleitersensoren. Weitere Verfahren sind Gaschromatografie, Massenspektrometer, kamerabasierte Technologien, Ultraschall-Detektion und indirekte Detektion mittels Tracergas.

Bei einigen Maßnahmen zur Reduktion von Methanemissionen ist anzunehmen, dass diese zukünftig auch für Wasserstoff anwendbar sind. Werden solche Maßnahmen bereits bei der Planung von Wasserstoffinfrastrukturen berücksichtigt, kann der Betrieb deutlich geringere Emissionen verursachen. Dazu zählen u.a. die Vermeidung von Ausblasen und Ausspülen bei der Elektrolyse, das Auffangen und Nutzen des Boil-offs bei den Prozessschritten mit LH_2 , verkürzte Überprüfungszeiten sowie der Einsatz von mobilen Fackeln, mobilen Verdichtern oder einer Vakuumpumpe bei der Inbetriebnahme von Leitungen.

Darüber hinaus zielen einige Artikel der EU-Methanverordnung auf die Reduzierung der Methanemissionen ab, wie die Überwachung von Leckagen und Beschränkungen von Ausblasen. Diese sind ebenfalls auf Wasserstoffinfrastrukturen übertragbar und könnten zukünftig Wasserstoffemissionen reduzieren.

Zusammengefasst sollten sich (zukünftige) Netzbetreiber von Wasserstoffinfrastrukturen bereits jetzt bewusst machen, dass Wasserstoff klimawirksam ist sowie ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter für die Thematik sensibilisieren. Sie sollten sich damit auseinandersetzen, wie sie ihre Wasserstoffemissionen zukünftig quantifizieren und reduzieren können. Darüber hinaus sollten direkte Messungen der Wasserstoffemissionen an betriebenen Wasserstoffinfrastrukturen durchgeführt werden, um die Wissenslücke aufgrund kaum empirischer Messdaten zu Wasserstoffemissionen zu schließen..

9 Literatur

- [1] Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union L-2985 Luxemburg LUXEMBURG, *Verordnung (EU) 2024/1787 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942* Text von Bedeutung für den EWR., 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401787
- [2] Intergovernmental Panel on Climate Change, "Climate Change 2021: The Physical Science Basis: Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change", Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, Assessment Report (AR) 6, 2021.
- [3] UNFCCC, "Germany. 2023 National Inventory Report (NIR).", 17. Apr. 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://unfccc.int/documents/627785>.
- [4] *DIN EN ISO 14067:2019-02, Treibhausgase_ - Carbon Footprint von Produkten_ - Anforderungen an und Leitlinien für Quantifizierung (ISO_14067:2018); Deutsche und Englische Fassung EN_ISO_14067:2018*, DIN Deutsches Institut für Normung, Berlin.
- [5] M. Sand *et al.*, "A multi-model assessment of the Global Warming Potential of hydrogen", *Commun Earth Environ*, Jg. 4, Nr. 1, 2023, doi: 10.1038/s43247-023-00857-8.
- [6] N. J. Warwick *et al.*, "Atmospheric composition and climate impacts of a future hydrogen economy", *Atmos. Chem. Phys.*, 2023, doi: 10.5194/acp-2023-29.
- [7] I. B. Ocko und S. P. Hamburg, "Climate consequences of hydrogen emissions", *Atmos. Chem. Phys.*, Jg. 22, Nr. 14, S. 9349–9368, 2022, doi: 10.5194/acp-22-9349-2022.
- [8] D. Hauglustaine, F. Paulot, W. Collins, R. Derwent, M. Sand und O. Boucher, "Climate benefit of a future hydrogen economy", *Communications Earth & Environment*, Jg. 3, Nr. 1, 2022, doi: 10.1038/s43247-022-00626-z.
- [9] R. G. Derwent, "Global warming potential (GWP) for hydrogen: sensitivities, uncertainties and meta-analysis", *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.11.219.
- [10] R. A. Field und R. G. Derwent, "Global warming consequences of replacing natural gas with hydrogen in the domestic energy sectors of future low-carbon economies in the United Kingdom and the United States of America", *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 46, Nr. 58, S. 30190–30203, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.06.120.
- [11] R. G. Derwent, D. S. Stevenson, S. R. Utembe, M. E. Jenkin, A. H. Khan und D. E. Shallcross, "Global modelling studies of hydrogen and its isotopomers using STOCHEM-CRI: Likely radiative forcing consequences of a future hydrogen economy", *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 45, Nr. 15, S. 9211–9221, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.125.
- [12] R. Derwent, "Hydrogen for heating: Atmospheric impacts: A literature review" BEIS Research Paper 2018: no. 21, Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS), Newbury 21, 7. Okt. 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5c00232bed915d11965a19b7/Hydrogen_atmospheric_impact_report.pdf. Zugriff am: 21. November 2023.
- [13] R. Derwent, P. Simmonds, S. O'Doherty, A. Manning, W. Collins und D. Stevenson, "Global environmental impacts of the hydrogen economy", *Int. J. Nuclear Hydrog. Product. Appl.*, Jg. 1, S. 57, 2006.
- [14] B. van Ruijven, J.-F. Lamarque, D. P. van Vuuren, T. Kram und H. Eerens, "Emission scenarios for a global hydrogen economy and the consequences for global air pollution", *Global Environmental*

