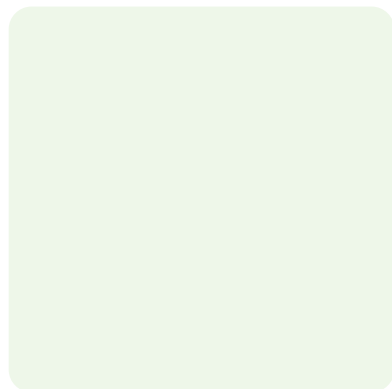
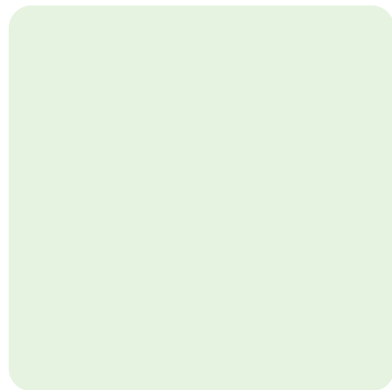
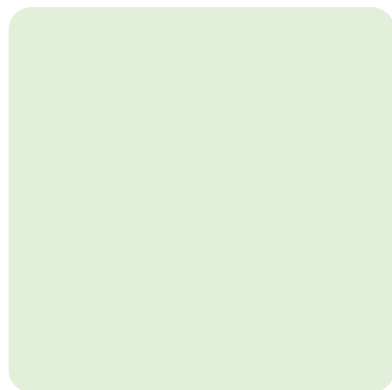
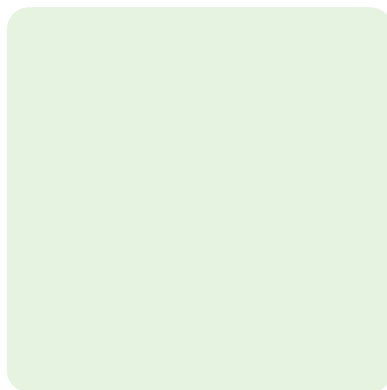
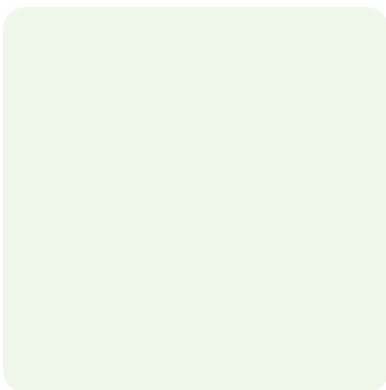


H₂-Rein

H₂-Kurzstudie: Wasserstoffqualität in einem gesamtdeutschen Wasserstoffnetz

Studie



Impressum

Studie

H₂-Rein

H₂-Kurzstudie: Wasserstoffqualität in einem gesamtdeutschen Wasserstoffnetz

Auftraggeber



Durchführung

Projektleitung

Dipl.-Chem. Udo Lubenau

udo.lubenau@dbi-gruppe.de

T +49 341 2457-160

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Karl-Heine-Straße 109-111

04229 Leipzig

www.dbi-gruppe.de



Autoren

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Dipl.-Chem. Udo Lubenau

Dipl.-Ing. Hagen Bültemeier

Dipl.-Ing. Cruz Marrune

Jens Hüttenrauch, M. Eng.

Dipl.-Ing. Philipp Pietsch

Frontier Economics Limited

Dr. Matthias Janssen

Maximiliane Reger, M.Sc.



Veröffentlichungsdatum

22.06.2022

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	7
Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis	8
1 Einleitung	10
1.1 Hintergrund und Ziel der Studie	10
1.2 Randbedingungen	11
2 AP 1: Abschätzung des H₂-Bedarfs	12
2.1 Auswertung Metaanalyse	13
2.2 Sektorenvergleich	16
2.3 Ausblick	19
3 AP 2: Erzeugung und Toleranz der Anwendungen	21
3.1 Übersicht der H ₂ -Erzeugungsqualitäten.	21
3.1.1 Wasserstoff aus Elektrolyse (grüner Wasserstoff)	22
3.1.2 Wasserstoff aus Reformierung mit CCS (blauer Wasserstoff)	23
3.1.3 Wasserstoff aus Methanpyrolyse (türkiser Wasserstoff)	26
3.1.4 Weitere Optionen	26
3.2 Anforderung an die H ₂ -Qualität – normative Anforderungen	26
3.3 Anforderung an die H ₂ -Qualität –technische Anforderungen	29
3.3.1 Katalytische Nutzung von Wasserstoff	29
3.3.2 Ammoniak	29
3.3.3 Methanol	29
3.3.4 Fischer-Tropsch-Synthese	30
3.3.5 Power-to-X-Prozesse (PtX)	30
3.4 Energetische Nutzung	31
3.4.1 Roheisenerzeugung	31
3.4.2 Industrielle Feuerungsanlagen	32
3.4.3 Häusliche und gewerbliche Heizgeräte	33
3.4.4 Gasturbinen	33
3.4.5 Gasmotoren	34
3.5 Überblick der Sektoren und ihrer Anforderungen	34
4 AP 3: Gasaufbereitung	36
4.1 Quellen der H ₂ -Verunreinigungen	36
4.1.1 Produktion	37

Inhalt

4.1.2	Unterirdische Speicherung von H ₂ in Kavernen	38
4.1.3	Transport	39
4.2	Stoffgruppen und Aufbereitungsverfahren	40
4.2.1	Zuordnung zu Stoffgruppen	40
4.2.2	Aufbereitungsverfahren	41
4.2.2.1	Adsorption	41
4.2.2.2	Chemisorption / Katalytische Umwandlung	45
4.2.2.3	Verflüssigung	46
4.2.2.4	Absorption	46
4.2.2.5	Membranverfahren	47
5	AP 4: Untergrundgasspeicher	49
5.1	Speicherstruktur in Deutschland	49
5.2	Spezifische Unterschiede	52
5.3	Vergleich Wasserstoffspeicherbedarf und theoretisch vorhandenes Speicherpotenzial	54
5.4	Qualitätsverändernde Prozesse in Kavernenspeichern	55
5.4.1	Generelle Effekte und Prozesse	55
5.4.2	Mikrobielle Aktivität von neu errichteten Kavernen	58
5.4.3	Übersicht über qualitätsverändernde Prozesse	58
6	AP 5: Netze	61
6.1	Umstellen von Leitungen / Netzen auf Wasserstoff	61
6.2	Weitere Komponenten im Wasserstoffnetz	67
6.3	Standortempfehlungen für Gasreinigung und -aufbereitungen unter Berücksichtigung der Netztopologie	67
6.3.1	Einflussfaktoren auf erreichbare / anzustrebende Wasserstoff-Reinheiten im Wasserstoffnetz	68
6.3.1.1	Wasserstoff-Quellen des Gasnetzes	68
6.3.1.2	Wasserstoff-Transport und -Verteilung	69
6.3.1.3	Wasserstoff-Senken	70
6.3.2	Mögliche Konfigurationen für ein zukünftiges Wasserstoffnetz	70
7	AP 6: Definition von Prozessketten und Aufbereitungsbedarf	73
7.1	Szenario 1: Elektrolyse Direktversorgung	73
7.2	Szenario 2: H ₂ -Tankstelle	74
7.3	Szenario 3: Versorgung eines Abnehmers der Chemieindustrie	75
7.4	Wirtschaftliche Betrachtung der verschiedenen Gasaufbereitungs-Varianten	76
7.4.1	Szenario 1	76
7.4.2	Szenario 2	78
7.4.3	Szenario 3	80

Inhalt

8	AP 6: Definition der weiteren Schritte – Handlungsempfehlungen für Deutschland	82
8.1	Bewertung der Studienergebnisse und Aufstellung der noch existierenden Wissenslücken	82
8.1.1	Unklarheiten hinsichtlich zukünftiger Wasserstoffmengen	82
8.1.2	Unklarheiten im Bereich der Wasserstoffherzeugung und Nutzung	83
8.1.3	Wissenslücken hinsichtlich der Gasaufbereitung	84
8.1.4	Wissenslücken im Bereich der Untersgrundspeicherung	84
8.1.4.1	Kavernen-UGS	84
8.1.4.2	Poren-UGS	85
8.1.5	Unklarheiten hinsichtlich zukünftiger Wasserstoffnetze	85
8.2	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	86
	Literaturverzeichnis	88
	Anhang	90

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Verteilung der H ₂ -Mengen auf (Sub-)Sektoren 2045 gemäß <i>dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität</i>	13
Abbildung 2:	H ₂ -Nachfrage in den Nachfragesektoren in Deutschland der Jahre 2030, 2040 und 2050	14
Abbildung 3:	Metastudie NWR ergänzt um neue Publikationen	15
Abbildung 4:	Gesamt Wasserstoffnachfrage gemäß <i>dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität</i>	15
Abbildung 5:	Aufteilung der Wasserstoffnachfrage auf energetische und stoffliche Nachfrage gemäß <i>dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität</i>	16
Abbildung 6:	Wasserstoffnachfrage aus dem Industriesektor gemäß <i>dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität</i>	17
Abbildung 7:	Aktuelle Verwendung von Erdgas im Vergleich zur erwarteten zukünftigen Verwendung von Wasserstoff	19
Abbildung 8:	H ₂ -Netz 2050 des FNB Gas inklusive regionaler Verteilung großer Industrie-Abnehmer	20
Abbildung 9:	Schematischer Ablauf der Dampfreformierung mit Optionen zur CO ₂ -Abtrennung	24
Abbildung 10:	Ablagerungen aus einer Transportpipeline, zweite Reinigungsmolchung	39
Abbildung 11:	Betriebsmodi der Adsorption: Desorption durch Temperatur- oder Druckwechsel (Quelle DVGW Bericht G1-04-16)	42
Abbildung 12:	Siloxa Adsorptionstrockner Typ 400 und 700 (Produktblatt Siloxa).	43
Abbildung 13:	Schematische Darstellung eines Abscheiders mit 2 Adsorbern	44
Abbildung 14:	Beispiel Fa. Fangmann Industrie – Abscheiderskid mit 2 Adsorbern (DN 250; DP64)	44
Abbildung 15:	TEG-Trocknung am UGS und Prinzipschema einer Gastrocknung mittels Absorption	46
Abbildung 16:	Schematische Darstellung der Stoffstromtrennung an einer Membran	47
Abbildung 17:	Diffusion durch eine Palladiummembran (Quelle Fraunhofer IST)	48
Abbildung 18:	Übersicht der Gasspeichern in Deutschland (LBEG - Stand 2020)	51
Abbildung 19:	Verhältnis zwischen AGV und KGV für die deutschen UGS	54
Abbildung 20:	Mikrobielle Diversität der Kasernensümpfe (MicroPro)	56
Abbildung 21:	mögliche Reaktionen in Kasernensumpf (MicroPro)	57
Abbildung 22:	Grundlegendes Konzept für Standorte Gasaufbereitung	68
Abbildung 23:	Konzept: A-Netz	71
Abbildung 24:	Konzept: D-Netz	72
Abbildung 25:	Szenario 1, Direktversorgung eines Kunden aus Elektrolyse mit neuer Pipeline	74
Abbildung 26:	Szenario 1 der Wasserstoffnutzung, Tankstellenversorgung	74
Abbildung 27:	Szenario 3 der Wasserstoffnutzung, Versorgung Chemieanlage	75
Abbildung 28:	Sensitivitätsanalyse Kostenberechnung Szenario 1	77
Abbildung 29:	Sensitivitätsanalyse Kostenberechnung Szenario 2	79
Abbildung 30:	Sensitivitätsanalyse Kostenberechnung Szenario 3	81

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Wasserstoffnachfrage nach Sektoren	18
Tabelle 2:	Erreichte Wasserstoffreinheiten verschiedener Elektrolysesysteme	23
Tabelle 3:	Beispielhafte Reformatzusammensetzung der Dampfreformierung für Erdgas „Nordsee“ nach DVGW G 260, berechnet für Reformierung bei 20 bar, 850°C, S/C=3 und WGS bei 400°C mit und ohne CO ₂ -Abtrennung im Reformatstrom	25
Tabelle 4:	Beispielhafte Reformatzusammensetzung der autothermen Reformierung für Erdgas „Nordsee“ nach DVGW G 260, berechnet für Reformierung bei 20 bar, 1.000°C, S/C=2, λ=0,3 und WGS bei 400°C mit und ohne CO ₂ -Abtrennung im Reformatstrom	25
Tabelle 5:	Zusammenstellung verschiedener Qualitätsanforderungen für Wasserstoff, Maximalwerte bei Verunreinigungen, ergänzt durch Anforderungen von Linde an Gasversorger in Forschungsprojekten	28
Tabelle 6:	Maximal zulässige Verunreinigungen für die Ammoniaksynthese [15]	29
Tabelle 7:	Maximal zulässige Verunreinigungen für die Methanolsynthese [15]	30
Tabelle 8:	Maximal zulässige Verunreinigungen im Wasserstoff für die Fischer-Tropsch-Synthese [16]	30
Tabelle 9:	Wasserstoffqualität in industriellen Feuerungsprozessen	32
Tabelle 10:	Empfohlene Brenngaszusammensetzung im Hy4Heat-Projekt in UK [18; 19; 15]	33
Tabelle 11:	Wasserstoffqualität für Gasmotoren [17, 14]	34
Tabelle 12:	Gegenüberstellung von abgeschätzter H ₂ -Nachfrage und verschiedenen H ₂ -Qualitäten	35
Tabelle 13:	Art und Quelle möglicher Nebenkomponenten aus dem Produktionsprozess	37
Tabelle 14:	Art und Quelle möglicher Verunreinigungen, Speicherung in Kaverne	38
Tabelle 15:	Stoffgruppen bzw. Stoffe in Wasserstoff	40
Tabelle 16:	Stoffgruppen und geeignete Aufbereitungserfahren für die H ₂ -Aufbereitung	41
Tabelle 17:	Umrechnungsfaktoren, ermittelt aus Vergleichsprojekt	53
Tabelle 18:	Speicherkapazitäten UGS Deutschland und Vergleich mit Langfristszenarien BMWK	55
Tabelle 19:	Mögliche Begleitstoffe in der Ein- und Ausspeicherseite	59
Tabelle 20:	Potenzielle Verunreinigungen im Transportnetz, vor (bzw. während) und nach Umstellungsphase	64
Tabelle 21:	Potenzielle Verunreinigungen im Verteilnetz, während und nach Umstellungsphase	66

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

AGV	Arbeitsgasvolumen
API	American Petroleum Institute
BMWK:	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
d.h.	das heißt
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DGMK:	Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e.V.
DWA	Druckwechseladsorption
F&E	Forschung und Entwicklung
GEB	Gaserstbefüllung
GGV	Gesamtgasvolumen
Gruppe A	Wasserstoffqualität ≥ 98 mol-%
Gruppe D	Wasserstoffqualität $\geq 99,97$ mol-%
i.N.	im Normzustand (0 °C, 1,01325 bar)
k.A.	keine Angabe
KGV	Kissengasvolumen
Max.	Maximum, maximal
Min.	Minimum, minimal
Mio.	Million
NMHC	Nichtmethankohlenwasserstoffe
NWR	Nationaler Wasserstoffrat
OTA	Obertageanlage
Pd	Palladium
PSA	pressure swing adsorption
PtG	Power to Gas
PtL	Power to Liquid
PtX	Power to X, Definition bei DENA (synth. Kraftstoffe) anders als in anderen Fällen
s.	siehe
SMR	Steam Methane Reforming
TEG	Triethylenglykol
TN	Treibhausgasneutralität
UGS	Untergrundgasspeicher
USAV	Untertagesicherheitsabsperrentil
Vol.	Volumen
WGS	Wassergas-Shift-Reaktion

Formelzeichen	Erläuterung	Einheit
p	Druck	[bar]
T	Temperatur	[°C, K]

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Ziel der Studie

Vor dem Hintergrund der Energiewende ist Wasserstoff (H₂) ein Schlüsselergeträger. Seine Einsatzbereiche erstrecken sich von der Industrie über die Mobilität bis zu katalytischen Prozessen (z.B. (Petro-)Chemie, PtX-Prozesse (Power-to-X)) bis hin zu energetischen Einsatzbereichen (z.B. Wärmemarkt, Rückverstromung). Am Einsatzort werden je nach Anwendung unterschiedliche Qualitäten benötigt, welche in der ISO 14687: 2019 [1] und der DIN EN 17124:2019 [2] geregelt werden. Ausgehend davon wurde Wasserstoff als neue, 5. Gasfamilie in zwei Qualitäten (Gruppe A: ≥98 mol-% und Gruppe D: ≥ 99,97 mol-%) in das Arbeitsblatt des DVGW G 260 (2021) [3] aufgenommen.

Um den Bedarf an Wasserstoff deutschlandweit zu decken, sind verschiedene Herstellungsverfahren in Diskussion. Dazu werden zeitliche und räumliche Varianten der Wasserstoffproduktion betrachtet.

Die Gasindustrie ist bereit und fähig, die vorhandene Erdgas-Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von Wasserstoff zur Verfügung zu stellen. Schwankungen bei der Erzeugung von erneuerbaren Energien und grünem Wasserstoff können durch die Nutzung der Untergrundgasspeicher (UGS) kompensiert und standortspezifische Spitzen und Tiefen durch den Transport über ein Wasserstoffnetz ausgeglichen werden. Saisonale Bedarfsveränderungen erfordern die großtechnische Speicherung von Energie. Für Wasserstoff ist dies über unterirdische Gasspeicher möglich.

Die Anforderungen an die Wasserstoffqualität stellen die Gasindustrie vor vollkommen neue Herausforderungen. Einerseits ist für sensible Anwendungen wie die Mobilität bzw. die dafür eingesetzten PEM-Brennstoffzellen ein hochreiner Wasserstoff notwendig, auf der anderen Seite können Brenner wie im Kalk- oder Zementwerk problemlos mit einem H₂/Erdgas-Gemisch beliefert werden. Dieser Spagat bezüglich der notwendigen Gasqualität erfordert eine Einschätzung der einzelnen Bestandteile der gesamten Wertschöpfungskette hinsichtlich ihres Einflusses auf die Wasserstoffbeschaffenheit sowie eventuell notwendiger Aufbereitungsschritte.

Die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur wird als eine kosteneffiziente und günstige Variante angesehen, den gesamtdeutschen Wasserstoffbedarf auch dezentral zur Verfügung zu stellen. Um zu gewährleisten, dass bei jedem Abnehmer die von ihm benötigte Qualität verfügbar ist, ist ein Überblick über die benötigten Wasserstoffqualitäten bei relevanten Kundengruppen notwendig. Der Stand der Technik für Maßnahmen der Erhöhung der H₂-Qualität ist zu beschreiben. Dabei ist die Erfassung der ökonomischen Aspekte ebenso wichtig, wie die effiziente Nutzung der erneuerbaren Energieressourcen.

Im Rahmen der Kurzstudie soll ein erster allgemeiner Gesamtüberblick über das System der Generierung, des Transportes, der Speicherung und der Anwendung von Wasserstoff im Hinblick auf die Anforderungen der verschiedenen Wasserstoffqualitäten gegeben werden, um einen Untersuchungsumfang für die nachfolgende, detaillierte Hauptstudie ableiten zu können.

1.2 Randbedingungen

In Vorbereitung der Kurzstudie wurden mit dem Auftraggeber Randbedingungen für die Betrachtungen abgestimmt. Hintergrund ist die erhebliche Breite des zu betrachtenden Bereiches der H₂-Gasqualität von H₂-Erzeugung über Transport und Speicherung bis zur Anwendung. Festgelegt wurde:

- Die Betrachtung des H₂-Bedarfs basiert auf einem etablierten Szenario („dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“ [4])
- Betrachtet wird der umgestellte Zustand der Infrastruktur. Dies betrifft insbesondere die Pipelines und Speicher. Die Umstellungsphase ist nicht Gegenstand dieser Studie.
- eine regionalisierte Darstellung des H₂-Bedarfs erfolgt nicht.
- bezüglich der unterirdischen Speicherung liegt der Fokus auf den Kavernenspeichern
- Es werden Transport- und Verteilnetze betrachtet, die als „Wasserstoffnetze“ entsprechend EnWG bezeichnet werden.

Schwerpunkt der Studie sind die Aussagen zur Gasaufbereitung von Wasserstoff der Qualität ≥ 98 mol-%. Gemische aus Erdgas und Wasserstoff werden nicht betrachtet.

2 AP 1: Abschätzung des H₂-Bedarfs

Ein erster Schritt zu einem Gesamtüberblick über ein zukünftiges Wasserstoffsystem aus Erzeugung, Transport, Speicherung und Anwendung ist eine Abschätzung der zukünftig benötigten Wasserstoffmengen. Diese geben einen ersten Eindruck über die grobe Dimensionierung des Gesamtsystems. Insbesondere die Ausgestaltung von Netzen und Speichern werden dabei aber nicht nur durch die Gesamtmenge, sondern auch durch die Aufteilung der Nachfrage auf verschiedene Sektoren und Industrieprozesse sowie die Lage und Anzahl der Entry und Exit-Punkte getrieben.

In diesem von Frontier Economics verantworteten Kapitel wird daher eine literaturbasierte Schätzung der Wasserstoffnutzung in einem klimaneutralen Deutschland 2045 vorgenommen (Kapitel 2.1). Zudem wird die Aufteilung der Nutzung auf (Sub-)Sektoren betrachtet (Kapitel 2.2) sowie ein Ausblick auf eine mögliche regionale Verteilung der Wasserstoffnachfrage und den Markthochlauf bis zum Zielbild 2045 vorgenommen (Kapitel 2.3). Die nachfolgende Textbox fasst die wesentlichen Ergebnisse des Kapitels zusammen

Ergebnisse auf einen Blick

- Die Auswertung diverser Studien offenbart eine große Spannweite des erwarteten zukünftigen Wasserstoffbedarfs in Deutschland. Die dena Leitstudie II liegt mit einem erwarteten Wasserstoffbedarf von 515 TWh im Jahr 2045 im Median der betrachteten jüngeren Abschätzungen (Stand Januar 2022). Zum Vergleich: Der heutige Erdgasverbrauch beträgt etwa 1000 TWh pro Jahr.
- Der Wasserstoffverbrauch wird sich auf die Sektoren Industrie, Energie, Gebäude, Verkehr und PtX verteilen. Allerdings ist davon auszugehen, dass sich die Nutzung gegenüber der heutigen Nutzung von Erdgas - welches zu knapp 95% energetisch (für Strom und Wärmeerzeugung) und nur 5% stofflich (chemische Prozesse, Raffinerien) genutzt wird - signifikant verschieben wird.
- Gemäß dena Leitstudie II [4] werden weniger als **60 % des Wasserstoffs in 2045 energetisch genutzt** werden (im Energie- und Gebäudesektor), ein **erheblicher Teil wird in katalytischen Prozessen** (in der Chemieindustrie und zur Erzeugung von Wasserstoffderivaten, PtX) oder unmittelbar in der **Mobilität** (in Brennstoffzellen) verwendet werden.¹ Dies impliziert, dass die **Anforderungen an die Wasserstoffqualität höher** sein werden als wenn von einer zum heutigen Erdgasverbrauch analogen Nutzungsstruktur ausgegangen würde, siehe hierzu Kapitel 3.
- Die genaue Abnehmerstruktur ist noch nicht eindeutig vorhersehbar. Während eine **erhebliche Rolle von Wasserstoff in der Industrie und der Stromerzeugung weitgehend unumstritten** ist, gibt es bezüglich des Ausmaßes der **Nutzung von Wasserstoff im Verkehrs- und Gebäudesektor noch größere Unsicherheiten**. Aufgrund der gegenüber Erdgas veränderten Nutzung und der voraussichtlich dezentraleren Einspeisung von Wasserstoff (gegenüber Erdgas) ist jedoch absehbar, dass sich die Struktur eines effizienten Wasserstoffnetzes von der des heutigen Erdgasnetzes unterscheiden wird.

¹ In der Stahlindustrie wird Wasserstoff anteilig energetisch und stofflich (im Rahmen der Direktreduktion) genutzt werden. Aus der stofflichen Verwendung ergeben sich in der Eisen- und Stahlherstellung aber, anders als im Chemiesektor, keine hohen Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs.