Change, Jg. 21, Nr. 3, S. 983–994, 2011, doi: 10.1016/j.gloenvcha.2011.03.013.

- [15] T. Feck, Hg., *Wasserstoff-Emissionen und ihre Auswirkungen auf den arktischen Ozonverlust: Risikoanalyse einer globalen Wasserstoffwirtschaft*. Zugl.: Wuppertal, Univ., Diss., 2009. Jülich: Forschungszentrum Jülich Zentralbibliothek, 2009. [Online]. Verfügbar unter: <http://hdl.handle.net/2128/12503>
- [16] J. Cooper, L. Dubey, S. Bakkaloglu und A. Hawkes, "Hydrogen emissions from the hydrogen value chain-emissions profile and impact to global warming" (eng), *The Science of the total environment*, Jg. 830, S. 154624, 2022, doi: 10.1016/j.scitotenv.2022.154624.
- [17] A. Arrigoni und L. Bravo Diaz, *Hydrogen emissions from a hydrogen economy and their potential global warming impact: Summary report of the Clean Hydrogen Joint Undertaking expert workshop on the Environmental Impacts of Hydrogen*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/918b0980-21c7-11ed-8fa0-01aa75ed71a1/language-en>
- [18] Frazer-Nash Consultancy, "Fugitive Hydrogen Emissions in a future hydrogen economy", März 2022.
- [19] Z. Fan *et al.*, "Hydrogen leakage: A potential risk for the hydrogen economy", Columbia Center on Global Energy Policy, Juli 2022.
- [20] Y. Ishimoto, M. Voldsund, P. Nekså, S. Roussanaly, D. Berstad und S. O. Gardarsdottir, "Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers", *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 45, Nr. 58, S. 32865–32883, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.09.017.
- [21] Bundesministerium für Bildung und Forschung, *Update der Nationalen Wasserstoffstrategie: Turbo für die H2-Wirtschaft*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmbf.de/bmbf/de/forschung/energie-wende-und-nachhaltiges-wirtschaften/nationale-wasserstoffstrategie/nationale-wasserstoffstrategie_node.html (Zugriff am: 11. Juli 2024).
- [22] Deutsche Energie-Agentur GmbH, *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf (Zugriff am: 22. August 2022).
- [23] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, *BMWK Langfristszenarien T45 - Endenergiebedarf Industrie*. [Online]. Verfügbar unter: <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/52612/9de48084ac2d54c418daaf02a6ee26e0> (Zugriff am: 22. April 2024).
- [24] P. Balcombe, K. Anderson, J. Speirs, N. P. Brandon und A. Hawkes, "The Natural Gas Supply Chain: The Importance of Methane and Carbon Dioxide Emissions", *Sustainable Chemistry & Engineering*, Jg. 5, Nr. 1, S. 3–20, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://pubs.acs.org/doi/epdf/10.1021/acssuschemeng.6b00144>
- [25] T. Sylwia, *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942: 2021/0423 (COD)*, 2023.
- [26] C. Große, M. Eyßer, S. Lehmann und M. Behnke, "Carbon Footprint Natural Gas 1.1", Leipzig.
- [27] Bundesnetzagentur, *Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2023*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2023/start.html (Zugriff am: 29. Februar 2024).
- [28] Research & Innovation Center for Energy und GRTgaz, "Overall quantification of a site's methane emissions - State of the art on "Top Down" methodologies", 21. Mai 2021.
- [29] *DIN EN 15446 Fugitive und diffuse Emissionen von allgemeinem Interesse für Industriebereiche -*

Messung fugitiver Emissionen von Gasen und Dämpfen aus Lecks von Betriebseinrichtungen und Rohrleitungen: Deutsche Fassung EN 15446:2008, VDI/DIN-Kommission Reinhaltung der Luft (KRdL) - Normausschuss, Apr. 2008. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vdi.de/richtlinien/details/din-en-15446-fugitive-und-diffuse-emissionen-von-allgemeinem-interesse-fuer-industriebereiche-messung-fugitiver-emissionen-von-gasen-und-daempfen-aus-lecks-von-betriebseinrichtungen-und-rohrleitungen-deutsche-fassung-en-154462008>

- [30] G. Wiegleb, *Gasmesstechnik in Theorie und Praxis*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2022.
- [31] L. Schwenen, *Sensorprinzipien einfach erklärt*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.esders.de/2020/04/sensorprinzipien-einfach-erklart/> (Zugriff am: 7. Oktober 2024).
- [32] Inficon, *Lecksuchgeräte*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.inficon.com/de/produkte/lecksuchgeraete> (Zugriff am: 28. Oktober 2024).
- [33] Pfeiffer Vacuum + Fab Solutions, *Lecksuche leicht gemacht*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.pfeiffer-vacuum.com/landingpages/de/lp/lecksuche-leicht-gemacht/?gad_source=1&gclid=EAIaIQobChMlnunv4vSwiQMVu5CDBx17TgRIEAYASAAEgLN9fD_BwE (Zugriff am: 28. Oktober 2024).
- [34] Distran, *Distran Akustische Leck-Bildgebung Technologie*. [Online]. Verfügbar unter: <https://distran.swiss/de/die-technologie/> (Zugriff am: 8. Oktober 2024).
- [35] POWER, "Optical Gas Imaging Camera Offers Hydrogen Leak Detection Solution", *POWER Magazine*, 1. Juni 2015, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.powermag.com/optical-gas-imaging-camera-offers-hydrogen-leak-detection-solution/>. Zugriff am: 8. Oktober 2024.
- [36] Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM, *Sensorik für den sicheren Umgang mit Wasserstoff - Fraunhofer IPM*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ipm.fraunhofer.de/de/presse/publikationen/Presseinformationen/wasserstoff-sensorik.html> (Zugriff am: 9. Oktober 2024).
- [37] Fraunhofer-Gesellschaft, *Detektion von Wasserstoff durch Glasfasersensoren*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2022/april-2022/detektion-von-wasserstoff-durch-glasfasersensoren.html> (Zugriff am: 8. Oktober 2024).

Anhang

Anhang 1:	Literurangaben zu Emissionen der Wasserstoffherstellung	31
Anhang 2:	Literurangaben zu Emissionen der Wasserstoffverdichtung, -verflüssigung und - regasifizierung.....	31
Anhang 3:	Literurangaben zu Emissionen des verdichteten und flüssigen Wasserstofftransports und - speicherung.....	32
Anhang 4:	Literurangaben zu Emissionen des LH ₂ -Schiffstransports	32
Anhang 5:	Literurangaben zu Emissionen des H ₂ -Pipelinetransports	33
Anhang 6:	Literurangaben zu Emissionen des H ₂ -Verteilung	33
Anhang 7:	Literurangaben zu Emissionen des H ₂ -Anwendung	34