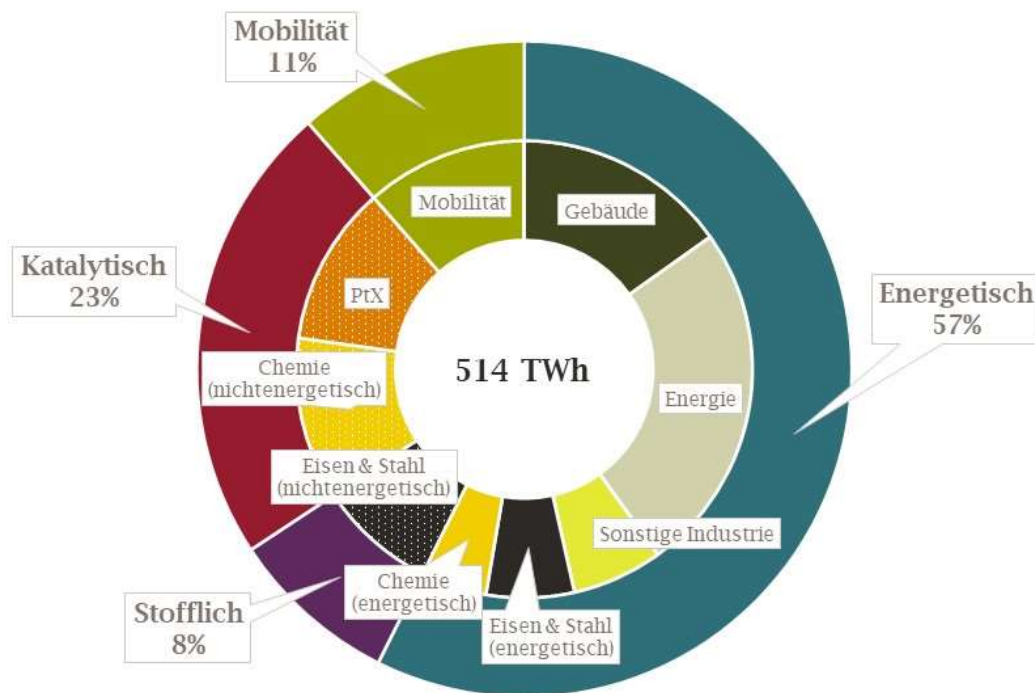


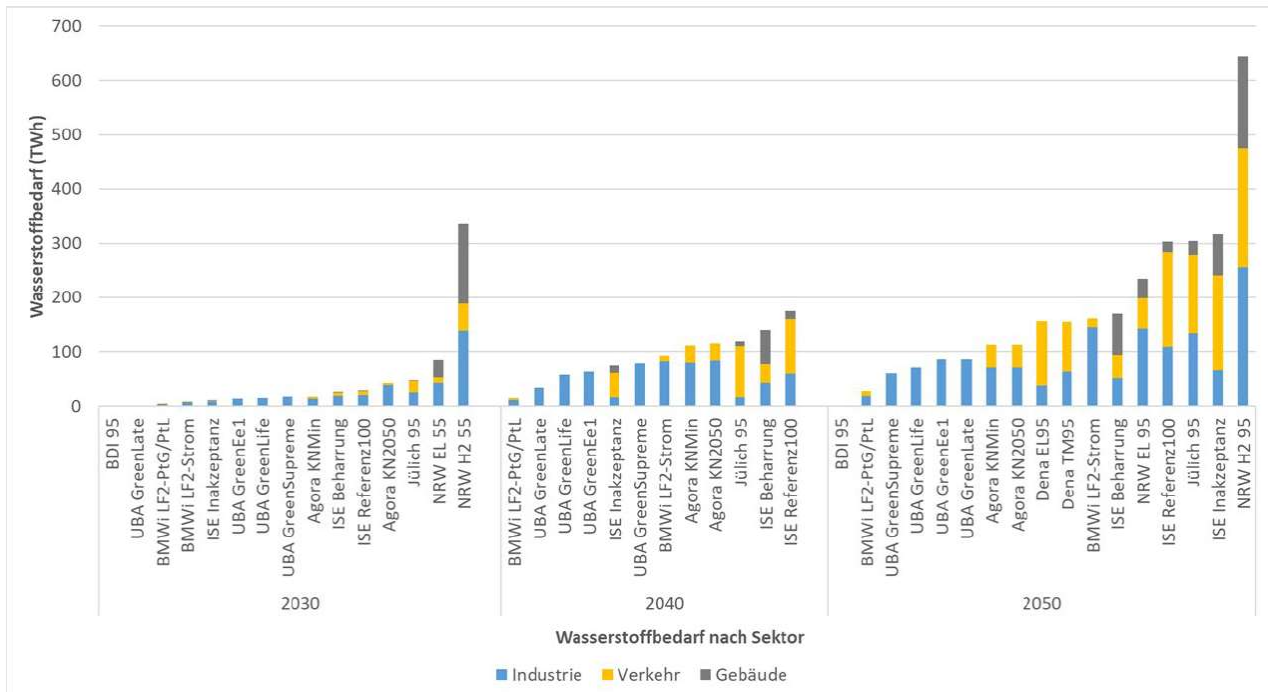
Abbildung 1: Verteilung der H₂-Mengen auf (Sub-)Sektoren 2045 gemäß *dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*

In Kapitel 3 werden anschließend die Anforderungen der verschiedenen Verbrauchssektoren bezüglich der Wasserstoffqualität analysiert, sodass sich ein Zielbild der Verbrauchsmengen je Wasserstoffqualität für das Jahr 2045 abschätzen lässt.

2.1 Auswertung Metaanalyse

Zum aktuellen Zeitpunkt bestehen noch erhebliche Unsicherheiten über die Wasserstoffnachfrage in einer klimaneutralen deutschen Wirtschaft. Diverse Studien prognostizieren den zukünftigen Bedarf und spannen dabei ein weites Feld auf. Für die vorliegende Studie werden nur jene Schätzungen ausgewertet, die zum Erreichen der Klimaneutralität in 2045 beitragen und zum anderen alle relevanten Sektoren (Industrie, Verkehr, Gebäude, Energie) abdecken. *Disclaimer: Es sei darauf hingewiesen, dass alle hier analysierten Studien und die daraus abgeleiteten Wasserstoffbedarfsschätzungen mögliche Implikationen der jüngsten Entwicklungen in Russland und der Ukraine nicht berücksichtigen.*

Um eine möglichst verlässliche und fundierte Prognose hinsichtlich zukünftiger Mengen zu treffen, wurden dafür diverse bestehende Metastudien herangezogen, insbesondere die „Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien“ im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats (NWR). Für diese wurde eine Vielzahl Studien ausgewertet und aufbereitet, wie Abbildung 2 zeigt. Daher scheint sie als Ausgangsbasis für eine Prognose der zukünftigen Wasserstoffnachfrage besonders geeignet.



Quelle: (Wietschel, et al., 2021)

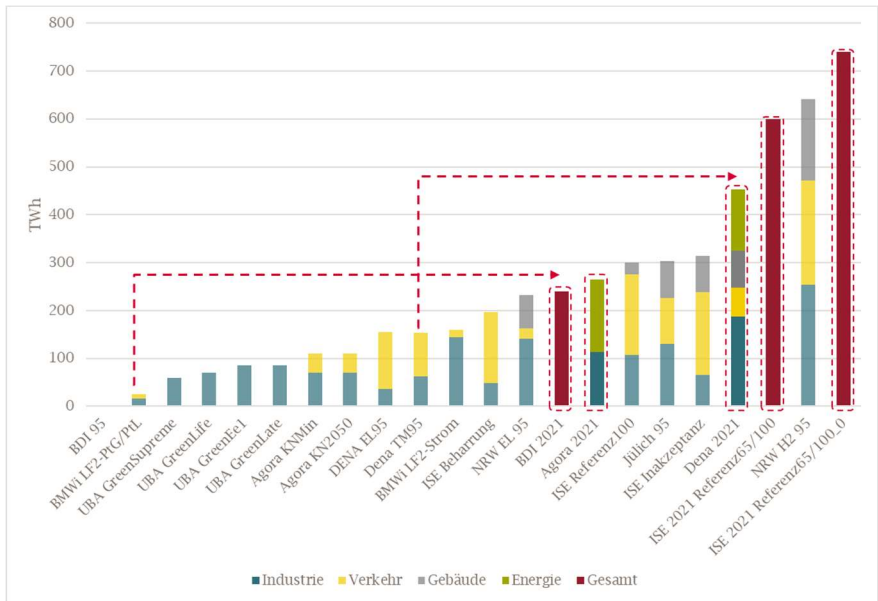
Abbildung 2: H₂-Nachfrage in den Nachfragesektoren in Deutschland der Jahre 2030, 2040 und 2050

Bei näherer Betrachtung der Auswertung des NWR fallen zwei entscheidende Einschränkungen ins Auge: Obwohl die Studie erst im Juni 2021 veröffentlicht wurde, hat sich die politische Zielsetzung seitdem entscheidend verändert. Statt 2050 soll Klimaneutralität bereits 2045 erreicht werden.² Dieser Aspekt kann unter Umständen vernachlässigt werden, wenn der Zielzustand der betrachteten Studien einen „eingeschwungenen Zustand“, d.h. den Endpunkt der Transformation beschreibt – für diesen ist irrelevant, ob er 2045 oder 2050 erreicht wird. Hierdurch wird allein der Hochlauf des Wasserstoffsystems beeinträchtigt, der nicht Gegenstand dieser Studie ist.

Zudem wurden (auch bedingt durch die Veränderung der politischen Rahmenbedingungen) für einige der Kernstudien im Median der Auswertung des NWR seit Veröffentlichung Aktualisierungen vorgenommen. Dies betrifft etwa die dena Leitstudie, die Auswertung der Agora Energiewende sowie des Fraunhofer ISE.

Um diesen Faktoren Rechnung zu tragen, wurde die Auswertung des NWR um die Ergebnisse der Aktualisierungen der oben genannten Studien ergänzt. Wie Abbildung 3 zeigt, wurde der zukünftige Wasserstoffbedarf in allen jüngst veröffentlichten Studien noch einmal nach oben korrigiert. So auch in der „dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“ – hier werden statt ca. 170 TWh/a jetzt beinahe 500 TWh/a Wasserstoff (ohne Wasserstoff für PtX Produkte) erwartet. Diese Erhöhung ist sowohl durch einen Anstieg der erwarteten Wasserstoffmengen einzelner Sektoren (etwa der Industrie) als auch das Hinzukommen bisher unberücksichtigter Sektoren (insbesondere des Energiesektors) bedingt. Die dena Leitstudie liegt damit insgesamt im Median der Mengenprognosen der ergänzten aktuellen Studien und ist damit als Ausgangspunkt für die weiteren Analysen dieser Studie geeignet.

² Bundesregierung, 2022

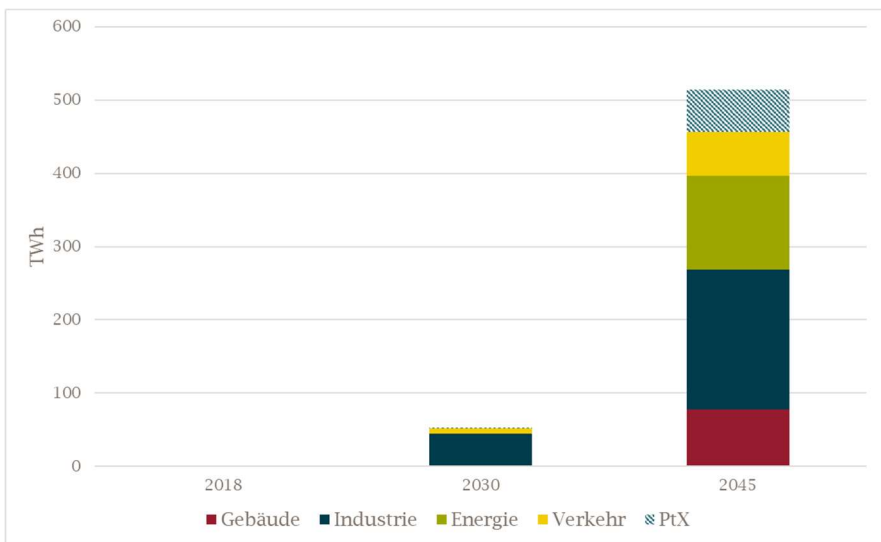


Quelle: Frontier Economics basierend auf (Wietschel, et al., 2021), (BCG, 2021), (Brandes, et al., 2021), (dena, 2021), (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) Rot umrandet sind die fünf Szenarien der drei Studien, welche nach der Erstellung der NWR-Metastudie im Dezember 2020 veröffentlicht wurden.

Abbildung 3: Metastudie NWR ergänzt um neue Publikationen

Die *dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität* erfüllt darüber hinaus auch die zuvor benannten Kriterien, dass Klimaneutralität im Jahr 2045 erreicht und alle relevanten Sektoren (Verkehr, Gebäude, Industrie, Energie) berücksichtigt werden. Daher werden die in der Leitstudie ermittelten Mengen als Ausgangspunkt für die weiteren Analysen dieser Studie verwendet.

Abbildung 4 zeigt die prognostizierten Wasserstoffmengen je Sektor laut dena im Detail.



Quelle: Frontier Economics basierend auf dem Datenanhang (Ergebnisse) der dena Leitstudie Gutachterberichts (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2021).

Abbildung 4: Gesamt Wasserstoffnachfrage gemäß dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

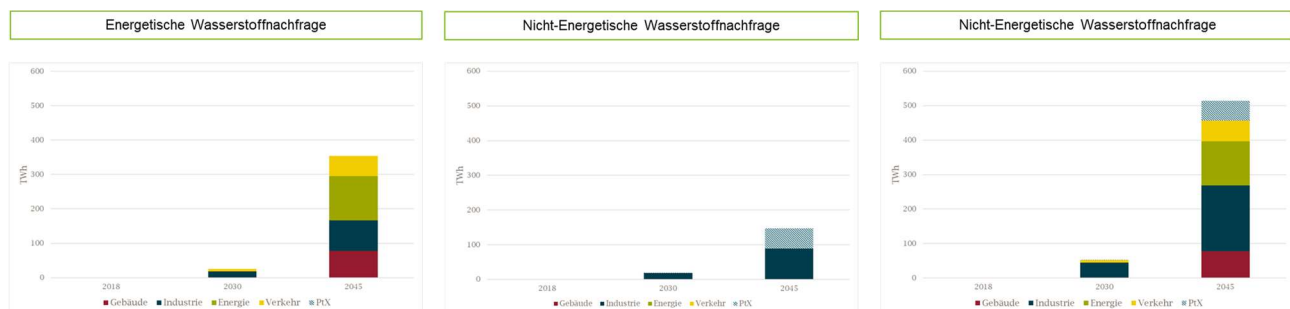
2.2 Sektorenvergleich

Die Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs unterscheiden sich stark je nach Sektor und Verwendungszweck. Daher ist nicht nur die Gesamtmenge des voraussichtlich im Jahr 2045 benötigten Wasserstoffs relevant, sondern auch, wie diese sich auf diverse Sektoren verteilt und wofür der Wasserstoff in den jeweiligen Sektoren genutzt wird.

Die dena Leitstudie stellt nicht nur die schon in Abbildung 4 ersichtliche Aufteilung auf die vier Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Energie zur Verfügung, sondern differenziert darüber hinaus in energetische und nicht-energetische Verwendung. Weiterhin werden Prognosen für die zukünftige Nachfrage nach Power-To-Liquid (PtL) Produkten bereitgestellt, die ebenfalls auf Wasserstoff basieren.³

Im Bereich der PtL-Produkte sieht die dena Leitstudie die Produktion hauptsächlich im Ausland, sodass erst das Endprodukt (also etwa als synthetisches Naphtha) importiert wird. Hierdurch können Standortvorteile im Ausland (beispielsweise mehr Sonnenstunden) sowie der einfachere Transport der Folgeprodukte im Vergleich zu Wasserstoff selbst genutzt werden.

Da aktuell bereits verschiedene Projekte zur inländischen Produktion von PtX Produkten geplant werden, wird in dieser Studie abweichend von dena angenommen, dass 20% der PtX Produktion in Deutschland erfolgen und der erforderliche Wasserstoff vor Ort verfügbar sein und Netze in Deutschland durchfließen muss. Ziel ist dabei nicht eine exakte Prognose der erwarteten Wasserstoffnachfrage, sondern vielmehr, auch die Wirkungszusammenhänge und Qualitätsanforderungen an das Gesamtsystem, die sich aus inländischer Produktion von Wasserstofffolgeprodukten ergeben, zu berücksichtigen.



Quelle: Frontier Economics basierend auf dem Datenanhang (Ergebnisse) des dena Leitstudie Gutachterberichts (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2021)

Abbildung 5: Aufteilung der Wasserstoffnachfrage auf energetische und stoffliche Nachfrage gemäß dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Die Nachfrage und Verwendung des Wasserstoffs und daraus resultierend die Qualitätsanforderungen unterscheiden sich deutlich je nach Sektor:

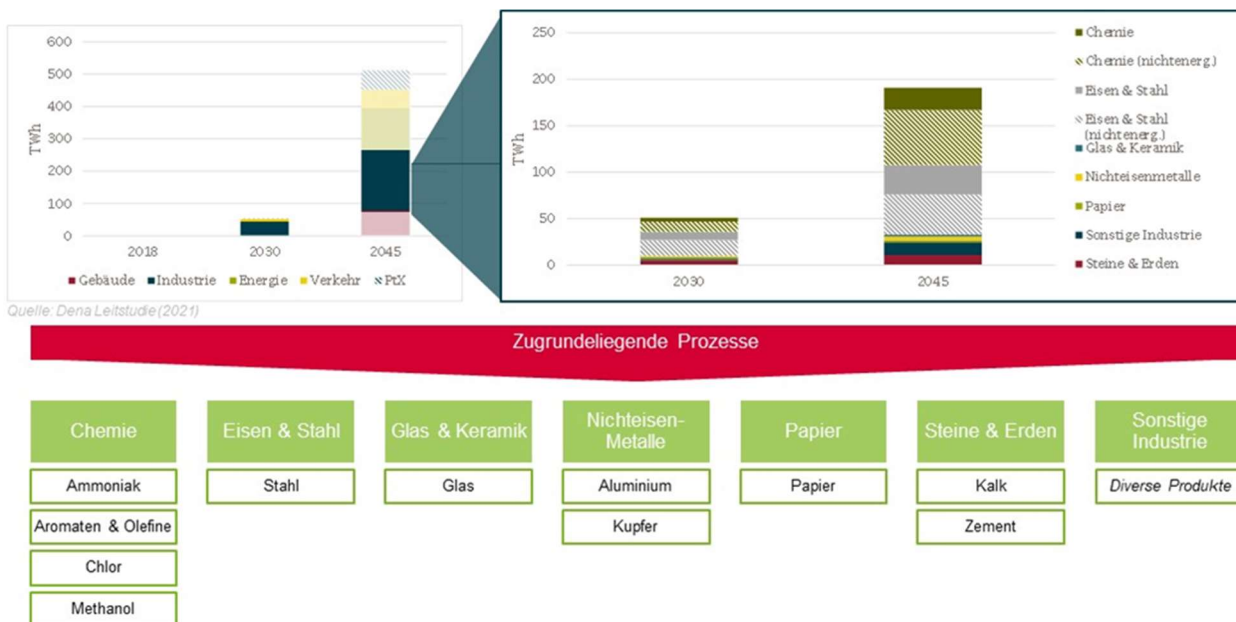
- Im Verkehrssektor wird Wasserstoff voraussichtlich insbesondere für den Schwerlastverkehr sowie zur Überbrückung langer Strecken im Straßenverkehr in Brennstoffzellen verwendet werden. Zudem werden synthetische Kraftstoffe, insbesondere synthetisches Kerosin auf Wasserstoffbasis insbesondere im Luftverkehr⁴ eingesetzt werden, aber auch andere synthetische Kraftstoffe im Straßen-, Schienen- und Binnenschiffverkehr kommen zum Einsatz.⁵

⁴ (dena, 2021) S. 260.

⁵ (dena, 2021) S. 273.

- Im Gebäudesektor wird Wasserstoff zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Bis 2045 sollen so 65% der Nachfrage nach gasförmigen Energieträgern durch Wasserstoff gedeckt werden, was einem Verbrauch von 79 TWh entspricht.⁶ Zusätzlich wird vereinzelt synthetisches Heizöl auf Wasserstoffbasis für Ölheizungen verwendet.⁷
- Auch für den Energiesektor wird Wasserstoff von zentraler Bedeutung sein, um fossile Energieträger zu ersetzen. Gerade im Hinblick auf steuerbare Leistung sollen Kohle- und (fossile) Gaskraftwerke bis 2045 beinahe vollumfänglich durch GuD Kraftwerke auf Wasserstoffbasis ersetzt werden.⁸

Für den Industriesektor wird Wasserstoff sowohl energetisch als auch nicht-energetisch eine große Rolle spielen. Diverse Prozesse (siehe Abbildung 6) werden bis 2045 auf den Einsatz von Wasserstoff umgestellt. Innerhalb des Industriesektors sind insbesondere der Chemie- und der Stahlsektor zentrale Treiber der Wasserstoffnachfrage – sowohl energetisch als auch stofflich. Insgesamt wird der Industriesektor nach Prognose der dena Leitstudie 191 TWh Wasserstoff im Jahr 2045 benötigen. Hinzu kommt noch „grünes“ Naphtha, welches synthetisch wasserstoffbasiert hergestellt wird.⁹



Quelle: Frontier Economics basierend auf dem Datenanhang (Ergebnisse) des dena Leitstudie Gutachterberichts (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2021)

Abbildung 6: Wasserstoffnachfrage aus dem Industriesektor gemäß dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Da die Energiemengen für Wasserstofffolgeprodukte nur im Hinblick auf die Endprodukte ausgewiesen werden, muss zur Bestimmung der jeweiligen benötigten Wasserstoffmengen noch der Wirkungsgrad der Kraftstoffsynthese berücksichtigt werden. Hierfür wird eine durchschnittliche Effizienz einer Fischer Tropsch Synthese von 68% angesetzt.¹⁰

⁶ (dena, 2021) S. 270.

⁷ (dena, 2021) S. 273.

⁸ (dena, 2021) S. 271.

⁹ (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2021), S. 265.

¹⁰ (FVV, 2021), S. 50.

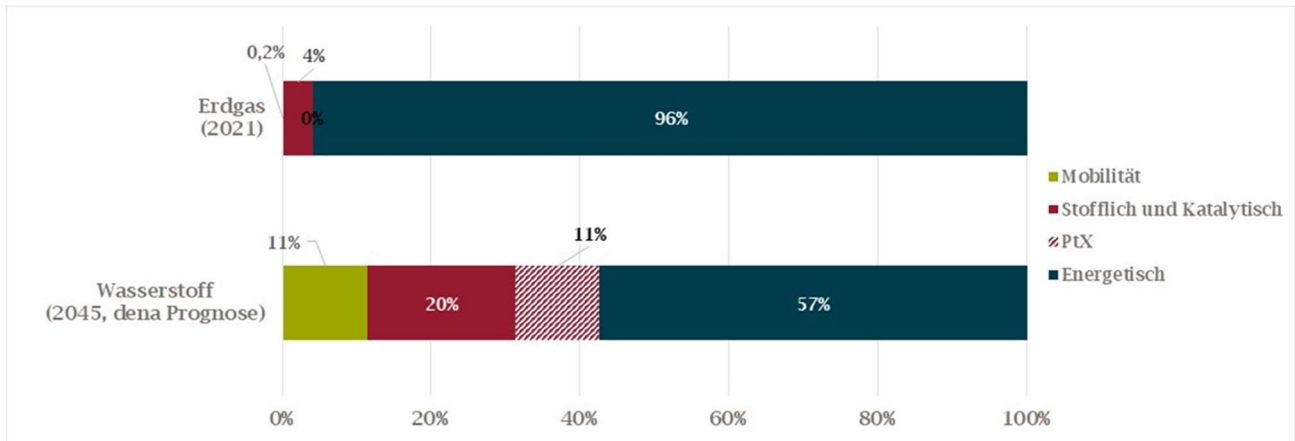
Insgesamt ergibt sich so folgende Verteilung der Gesamtnachfrage auf die verschiedenen (Sub-)Sektoren:

Tabelle 1: Wasserstoffnachfrage nach Sektoren

Sektor	Einheit	H ₂ -Nachfrage	Verwendung
Gebäude	<i>TWh</i>	78	<i>Energetisch</i>
Energie	<i>TWh</i>	128	<i>Energetisch</i>
Verkehr	<i>TWh</i>	59	<i>Mobilität</i>
PtX	<i>TWh</i>	58	<i>Katalytisch</i>
Industrie, davon	<i>TWh</i>	191	
Steine & Erden	<i>TWh</i>	11	<i>Energetisch</i>
Sonstige Industrie	<i>TWh</i>	14	<i>Energetisch</i>
Papier	<i>TWh</i>	2	<i>Energetisch</i>
Nichteisenmetalle	<i>TWh</i>	4	<i>Energetisch</i>
Glas & Keramik	<i>TWh</i>	2	<i>Energetisch</i>
Eisen & Stahl (nichtenergetisch)	<i>TWh</i>	43	<i>Stofflich</i>
Eisen & Stahl (energetisch)	<i>TWh</i>	32	<i>Energetisch</i>
Chemie (nichtenergetisch)	<i>TWh</i>	59	<i>Katalytisch</i>
Chemie (energetisch)	<i>TWh</i>	24	<i>Energetisch</i>

Quelle: Frontier Economics basierend auf dem Datenanhang (Ergebnisse) des dena Leitstudie Gutachterberichts (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2021).

Die Verteilung der zukünftigen Nutzung von Wasserstoff auf die Bereiche Mobilität, energetische, stoffliche und katalytische Prozesse und die daraus resultierenden Qualitätsanforderungen unterscheiden sich damit erheblich von der aktuellen Verwendung von Erdgas. Abbildung 6 zeigt, dass Erdgas aktuell mehrheitlich energetisch genutzt wird - nur 4% der Gesamtmenge werden stofflich in der Industrie verwendet, nur 0,2% entfallen auf Mobilitätsanwendungen. Im Gegensatz dazu wird ein signifikanter Anteil der zukünftig erwarteten Wasserstoffmenge für katalytische Prozesse genutzt werden. Insbesondere für Power-to-X Prozesse werden knapp 8% der Gesamtmenge aufgewendet, basierend auf der Annahme, dass 20% der benötigten PtX Produkte zukünftig in Deutschland hergestellt und 80% aus dem Ausland importiert werden. Falls der Aufbau der erforderlichen Lieferketten nicht erreicht wird oder zeitlich verzögert erfolgt, ist zu erwarten, dass der Anteil an der Gesamtnachfrage steigt. Auch die Verwendung im Verkehrssektor wird eine deutlich signifikantere Rolle spielen. Diese Verschiebung der Verwendung beeinflusst auch die Anforderungen an das Gesamt-Wasserstoffsystem.