Anhang 1: Literaturangaben zu Emissionen der Wasserstoffherstellung

Bezeichnung	Min	Max	MW	Bemerkung	Quelle
Gasifizierung (Biomasse oder Braunkohle) mit Carbon Capture und Aufbereitung	0,10 %	1,00 %	0,55 %		[16, S. 6]
Autotherme Reformierung (ATR) mit Carbon Capture und Aufbereitung	0,10 %	1,00 %	0,55 %		[16, S. 6]
Dampfreformierung	0,0001 %	0,0001 %	0,0001 %	Abfackeln von Emissionen	[17, S. 15]
Dampfreformierung	0,50 %	1,00 %	0,75 %	2050	[19, S. 6]
Dampfreformierung mit CCS	0,25 %	0,50 %	0,38 %		[18, S. 39]
Dampfreformierung mit CCS	1,00 %	1,50 %	1,25 %	2050	[19, S. 6]
Elektrolyse und Aufbereitung	0,10 %	4,00 %	2,05 %		[16, S. 6]
Elektrolyse	0,03 %	0,20 %	0,12 %	Crossover; Regeneration von Trocknern; max = heute, min = 2030; Herstellerangaben	[17, S. 15]
Elektrolyse mit Ausblasen und Entlüften	3,32 %	9,20 %	6,26 %	2050, Emissionen vom Ausspülen während der Reinigung; Modellierung	[18, S. 39]
Elektrolyse mit vollständiger Rekombination des H ₂	0,24 %	0,50 %	0,38 %	2050, Emissionen während Start / Stopp; Rekombination aus Spülung und Crossover-Entlüftung; Modellierung	[18, S. 39]
Elektrolyse	2,00 %	4,0 %	3,00 %	2050	[19, S. 6]
Median H₂-Herstellung (Median aller Verfahren)	0,24 %	1,00 %	0,55 %		[16, S. 6] [17, S. 15] [18, S. 39] [19, S. 6]

Anhang 2: Literaturangaben zu Emissionen der Wasserstoffverdichtung, -verflüssigung und -regasifizierung

Bezeichnung	Min	Max	MW	Bemerkung	Quelle
Verdichtung	0,15 %	0,27 %	0,18 %	Nach Gasifizierung mit CCS	[16, S. 7]
Verdichtung	0,14 %	0,26 %	0,17 %	Nach Elektrolyse	[16, S. 7]
Median Verdichtung	0,15 %	0,27 %	0,18 %		[16, S. 7]
Verflüssigung (LH ₂)	0,15 %	2,21 %	0,34 %	Vorgekühlte, duale Linde-Hampson Methode	[16, S. 6]
Verflüssigung (LH ₂)	0,14 %	0,98 %	0,33 %	Vorgekühlte, duale Linde-Hampson Methode	[16, S. 6]
Verflüssigung (LH ₂)	0,14 %	0,95 %	0,32 %	Vorgekühlte, duale Linde-Hampson Methode	[16, S. 6]
Verflüssigung (LH ₂)	0,01 %	2,04 %	0,33 %	Vorgekühlte, duale Linde-Hampson Methode	[16, S. 6]
Median Verflüssigung (LH₂)	0,14 %	1,51 %	0,33 %		[16, S. 6]
Regasifizierung	0,002 %	0,002 %	0,002 %	Modellierung auf Basis von Erdgas	[16, S. 6]

Nach der EU-METHANverordnung ist vor der EU-WASSERSTOFFverordnung

Anhang 3: Literaturangaben zu Emissionen des verdichteten und flüssigen Wasserstofftransports und -speicherung