Quelle: Frontier Economics basierend auf Statista (2022), Zukunft Gas (2022) und dem Datenanhang (Ergebnisse) des dena Leitstudie Gutachterberichts

Abbildung 7: Aktuelle Verwendung von Erdgas im Vergleich zur erwarteten zukünftigen Verwendung von Wasserstoff

2.3 Ausblick

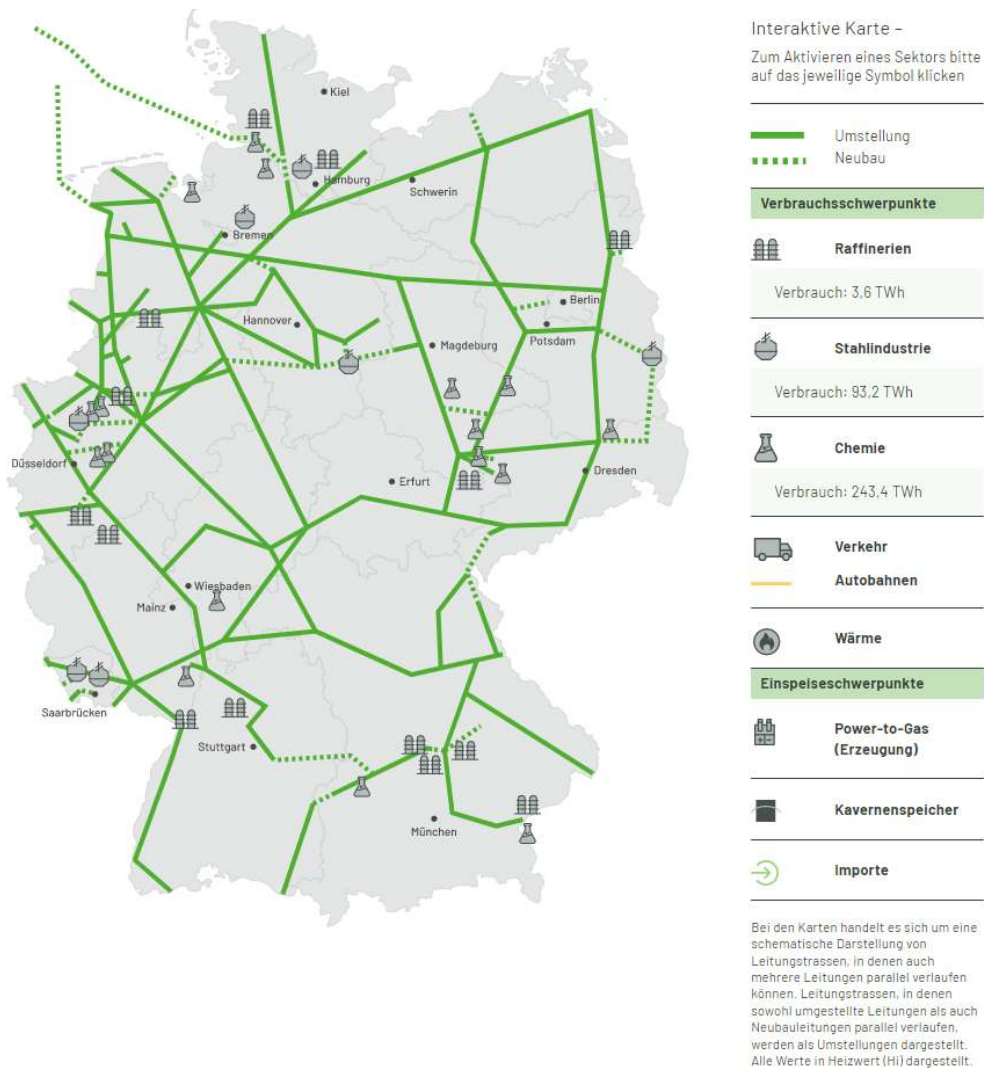
Die vorliegende Kurzstudie ist auf eine Betrachtung der deutschlandweiten Wasserstoffnutzung im Zielbild 2045 (Klimaneutralität) beschränkt, um eine erste Abschätzung des Zielbildes der Wasserstoffwirtschaft zu erhalten. Für die Planung des Wasserstoffsystems bedarf es weitergehender Analysen der Wasserstoffnutzung (und -erzeugung) sowohl bezüglich der regionalen Verteilung als auch auf der Zeitachse.

2.3.1 Regionalisierung

Für die Konzipierung des Gesamt-Wasserstoffsystems der Zukunft spielen neben den Abnahmeverolumina auch die regionale Verteilung der Abnahme (sowie der Erzeugung und der Speicher) eine signifikante Rolle. Im Verkehrs- und Gebäudesektor ist zu erwarten, dass sich die Nachfrage flächenmäßig auf das gesamte Bundesgebiet im Wesentlichen proportional zur Bevölkerungsdichte verteilt. Gerade im Industriesektor wird die Nachfrage aber bedingt durch industrielle Zentren voraussichtlich regional unterschiedlich verteilt sein, sodass die Anbindung an eine Wasserstoffversorgung explizit berücksichtigt werden müsste.

Eine Abschätzung der regionalen Verteilung der Wasserstoffabnahme ist nicht Bestandteil dieser Kurzstudie. Abbildung 7 zeigt jedoch exemplarisch das von der Vereinigung der Ferngasnetzbetreiber FNB Gas erstellte Wasserstoffnetz 2050 sowie die heutigen Standorte voraussichtlicher zukünftiger großer Wasserstoffabnehmer in der Chemie- und Stahlindustrie und in Raffinerien. Dabei wird deutlich, dass es einige regionale Cluster gibt, etwa im Rhein-Ruhr-Gebiet oder im Osten Deutschlands, in denen die Nachfrage nach Wasserstoff voraussichtlich besonders hoch sein wird.

Für eine Konkretisierung der Konzipierung von Wasserstoffnetzen wird es im Nachgang dieser Kurzstudie weitergehende Analysen der regionalen Verteilung von Wasserstoffabnahme und -erzeugung bedürfen. Dabei ist bereits absehbar, dass sich die Versorgungsaufgabe des Wasserstoffnetzes von der heute aus dem Erdgasnetz bekannten Versorgungsaufgabe unterscheiden wird, und in der Folge wird auch ein sinnvolles Wasserstoffnetz nicht 1:1 dem heutigen Erdgasnetz gleichen. Dies ist insbesondere auf eine gegenüber der Erdgaserzeugung voraussichtlich wesentlich dezentralere Wasserstofferzeugung zurückzuführen: Es ist zwar davon auszugehen, dass analog zu Erdgas auch Wasserstoff aufgrund begrenzter heimischer erneuerbarer Energien Potenziale zu signifikantem Anteil importiert werden wird. Allerdings ist damit zu rechnen, dass die heimische Wasserstofferzeugung durch eine größere Anzahl kleinerer Erzeugungseinheiten gekennzeichnet sein wird als die heutige bzw. historische heimische Erdgasproduktion, was bei der Auslegung der Wasserstoffqualität zu berücksichtigen ist. Auch auf der Verbrauchsseite kann es zu Verschiebungen der regionalen Struktur gegenüber der Erdgasabnahme kommen, z.B. durch vergleichsweise höhere Nutzung von Wasserstoff in industriellen Großanwendungen bei gleichzeitig möglicherweise geringerer Nutzung von Wasserstoff in der dezentralen Wärmeversorgung.



Quelle: FNB Gas (<https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/>)

Abbildung 8: H₂ -Netz 2050 des FNB Gas inklusive regionaler Verteilung großer Industrie-Abnehmer

2.3.2 Markthochlauf

In dieser Kurzstudie wird die Betrachtung auf die Wasserstoffnutzung im Jahr 2045 fokussiert. Dies liegt darin begründet, dass Deutschland sich das Ziel gesetzt hat bis 2045 klimaneutral zu werden. Insofern entspricht die für 2045 erwartete Wasserstoffnutzung dem „Zielbild“ aus heutiger Sicht, auf welche die zukünftige Wasserstoffinfrastruktur ausgerichtet werden sollte.

Um Entscheidungen über die Priorisierung und Chronologie des Aufbaus eines Wasserstoffnetzes vorbereiten zu können, bedarf es über das Zielbild 2045 hinaus ein genaueres Verständnis des Wasserstoffbedarfs (und der Erzeugung) in der Transformationsphase bis 2045. Bezüglich der Qualitätsauslegung der Wasserstoffnetze, dem Schwerpunkt dieser Kurzstudie, ist ein Verständnis des erwarteten Markthochlaufs insbesondere dann relevant, wenn zwischen den Sektoren mit unterschiedlichen Wasserstoffqualitätsanforderungen unterschiedliche Hochlaufgeschwindigkeiten zu erwarten sind. Viele Studien zur Entwicklung der Wasserstoffnutzung – so beispielsweise auch die Dena Leitstudie II, siehe z.B. Abbildung 5 – gehen beispielsweise davon aus, dass der Wasserstoff in der kommenden Dekade primär in großen Industrieanwendungen wie z.B. für die Direktreduktion in der Stahlerzeugung genutzt wird. Währenddessen wird der Anteil der Wasserstoffdirektnutzung im Verkehr beispielsweise in für das Jahr 2030 noch als sehr gering angesehen, präzisere Einschätzungen zum Markthochlauf dieses Anwendungsbereiches mit sehr hohen Anforderungen an die Wasserstoffqualität fehlen und sind notwendig.

3 AP 2: Erzeugung und Toleranz der Anwendungen

Der Ausgangspunkt der Bewertung von Wasserstoffqualitäten ist eine Betrachtung der Herstellungsquellen sowie die Erfassung der technischen Anforderungen der verschiedenen Wasserstoffanwender. Zusammengefasst ergeben sich die nachfolgenden Aussagen:

Ergebnisse auf einen Blick

- Je nach Herstellungsverfahren existieren unterschiedliche Verunreinigungsprofile des Wasserstoffes. Jedes der Verfahren erzeugt eine oder mehrere Begleitkomponenten.
- Alle Verfahren erfordern eine Gasaufbereitung zum Erreichen einer Einspeisequalität in ein Wasserstoffnetz. Der Aufwand dieser Gasaufbereitung ist abhängig von den Begleitkomponenten und unterscheidet sich deutlich hinsichtlich des technischen und finanziellen Aufwandes.
- Es liegen normative Anforderungen bezüglich der Wasserstoff-Reinheit vor. Diese beruhen auf den prozessualen Anforderungen bei der Nutzung des Wasserstoffes. Da die Kenntnisse sich hinsichtlich der Toleranz einzelner Anwendungen weiterentwickeln, wird es eine Weiterentwicklung dieses Regelwerkes geben.
- Es lassen sich mehrere Anwendungsbereiche definieren, die in verschiedene Qualitätsbereiche münden. Dies sind der **energetische** Qualitätsbereich (H₂-Qualität der Gruppe A), der **katalytische** sowie der Anforderungsbereich **für Brennstoffzellen** (Gruppe D).
- Der katalytische Anwendungsbereich liegt in den Anforderungen unterhalb der Brennstoffzellen, für einzelne Komponenten wie z.B. Stickstoff sind höhere Grenzwerte als in Gruppe D technisch zulässig. Der Qualitätsbereich liegt dementsprechend zwischen denen der Gruppe A und der Gruppe D des DVGW Arbeitsblattes G 260 und ist bisher kein Bestandteil eines definierten Regelwerkes. In den Qualitätsbereich der katalytischen Prozesse sind die Anwendung der chemischen Industrie, der Raffinerien und der PtX Prozesse einzuordnen.
- Für Feuerungsprozesse können theoretisch auch deutlich geringere Wasserstoffanteile bereitgestellt werden, dann aber mit einer niedrigen Fluktuation. Generell ist auch bei der energetischen Nutzung die Schwankung der H₂-Qualität bzw. -konzentration limitiert.

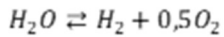
3.1 Übersicht der H₂-Erzeugungsqualitäten.

Wasserstoff liegt in der Natur fast ausschließlich in gebundener Form vor, z.B. in Form von Wasser, Kohlenwasserstoffen wie Methan und diversen anderen chemischen Verbindungen. Die technische Anwendung von Wasserstoff erfordert dementsprechend stets die Erzeugung des Wasserstoffes. Abhängig von Ausgangsstoff und gewähltem Verfahren können dabei Begleitstoffe entstehen, die ggf. eine entsprechende Aufbereitung erfordern.

Im Rahmen der Kurzstudie wurden die drei wichtigsten Verfahren zur Herstellung von grünem (Elektrolyse), blauem (Reformierung mit CCS) und türkisem (Methanpyrolyse) Wasserstoff hinsichtlich Reinheit und erforderlicher Aufbereitung betrachtet.

3.1.1 Wasserstoff aus Elektrolyse (grüner Wasserstoff)

Bei der Elektrolyse wird Wasser elektrochemisch in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Die beiden Gase entstehen dabei in separaten Fluidräumen, die durch Membranen getrennt werden.



$$\Delta_r H^0 = 286 \text{ kJ/mol}$$

Gleichung 1

Zur technischen Umsetzung bestehen mehrere Lösungsansätze wie z.B. die alkalische Elektrolyse (AEL), die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL), die Festoxid-Elektrolyse (SOEL) und die Anionenaustausch-Membran-Elektrolyse (AEMEL), von denen die alkalische Elektrolyse und die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse die höchste technische Reife erreicht haben. Beide unterscheiden sich hinsichtlich der Funktion der Membran und des Aufbaus, wobei diese Unterschiede auch die erreichbare Wasserstoffreinheit beeinflussen können.

Bei der alkalischen Elektrolyse sind die Elektroden und Fluidräume durch eine Membran getrennt, die für Hydroxid-Ionen (OH⁻) durchlässig ist. Beide Seiten sind mit Elektrolytlösung (Kaliumhydroxid-Lösung) gefüllt. Der erzeugte Wasserstoff kann somit Elektrolyt-Dämpfe und Gase, die in gelöster Form mit dem Elektrolyt eingetragen werden, enthalten. Zusätzlich sind geringfügige Gasübertritte zwischen den Fluidräumen über die Membran (cross-over) insbesondere im Teillastbetrieb nicht ausgeschlossen, sodass im Wasserstoff auch geringe Mengen an Sauerstoff vorliegen können.

In PEM-Elektrolyseuren werden die Elektroden und Fluidräume hingegen von einer protonenleitenden Membran getrennt, das für die Reaktion benötigte Wasser wird ohne Zugabe von Elektrolyten zugeführt. Der erzeugte Wasserstoff enthält auch bei der PEM-Elektrolyse Wasserdampf und, im Falle des Gasübertritts über die Membran (cross-over, insb. in Teillast) auch geringe Mengen Sauerstoff. Letzterer wird an den kathodenseitig verwendeten Edelmetallkatalysatoren ggf. anteilig umgesetzt, sodass mit geringen Sauerstoffgehalten zu rechnen ist.

Bei beiden Technologien hängt die erreichbare Reinheit aber vom Systemaufbau und der Betriebsweise ab, so dass zwischen Modulen verschiedener Hersteller Unterschiede in der Reinheit zu erwarten sind. Beispielhafte Herstellerangaben sind in Tabelle 2 dargestellt. Beide Elektrolysekonzepte ermöglichen nach Trocknung des Wasserstoffs bereits eine Reinheit >99%. In der Regel erfolgt auch eine Abtrennung des Sauerstoffanteils mit Hilfe einer Deoxo- Einheit, so dass Reinheiten ≥99,99% erreicht werden.

Entsprechende Aufbereitungsmodule sind seitens der Hersteller vorhanden und ermöglichen die Bereitstellung von Wasserstoff auch in hoher Reinheit (>99,97 mol-%). Als zusätzliche mögliche Verunreinigungsquelle ist die Spülung/Inertisierung des Elektrolyseurs zu beachten, bei der es z. B. nach Wartungsarbeiten zum kurzzeitigen Eintrag von Stickstoff kommen kann.

Tabelle 2: Erreichte Wasserstoffreinheiten verschiedener Elektrolysesysteme

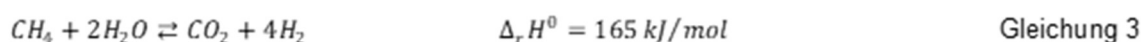
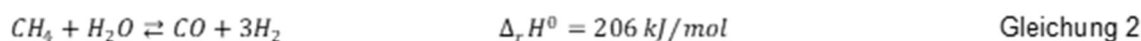
Typ	Hersteller	Reinheit vor Aufbereitung	Reinheit nach Aufbereitung
PEMEL	Siemens Energy [5]	k.A.	99,999 Vol.-%
	ITM POWER [6]	k.A.	99,999 Vol.-%
	H-TEC SYSTEMS [7]	99,9 Vol.-%	99,999 Vol.-%
	iGas energy GmbH [8]	k.A.	99,999 Vol.-%
	Nel ASA [9]	99,95 Vol.-%	99,9995 Vol.-%
	Elogen [10]	k.A.	99,999 Vol.-%
	AVX / Kunatec [10]	k.A.	99,999 Vol.-%
AEL	Green Hydrogen Systems [11]	k.A.	99,998 Vol.-%
	Sunfire [12]	99,6 Vol.-%	99,999 Vol.-%
	Thyssenkrupp [13]	99,95 Vol.-%	99,999 Vol.-%
	Enapter [10]	99,9 Vol.-%	99,999 Vol.-%

3.1.2 Wasserstoff aus Reformierung mit CCS (blauer Wasserstoff)

Zur Herstellung von Wasserstoff durch Reformierung von Erdgas sind sowohl die Dampfreformierung als auch die autotherme Reformierung geeignet.

Die Dampfreformierung ist ein technisch etabliertes, marktverfügbares Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff, bei dem Kohlenwasserstoffe bzw. kohlenwasserstoffhaltige Fluide wie Erdgas in einem mehrstufigen Prozess zu Wasserstoff und CO₂ umgewandelt werden.

Die Kohlenwasserstoffe werden zunächst entschwefelt und mit Wasserdampf vermischt in den Reformier geleitet. Dort erfolgt bei hohen Temperaturen die katalytische Umsetzung der Kohlenwasserstoffe, z.B. Methan, mit Wasserdampf zu Wasserstoff, Kohlenmonoxid und CO₂ (Gleichung 2 und Gleichung 3). Da beide Reaktionen endotherm sind, ist die Beheizung des Reformers erforderlich, die in der Regel durch einen erdgasbetriebenen Brenner erfolgt.



Das erzeugte Reformat wird gekühlt und in eine zweite Reaktionsstufe geleitet, in der entsprechend der Wassergas-Shiftreaktion mit Wasserdampf weiterer Wasserstoff gebildet wird.



Nach der Kondensation von nicht umgesetztem Wasser erfolgt die weitere Aufbereitung des Reformatstroms zur Abtrennung der Nebenprodukte, die teilweise auch brennbare Komponenten enthalten und somit zur Beheizung des Reformers eingesetzt werden können. Eine schematische Darstellung ist in Abbildung 9 gegeben.

Da durch die ablaufenden Reaktionen und die Beheizung des Reformers prozessbedingt CO₂ entsteht, dessen Emission im Sinne des Klimaschutzes zu vermeiden ist, wurden für die Dampfreformierung auch verschiedene Möglichkeiten zur CO₂-Abtrennung entwickelt, die sich neben der technischen Umsetzung vor allem hinsichtlich der Einbindung in den Prozess unterscheiden. So besteht die Möglichkeit, CO₂ aus dem Reformat (vgl. Abbildung 9, Positionen 1), dem Nebenproduktstrom nach Aufbereitung (Positionen 2) oder dem Abgasstrom der Reformierbeheizung abzutrennen. Die Positionen 1 und 2 sind bzgl. des technischen Aufwands zu bevorzugen, da hier geringere Volumenströme mit höheren CO₂-Anteilen vorliegen.

Nachteilig ist jedoch, dass dort die Emissionen, die durch die Beheizung des Reformers bedingt sind, nicht erfasst werden. Die Abtrennung im Abgasstrom (Position 3) ermöglicht hingegen die weitgehende Abtrennung des CO₂, ist allerdings technisch aufwändiger.

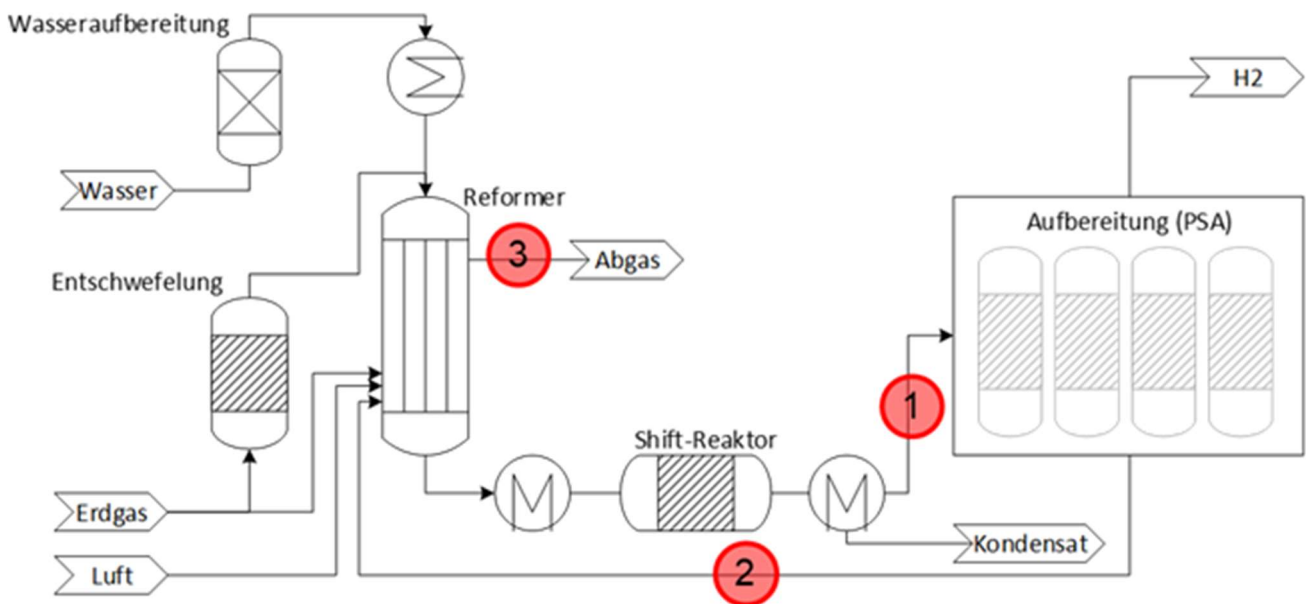


Abbildung 9: Schematischer Ablauf der Dampfreformierung mit Optionen zur CO₂-Abtrennung

Neben der möglichen CO₂-Abscheiderate beeinflusst die Position der CO₂-Abtrennung auch direkt die erreichbare Wasserstoffreinheit vor der weiteren Aufbereitung. Damit besteht neben den Einsatzstoffen und den Prozessbedingungen ein weiterer Einflussparameter, der nachfolgend betrachtet wird.

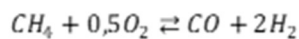
Grundsätzlich kann durch Dampfreformierung ohne weitere Aufbereitung kein Wasserstoff ausreichender Reinheit bereitgestellt werden. Entsprechend Gleichung 2 entstehen Wasserstoff und CO₂ im Verhältnis 4:1, sodass stöchiometrisch ein Wasserstoffgehalt von maximal 80 Vol.-% erreicht wird. Unter realen Bedingungen wird dieser Wasserstoffgehalt aufgrund verschiedener Einflussfaktoren jedoch nicht erreicht. So unterliegen sowohl die Reformierungsreaktionen als auch die Wassergas-Shiftreaktion einem thermodynamischen Gleichgewicht. Die erreichbaren Umsätze sind, abhängig von den Betriebsbedingungen, begrenzt, neben Wasserstoff und CO₂ enthält das Produktgas auch nicht umgesetztes Methan und Kohlenmonoxid. Zudem enthält der Einsatzstoff Erdgas auch Inertgase (Stickstoff, Edelgase), CO₂ und höhere Kohlenwasserstoffe. Letztere werden bei der Reformierung auch umgesetzt, ermöglichen stöchiometrisch aber geringere H₂-Gehalte.

Beispielhafte Zusammensetzungen des Reformatstroms vor Aufbereitung zeigt Tabelle 3 ausgehend von Erdgas „Nordsee“ nach DVGW-Arbeitsblatt G 260. Das Produktgas enthält ca. 75 Vol.-% Wasserstoff. Mit ca. 17 Vol.-% ist CO₂ der wesentliche Nebenbestandteil, wobei auch Methan, Kohlenmonoxid und Stickstoff in signifikanten Anteilen auftreten. Auch wenn CO₂ zur Emissionsminderung direkt aus dem Reformatstrom (Position 1) abgetrennt wird, wird noch keine ausreichende Wasserstoffqualität erreicht (vgl. Tabelle 3). Mit Wasserstoffgehalten von ca. 91 Vol.-% werden die Anforderungen für die Verteilung in Wasserstoffnetzen nicht erfüllt. Eine weitere Aufbereitung des Reformatstroms ist zwingend erforderlich und erfolgt aktuell auch in den industriellen Anwendungen. Dazu ist die Druckwechseladsorption Stand der Technik, mit der Reinheiten bis zu 99,9999 Vol.-% möglich sind.