Bezeichnung	Min	Max	MW	Bemerkung	Quelle
Transport von verdichtetem H ₂ in Trailer	0,06 %	0,53 %	0,31 %		[16, S. 6]
Transport von verdichtetem H ₂ in Trailer	0,30 %	0,66 %	0,48 %	0,12 %/Tag bis 0,24 %/Tag, Dauer: 0,5 bis 3 Tage	[18, S. 6]
Transport von verdichtetem H ₂ in Trailer	< 1,00 %	< 1,00 %	< 1,00 %	Purging und Leckagen von Ventilen	[17, S. 16]
Median Transport von verdichtetem H₂ in Trailer	0,30 %	0,66 %	0,48 %		[16, S. 6] [17, S. 16] [18, S. 6]
Transport von verflüssigtem LH ₂ in Trailer	3,80 %	13,20 %	8,48 %	2050; boil-off	[18, S. 6]
Transport und Speicherung von verflüssigtem LH ₂ in Trailer	2,50 %	5,00 %	3,75 %	2050	[19, S. 7]
Verflüssigung und Transport von verflüssigtem LH ₂ in Trailer	2,00 %	10,00 %	6,00 %	Max = heute, min = 2030; Verflüssigungsprozess und boil-off; zukünftig Reduktion aufgrund von Abfackeln des boil-off	[17, S. 16]
Median Transport von verflüssigtem LH₂ in Trailer	2,50 %	10,00 %	6,00 %		[17, S. 16] [19, S. 6] [18, S. 6]
Untergroundspeicherung	0,02 %	0,06 %	0,04 %	Salzkaverne	[18, S. 6]
Obertagespeicherung (verdichteter Tank)	2,77 %	6,50 %	4,65 %	0,12 %/Tag bis 0,24 %/Tag, Speicherdauer: 2 bis 30 Tagen	[18, S. 6]
Speicherung verflüssigt, am Terminal	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,1%/Tag verdampft, wiederverflüssigt ohne Emissionen.	[20, 5f]

Anhang 4: Literaturangaben zu Emissionen des LH₂-Schiffstransports

Bezeichnung	Min	Max	MW	Bemerkung	Quelle
LH ₂ -Schiffstransport von Australien nach Japan, ca. 5.000 sm ⁴	0,00 %	0,10 %	0,03 %	Modellierung auf Basis von Erdgas	[16, S. 6]
LH ₂ -Schiffstransport von Qatar nach Japan, ca. 6.500 sm ⁴	0,01 %	0,17 %	0,06 %	Modellierung auf Basis von Erdgas	[16, S. 6]
LH ₂ -Schiffstransport von Australien nach Japan, ca. 4.000 sm ⁴	0,003 %	0,10 %	0,03 %	Modellierung auf Basis von Erdgas	[16, S. 6]
LH ₂ -Schiffstransport von Saudi-Arabien nach Japan, 7.000 sm ⁴	0,01 %	0,17 %	0,06 %	Modellierung auf Basis von Erdgas	[16, S. 6]
LH ₂ -Schiffstransport	1,00 %	2,30 %	1,65 %	2050, Annahme	[19, S. 7]
LH ₂ -Schiffstransport	0,00 %	0,00 %	0,00 %		[20, 6f]
Median LH₂-Schiffstransport	0,01 %	0,14 %	0,05 %		[16, S. 6] [19, S. 7] [20, 6f]

⁴ Sm = Seemeile bzw. nautische Meile, 1 sm = 1,85201 km

Nach der EU-METHANverordnung ist vor der EU-WASSERSTOFFverordnung

Anhang 5: Literaturangaben zu Emissionen des H₂-Pipelinetransports

Bezeichnung	Min	Max	MW	Bemerkung	Quelle
Pipelinetransport und Speicherung (Japan)	0,02 %	0,05 %	0,03 %	Modellierung auf Basis von Erdgas	[16, S. 6]
Pipelinetransport und Speicherung (Niederlande/Nordsee)	0,04 %	0,06 %	0,05 %	Modellierung auf Basis von Erdgas; 1.000 km Pipeline	[16, S. 6]
Pipelinetransport und Speicherung	1,00 %	2,00 %	1,50 %	2050	[19, S. 7]
Pipelinetransport (Europa)	0,70 %	1,00 %	0,85 %	Max = heute, min = 2030; Herstellerangaben, Modellierung auf Basis von Erdgas	[17, S. 16]
Pipelinetransport	0,04 %	0,48 %	0,26 %	2050; Berechnung auf Basis von Erdgas	[18, S. 6]
Median Pipelinetransport (und Speicherung)	0,04 %	0,48 %	0,26 %		[16, S. 6] [17, S. 16] [19, S. 7] [18, S. 6]