Tabelle 3: Beispielhafte Reformatzusammensetzung der Dampfreformierung für Erdgas „Nordsee“ nach DVGW G 260, berechnet für Reformierung bei 20 bar, 850°C, S/C=3 und WGS bei 400°C mit und ohne CO₂-Abtrennung im Reformatstrom

Produktgas vor H ₂ -Aufbereitung		Ohne CO ₂ -Abtrennung	Mit CO ₂ -Abtrennung
Methan	Vol.-%	4,0	4,9
Stickstoff	Vol.-%	0,2	0,2
Kohlenstoffdioxid	Vol.-%	17,5	0,0
Kohlenstoffmonoxid	Vol.-%	3,1	3,8
Wasserstoff	Vol.-%	75,2	91,1

Analog zur Dampfreformierung werden auch bei der autothermen Reformierung Kohlenwasserstoffe mit Wasserdampf zu Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid und Kohlenstoffdioxid umgesetzt (Gleichung 2, Gleichung 3). Zusätzlich wird dem Reformier jedoch Sauerstoff zugeführt, um durch die exotherme partielle Oxidation der Kohlenwasserstoffe die Endothermie der Reformierung zu kompensieren und die Wärmebilanz ohne externe Beheizung auszugleichen.



$$\Delta_r H^0 = 36 \text{ kJ/mol}$$

Gleichung 5

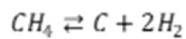
Dadurch werden einerseits die konstruktiven Anforderungen an den Reaktor reduziert, höhere Betriebstemperaturen ermöglicht und Vorteile bzgl. der CO₂-Emissionsminderung erreicht, da zur Beheizung keine separaten Brenner benötigt werden. Andererseits sinken gegenüber der Dampfreformierung auch der Wasserstofftrag und der Wasserstoffanteil im Reformat. Beispielhafte Zusammensetzungen des Reformats vor der Aufbereitung sind für Erdgas „Nordsee“ in Tabelle 4 gegeben. Neben dem geringeren Wasserstoffgehalt kann, bedingt durch die veränderten Betriebsbedingungen, auch ein geringerer Restmethangehalt bzw. ein höherer Methanumsatz erreicht werden. Der Gehalt an CO₂ ist hingegen deutlich höher als in Reformatgasen der Dampfreformierung. Trotzdem reicht, insbesondere angesichts des hohen CO-Gehaltes, die Abtrennung des CO₂ aus dem Reformat (Emissionsminderung) nicht aus, um die gestellten Anforderungen an die Wasserstoffreinheit zu erfüllen (vgl. Tabelle 4). Eine nachgeschaltete Aufbereitung ist zwingend erforderlich. Erfolgt diese wie in der industriellen Praxis durch Druckwechseladsorption, sind Reinheiten bis 99,9999 Vol.-% möglich.

Tabelle 4: Beispielhafte Reformatzusammensetzung der autothermen Reformierung für Erdgas „Nordsee“ nach DVGW G 260, berechnet für Reformierung bei 20 bar, 1.000°C, S/C=2, λ=0,3 und WGS bei 400°C mit und ohne CO₂-Abtrennung im Reformatstrom

Produktgas vor H ₂ -Aufbereitung		Ohne CO ₂ -Abtrennung	Mit CO ₂ -Abtrennung
Methan	Vol.-%	0,2	0,2
Stickstoff	Vol.-%	0,2	0,3
Kohlenstoffdioxid	Vol.-%	24,3	0,0
Kohlenstoffmonoxid	Vol.-%	3,9	5,2
Wasserstoff	Vol.-%	71,4	94,3

3.1.3 Wasserstoff aus Methanpyrolyse (türkiser Wasserstoff)

Die Pyrolyse von Methan rückt im Zusammenhang mit der emissionsarmen Wasserstofferzeugung zunehmend in den Fokus. Da das Methan thermisch in Wasserstoff und festen Kohlenstoff gespalten wird entsteht praktisch kein CO₂. Der gebildete Kohlenstoff kann stofflich genutzt oder auch eingelagert werden.



$$\Delta_r H^0 = 75 \text{ kJ/mol}$$

Gleichung 6

Die technische Umsetzung der Methanpyrolyse ist jedoch anspruchsvoll, insbesondere durch die notwendige Energiezufuhr auf hohem Temperaturniveau in Verbindung mit der Bildung von Feststoffen. Verschiedene Lösungsansätze wurden und werden entwickelt, die bisher jedoch keine, mit der Reformierung vergleichbare, Marktreife erreicht haben. Teilweise wurde aber bereits ein fortgeschrittenes Entwicklungsniveau (TRL) erreicht.

Abhängig vom Lösungsansatz und der konkreten technischen Ausführung ist auch die erreichbare Wasserstoffreinheit. Aus der Literatur sind Werte zwischen 45 und 99,7 Vol.-% bekannt, wobei der frühe Entwicklungsstand und die Breite der Lösungsansätze zu beachten ist. Unabhängig davon ist allerdings davon auszugehen, dass im Produktgas neben Wasserstoff auch weitere Komponenten vorliegen. Zum einen, da mit dem Erdgas auch Inertgase und CO₂ zugeführt werden, die in das Produktgas überführt werden, zum anderen aber auch, da aus thermodynamischen und kinetischen Gründen kein vollständiger Methanumsatz erreicht wird. Neben-/Zwischenprodukte wie Alkane, Alkene, Alkine, Aromaten, polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe und Ammoniak können gebildet werden. Eine Aufbereitung am Erzeugungsstandort ist dementsprechend notwendig und kann z.B. durch eine Druckwechseladsorption erfolgen.

3.1.4 Weitere Optionen

Neben den dargestellten Optionen zur Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse, Reformierung und Methanpyrolyse bestehen weitere Optionen zur Bereitstellung, die im Rahmen der Kurzstudie nicht näher betrachtet wurden. Beispielsweise sind die Nutzung von Nebenproduktwasserstoff aus industriellen Prozessen (z. B. Chlor-Alkali-Elektrolyse) und die Herstellung aus Biomasse, insbesondere Rest- und Abfallstoffen, zu nennen. Zusätzlich zur Frage der Erzeugungsqualitäten beeinflusst auch die technische Umsetzung des zu erwartenden Imports die Wasserstoffqualität. Wird Wasserstoff in flüssiger Form (LH₂) transportiert, ist prinzipiell von einer hohen Reinheit auszugehen. Werden angesichts der besseren Transporteigenschaften jedoch wasserstoffhaltige Verbindungen wie Ammoniak oder flüssige organische Verbindungen (LOHC – liquid organic hydrogen carrier) verwendet, gilt es den Wasserstoff aus diesen Verbindungen freizusetzen. Dabei können Verunreinigungen, unvollständiger Umsatz und eventuelle Nebenprodukte auch die Wasserstoffreinheit beeinflussen und ggf. eine entsprechende Aufbereitung erfordern.

3.2 Anforderung an die H₂-Qualität – normative Anforderungen

Es existieren bezüglich des Einsatzes von Wasserstoff als Kraftstoff und für PEM-Brennstoffzellen Qualitätsanforderungen, die hinsichtlich einzelner Grenzwerte deutlich über Anforderungen an Erdgas hinausgehen. In Abhängigkeit von der vorgesehenen Anwendung (z.B. Brenner, Kraftstoff, Energieerzeugung) variieren die Anforderungen aus der ISO 14687-2 (Hydrogen fuel quality — Product specification) bzw. DIN EN 17124 (Wasserstoff als Kraftstoff – Protonenaustauschmembran (PEM)-Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge), sind aber dennoch im Vergleich zu Erdgas bei Spurenkomponenten deutlich höher.

Der DVGW e.V. als anerkannter Regelsetzer der Gasbranche hat auf die Herausforderung Wasserstoff reagiert und das Arbeitsblatt DVGW G 260 (A) überarbeitet und im September 2021 vorgelegt. Wasserstoff wurde neben der schon möglichen Einspeisung als Zusatzgas in Gasnetze der 2. Gasfamilie als neue 5. Gasfamilie "Wasserstoff" eingeführt.

In diesem Arbeitsblatt wurde diese 5. Gasfamilie in zwei Qualitäten neu aufgenommen, die Nomenklatur richtet sich nach der ISO 14687:2019. Die Qualität Gruppe A ist Wasserstoff der Reinheit ≥ 98 mol-%, die Qualität Gruppe D erfordert eine Reinheit von 99,97 mol-%.

Nachfolgend sind die Geltungsbereiche der verschiedenen Normen genannt:

ISO/DIS 14687 (2018) Hydrogen fuel quality — Product specification

Dieser internationale Standard spezifiziert die minimalen Anforderungen an Wasserstoff, welcher für die Nutzung in mobilen und stationären Anwendungen verteilt wird.

DIN EN 17124 (2019) Wasserstoff als Kraftstoff – Produktfestlegung und Qualitätssicherung Protonenaustauschmembran (PEM)-Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge

In der DIN EN 17124 ist somit der engere Rahmen für die Anwendung von Wasserstoff nur als Kraftstoff gesetzt. Zusätzlich zu den in Tabelle 5 aufgeführten Qualitätsanforderungen für den Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff mit PEM-Brennstoffzellen beschreibt die ISO/DIS 14687 weitere Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff, bei denen die Qualitätsanforderungen weniger streng sind. Diese umfassen den Einsatz für Feuerungsanlagen, zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie in Luft- und Raumfahrt. Diese H₂-Qualitäten noch unterhalb der Gruppe A haben keinen Eingang in die G 260 gefunden. Wasserstoff der Qualität Gruppe A mit ≥ 98 mol-% ist aber in jedem Fall für diese Prozesse einsetzbar.

Im Februar 2022 wurde zusätzlich eine Empfehlung (Common Business Practice CBP) durch EASEE-Gas [14] herausgegeben, in welcher umfangreich beschrieben wird, wie ein zukünftiger „Industrie-Wasserstoff“ beschaffen sein könnte.

In der nachfolgenden Tabelle ist neben den normativen Anforderungen als Beispiel einer Qualitätsanforderung der Industrie ergänzend die Anforderung von Linde an H₂-Einspeiser aufgeführt, wie sie von Linde im Rahmen eines Forschungsprojektes an Verteilnetzbetreiber definiert wurde.

Tabelle 5 Zusammenstellung verschiedener Qualitätsanforderungen für Wasserstoff, Maximalwerte bei Verunreinigungen, ergänzt durch Anforderungen von Linde an Gasversorger in Forschungsprojekten

Parameter	DVGW G 260 H ₂ , Gruppe A	DVGW G 260 H ₂ , Gruppe D	DIN EN 17124 (PEM-BZ für Straßenfahrzeuge)	Linde (Bsp. Anforderungen Einspeisung)
Wasserstoff	≥ 98 mol-%	≥ 99,97 mol-%	≥ 99,97 mol-%	≥ 99,96 Vol.-%
Nicht H ₂ -Gase		300 µmol/mol	300 µmol/mol	
Wasser	200 bzw 50 mg/m ³	5 µmol/mol	5 µmol/mol	Taupunkt (30 bar) ≤ -40°C
NMKW	-	2 µmol/mol	2 µmol/mol	≤ 3 µmol/mol
Methan		100 µmol/mol	100 µmol/mol	≤ 3 µmol/mol
KW-Kondensations- punkt	-2°C bei 1 bis 70 bar	-	--	
Sauerstoff	0,001 mol-% / 1 mol-%	5 µmol/mol	5 µmol/mol	≤ 1 µmol/mol
Helium		300 µmol/mol	300 µmol/mol	
Stickstoff		300 µmol/mol	300 µmol/mol	≤ 400 µmol/mol
Argon		300 µmol/mol	300 µmol/mol	
Kohlenstoffdioxid	2,5 / 4 mol-%	2 µmol/mol	2 µmol/mol	≤ 2 µmol/mol
Kohlenstoffmono- oxid	0,1 mol-%	0,2 µmol/mol	0,2 µmol/mol	≤ 2 µmol/mol
Gesamt-Schwefel	10 mg/m ³ (mit Odorierung)	0,004 µmol/mol ¹¹	0,004 µmol/mol ¹²	
H ₂ S, COS als S	5 mg/m ³	siehe Schwefel- Gesamt	siehe Schwefel- Gesamt	
HCHO		0,2 µmol/mol	0,2 µmol/mol	
HCOOH		0,2 µmol/mol	0,2 µmol/mol	
Ammoniak	10 mg/m ³ (NH ₃ + Amine)	0,1 µmol/mol	0,1 µmol/mol	
Halogenverbin- dungen		0,05 µmol/mol	0,05 µmol/mol	
Nebel, Staub, Flüssigkeit		1 mg/kg	1 mg/kg	
Flüchtiges Gesamtsilizium	0,3 oder 1,0 mg Si/m ³	-	-	

Generell sind in den verschiedenen Normen einschließlich der G 260 sehr verschiedene Einheiten aufgeführt, die zum Teil den schnellen Überblick erschweren. Es existieren zusätzliche Fußnoten, die hier aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht wiedergegeben sind.

¹¹ Gesamtschwefel und Schwefelverbindungen

¹² Schwefelverbindungen gesamt (Basis H₂S)

Es lassen sich anhand der Tabelle 5 einige Besonderheiten erkennen:

- Die Anforderungen an die Wasserstoffqualität Gruppe A lehnt sich in den Begleitstoffen an die 2. Gasfamilie (Methanreiche Gase) an. Die geforderten Grenzwerte sind somit von Transport und Verteilung von Erdgas bekannt.
- Die Wasserstoff - Qualität Gruppe A reicht nicht aus, um Wasserstofftankstellen (für Versorgung von PEM-BZ-Fahrzeugen) normgerecht entsprechend DIN EN 17124 zu versorgen. Bei Verteilung der Wasserstoffqualität Gruppe D ist eine Versorgung von Wasserstofftankstellen möglich.
- Bei Verteilung der Qualität Gruppe D sind Parameter einzuhalten, die bisher analytisch keine Rolle im Gasfach spielen, beispielsweise HCOOH (Ameisensäure) oder HCHO (Formaldehyd).