Anhang 6: Literaturangaben zu Emissionen des H₂-Verteilung

Verfahren	Min	Max	MW	Bemerkung	Quelle
Verteilung (USA)	0,05 %	0,12 %	0,09 %	Verteilnetz 75.000 km Modellierung auf Basis von Erdgas	[16, S. 6]
Verteilung (Japan)	0,05 %	0,12 %	0,09 %	Modellierung auf Basis von Erdgas	[16, S. 6]
Verteilung (Niederlande / Nordsee)	0,0003 %	0,03 %	0,02 %	Verteilnetz 1.000 km, Modellierung auf Basis von Erdgas	[16, S. 6]
Verteilung	0,26 %	0,53 %	0,40 %	2050, Berechnung auf Basis von Erdgas	[18, S. 6]
Verteilung	0,20 %	0,40 %	0,30 %	2050	[19, S. 7]
Median Verteilung	0,05 %	0,12 %	0,09 %		[16, S. 6] [19, S. 7] [18, S. 6]

Anhang 7: Literaturangaben zu Emissionen des H₂-Anwendung

Kategorie	Verfahren	Min	Max	MW	Bemerkung	Quelle
Verkehr	LH ₂ -Tankstelle	2,00 %	8,50 %	5,25 %	Min = 2030; boil-off, Ausblasen, Herstellerangabe	[17, S. 16]
Verkehr	Tankstelle - verdichtet	2,00 %	3,00 %	2,50 %	Min = 2030; boil-off, Ausblasen, Herstellerangabe	[17, S. 16]
Verkehr	Tankstelle - verdichtet	0,25 %	0,89 %	0,57 %	2050	[18, S. 6]
Verkehr	Brennstoffzelle mit Ausblasen und Entlüften	1,36 %	2,64 %	2,00 %	2050	[18, S. 6]
Verkehr	Brennstoffzelle mit Rekombination des H ₂	0,56 %	1,02 %	0,79 %	2050	[18, S. 6]
Verkehr	Verbrennungsmotor	0,30 %	0,66 %	0,48 %	2050	[18, S. 6]
Verkehr	Median	0,96%	1,83 %	1,40 %		[17, S. 16] [18, S. 6]
Energie	Gasturbine	0,01 %	0,01 %	0,01 %	2050	[18, S. 6]
Energie	Stromerzeugung	1,50 %	3,00 %	2,25 %	Leckage; basiert auf Leckagen von Erdgasturbinen	[19, S. 6]
Energie	Median	0,76 %	1,51 %	1,13 %		[19, S. 6] [18, S. 6]
Industrie	Eisen und Stahl Herstellung	0,20 %	0,50 %	0,35 %	H ₂ -Nutzung: Prozesswärme und Reduktionsmittel in direkt reduziertem Eisen	[19, S. 6]
Industrie	Nutzung vor Ort	0,20 %	0,20 %	0,20 %	Annahme / Berechnung	[19, S. 7]
Industrie	Verfahrenstechnische Industrie	0,25 %	0,50 %	0,38 %	2050	[18, S. 6]
Industrie	Raffinerie	0,20 %	0,50 %	0,35 %	Annahme	[19, S. 7]
Industrie	Andere industrielle Anwendung	0,20 %	0,50 %	0,35 %	Annahme	[19, S. 7]
Industrie	Chemische Herstellung synthetischer Treibstoffe	0,20 %	0,50 %	0,35 %	Annahme	[19, S. 6]
Industrie	Median	0,20 %	0,50 %	0,35 %		[19, 6f] [18, S. 6]
Gebäude	Häusliche Nutzung	0,30 %	0,69 %	0,50 %	2050	[18, S. 6]
Gebäude	Häusliche Nutzung	0,50 %	0,80 %	0,65 %	Berechnung	[19, S. 7]
Gebäude	Median	0,40 %	0,75 %	0,58 %		[19, S. 7] [18, S. 6]
Transport	Schiffstransport	1,00 %	2,90 %	1,95 %		[19, S. 7]
Transport	Flugverkehr	3,00 %	3,00 %	3,00 %		[19, S. 6]
Transport	Median	2,00 %	2,95 %	2,48 %		[19, 6f]
Anwendung	Median	0,76 %	1,52 %	1,31 %		[17, S. 16] [18, S. 6] [18, S. 6f]

QR-Code scannen, um
mehr über uns zu erfahren.



» www.dbi-gruppe.de