3.3 Anforderung an die H₂-Qualität –technische Anforderungen

3.3.1 Katalytische Nutzung von Wasserstoff

Die katalytische Nutzung von Wasserstoff wie z.B. in der chemischen Industrie hat im Vergleich zur thermischen Nutzung deutlich höhere Ansprüche an die Wasserstoffreinheit. Für katalytische Prozesse wird eine Qualität benötigt, die deutlich über den Anforderungen der Qualität A, aber teilweise (je nach katalytischem Prozess) unter den Anforderungen der Qualität D liegt. Besonderes Augenmerk liegt dabei nicht nur auf der Wasserstoffkonzentration, sondern auch auf den Begleitstoffen. Im nachfolgenden sind für verschiedene Industrien notwendige H₂-Qualitäten beschrieben.

3.3.2 Ammoniak

Für die Ammoniaksynthese liegen sehr genaue Anforderungen vor. In Tabelle 6 sind diese Anforderungen hinsichtlich verschiedener Verunreinigungen zusammengetragen. Insbesondere Schwefel, Fluor, Chlor und Phosphor sind Katalysatorgifte und dementsprechend zu vermeiden.

Tabelle 6: Maximal zulässige Verunreinigungen für die Ammoniaksynthese [15]

Komponente	Maximale Konzentration
Schwefel	1 ppb
Halogene (F, Cl, Br, I, At)	1 ppb
O ₂ , CO, CO ₂	5 ppm
Wasserdampf	30 ppm
Inerte (CH ₄ , Ar, He)	So niedrig wie möglich

3.3.3 Methanol

Tabelle 7 zeigt die maximal zulässigen Verunreinigungen für die Methanolsynthese. Auch hier sind die limitierenden Faktoren die Katalysatoren (Kupfer/ Zink), da diese die Tendenz zur Katalysatorvergiftung zeigen.

Tabelle 7: Maximal zulässige Verunreinigungen für die Methanolsynthese [15]

Komponente	Maximale Konzentration
Schwefel	50 ppb
Halogene (F, Cl, Br, I, At)	1 ppb
Eisen	5 ppb
Nickel	5 ppb
Chlorwasserstoff	2 ppb
Gesamt-Stickstoff	0,5 Vol.-%
Methan	3 Vol.-%

3.3.4 Fischer-Tropsch-Synthese

Die maximal zulässigen Verunreinigungen rühren von den verwendeten Eisen-Katalysatoren her. Insbesondere die Schwefelanteile müssen geringgehalten werden. Tabelle 8 zeigt die derzeit bekannten Anforderungen an Verunreinigungen.

Tabelle 8: Maximal zulässige Verunreinigungen im Wasserstoff für die Fischer-Tropsch-Synthese [16]

Komponente	Schwankungsbreite	Einheit
Schwefel	5 - 100	ppb
Halogene	10	ppb
Ammoniak	10	ppmv
Cyanwasserstoff	0,2	ppmv
Stickstoffoxide	10	ppb
Gesamt-Stickstoff	50	ppb

3.3.5 Power-to-X-Prozesse (PtX)

Power-to-X Prozesse bezeichnet verschiedene Technologien unter Nutzung erneuerbarer Energien und dienen der Vernetzung des Stroms mit dem Wärme-, Chemie- oder Mobilitätssektor. Im Kontext dieses Berichtes sind die Erzeugung von Gasen wie Wasserstoff und Methan (Power-to-Gas = PtG) sowie die Herstellung von Flüssigkeiten wie Methanol und synthetische Kraftstoffe (Power-to-Liquid=PtL) relevant. Diese Prozesse können auch als Teil einer chemischen Industrie eingeordnet werden. Hier wird gesondert auf die Anforderungen dieser Prozesse eingegangen, da diese PtX-Prozesse¹³ in den verschiedenen Studien zum H₂-Bedarf häufig separat dargestellt werden (siehe 2.2).

PtX-Prozesse sind katalytische Prozesse. Mit dem Katalysator ist die entscheidende Komponente benannt, die die Anforderung an die Qualität des Ausgangsstoffs Wasserstoff definiert.

13 Dena hat eine andere Definition zur Ermittlung der Mengen vorgenommen (siehe Kapitel 1)

Die Wirkung der verschiedenen Verunreinigungen auf Katalysatoren variiert und hängt stark vom Material des Katalysators (Edelmetall, andere Metalle bzw. Mischungen) ab. Starke Katalysatorgifte, die die Wirkung eines Katalysators dauerhaft absenken, sind:

- Kohlenstoffmonoxid,
- Formaldehyd,
- Ameisensäure,
- Schwefelverbindungen und
- Halogenverbindungen.

Auch Ammoniak, Wasser, Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe und Schwebstoffteilchen können Katalysatoren schädigen. Inertgase und Methan hingegen erzeugen einen Leistungsabfall vor allem durch die Verdünnung des Wasserstoffs.

Mit der H₂-Qualität Gruppe D wird eine Gasqualität gewährleistet, die für alle PtX-Prozesse geeignet sein sollte. Mit der geringeren Qualität von 98% mol-% (Gruppe A) ist dies lediglich teilweise der Fall. Die Katalysatorgifte sind zu entfernen.

Beispielhaft sei die Erzeugung von Methan (Methanisierung) benannt. Dieser Prozess ist in einem Gemisch aus Erdgas und Wasserstoff durchführbar und wurde unter dem Aspekt des Schutzes von Anlagen im DVGW-Bericht G 201611 von 2018 bewertet. Die Anwesenheit von Methan und den verschiedenen, gesättigten Kohlenwasserstoffen stört den Prozess nicht. Allerdings ist eine Entschwefelung zum Schutz der Katalysatoren vorgesehen. Sollten CO und Ammoniak im Ausgangsgas vorhanden sein, wären diese ebenfalls zu entfernen.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass eine H₂ Qualität der Gruppe A von 98 % oder sogar geringer durchaus für einen PtX-Prozess ausreichen kann, einzelne Verbindungen mit für Katalysatoren schädigenden Eigenschaften aber in jedem Fall zu entfernen sind.

3.4 Energetische Nutzung

3.4.1 Roheisenerzeugung

Aus der Roheisenerzeugung sind noch keine einheitlichen Ansprüche an die Wasserstoffqualität bekannt. Auf der derzeit üblichen Hochofenroute entstehen entlang der Produktionskette Kokerei- und Konverter-, sowie Gichtgase, welche unterschiedliche Wasserstoffanteile zwischen 1 bis 5 % (Gichtgas) bis 65 % (Kokereigas) aufweisen. Wasserstoff kann direkt im Hochofen eingesetzt werden, um das Eisenerz zu reduzieren, derzeit ist aber kein vollständiger Verzicht auf Kohlenstoff auf der Hochofenroute möglich. Alternativ kann Roheisen über die Wasserstoff-Direktreduktion an Elektroöfen hergestellt werden. Das Produkt unterscheidet sich hier allerdings stark vom Produkt aus der Hochofenroute, sodass später zusätzliches Aufkohlen notwendig ist. Auf Grund der kombinierten Nutzungsmöglichkeit als Brennstoff und Reduktionsmittel ist die Roheisenerzeugung mit Wasserstoff keine reine energetische Nutzung, sondern nutzt den Wasserstoff auch stofflich.

Theoretisch wird derzeit davon ausgegangen, dass auf beiden Routen mit unterschiedlichen Wasserstoffanteilen gearbeitet werden kann. Derzeit sind diverse Forschungsprojekte zu diesem Thema in Bearbeitung.

3.4.2 Industrielle Feuerungsanlagen

Derzeit fehlen noch detaillierte Untersuchungen zu genauen Qualitätsansprüchen industrieller Feuerungen. Prinzipiell gelten die Anforderungen aus den Projekten des DVGW zur Gasbeschaffenheit auch für Wasserstoff, welche eine maximale Schwankungsbreite von 2 % des Wobbeindex vorschlagen. Ansonsten sind die Anforderungen einer Feuerung weniger spezifisch als in der chemischen Industrie: Aktuell kann davon ausgegangen werden, dass die Gruppe A nach G 260 eine ausreichende Qualitätsanforderung darstellt. Zu beachten ist, dass insbesondere Anteile wie CO₂ oder N₂ für die Prozesse unschädlich sind, Wasserdampf ist ebenfalls unkritisch. Schwefelbestandteile sollten im Gleichmaß zu Erdgas oder weniger vorkommen, da hier die Erfahrungsniveaus ausreichend hoch sind, was den Umgang damit angeht.

Generell ist anzumerken, dass Feuerungsprozesse wenig spezifisch auf einen bestimmten Wasserstoffanteil im Erdgas reagieren. Wichtiger als sehr hohe Reinheitsanforderungen ist vielmehr eine stabile Gasbeschaffenheit. Industrielle Feuerungen und Beheizungsprozesse können ebenso auf beispielsweise 75 % Wasserstoffanteil umgestellt werden, reagieren aber sensibel auf starke Schwankungen. Da möglichst aber eine Grundlage für eine einheitlich Wasserstoffversorgung gefunden werden sollte, ist jeweils die Gruppe A als mögliche Wasserstoffqualität angegeben, was sich auch mit dem EASEE-Gas CBP deckt. Die Reinheitsanforderungen an zusätzliche Bestandteile sind je nach Produkt deutlich spezifischer, sollten sich aber mit den derzeitigen Reinheitsanforderungen an das Erdgas decken.

Tabelle 9 zeigt beispielhaft einige Industriezweige und ihre respektiven Gasqualitäten für Feuerungsprozesse.

Tabelle 9: Wasserstoffqualität in industriellen Feuerungsprozessen

Anlagentyp	Qualität	Verunreinigungen	Besonderheiten
Glas/ Keramik	ISO Grade A oder schlechter/ DVGW G260 Gruppe A	Vergleichbar zu Erdgas	Sensibel auf Schwankungen, Wobbeschwankungen möglichst kleiner 2 %
Nichteisenmetalle	ISO Grade A oder schlechter/ DVGW G260 Gruppe A	Vergleichbar zu Erdgas	Sensibel auf Schwankungen, Wobbeschwankungen möglichst kleiner 2 %
Stahl	ISO Grade A oder schlechter/ DVGW G260 Gruppe A	Vergleichbar zu Erdgas	Sensibel auf Schwankungen, Wobbeschwankungen möglichst kleiner 2 %
Papier	ISO Grade A oder schlechter/ DVGW G260 Gruppe A	Vergleichbar zu Erdgas	Schwankungen einschränken, möglichst kleiner 2 % Wobbe
Kesselanlagen	ISO Grade A oder schlechter/ DVGW G260 Gruppe A	Vergleichbar zu Erdgas	Schwankungen einschränken, möglichst kleiner 2 % Wobbe
Sonstige Industrie (Trocknungsanlagen, Krematorien u.ä.)	ISO Grade A oder schlechter/ DVGW G260 Gruppe A	Vergleichbar zu Erdgas	Schwankungen einschränken, möglichst kleiner 2 % Wobbe

3.4.3 Häusliche und gewerbliche Heizgeräte

Häusliche und gewerbliche Heizgeräte zeigen grundsätzlich ein robustes Verhalten ggü. Schwankungen in der Gasbeschaffenheit und zeichnen sich durch reine Beheizungsfunktion, ohne Kontakt zu Produkten oder ähnlichem, als unsensibel in Bezug auf die Beschaffenheit des Brenngases aus. Auf Grund der Entwicklung in Projekten wie Hy4Heat [17] in UK, wo Wasserstoff-Applikationen in größerer Stückzahl eingesetzt werden, bieten die Hy4Heat Beschaffenheitsspezifikationen in Tabelle 10 einen guten Richtwert für die Anforderungen der Heizgeräte.

Tabelle 10: Empfohlene Brenngaszusammensetzung im Hy4Heat-Projekt in UK [18; 19; 15]

Komponenten	Wert	Erklärungen
Wasserstoff (mindestens)	98 mol-%	Kompromiss aus Kosten und Performance
CO	20 (µmol/mol)	Basiert auf Produktionsgrenzwert aus dem Reforming
H₂S	≤ 5 mg/m ³ 3,5 ppm (µmol/ mol)	Komponentenschutz aus GSMR:1996
Gesamt-Schwefel	≤ 50 mg/m ³ 35 ppm (µmol/mol)	
Sauerstoff	≤ 0,2 mol-%	
Taupunkt Kohlenwasserstoffe	-2 °C	GSMR:1996 and EASEE-gas
Taupunkt Wasser	-10 °C	
Methan, Kohlenstoffdioxid, CO₂, Kohlenwasserstoffe	≤ 1 % mol-%	
Summe Argon, Stickstoff, Helium	≤ 2 % mol-%	Vermeidung von Transportkosten durch höhere inerte Anteile (ISO 14687-2019) und zur Limitierung von Wobbe-Schwankungen
Wobbe Band	42 – 46 MJ/m ³	
Verunreinigungen	Das Gas sollte keine festen, flüssigen oder gasförmigen Bestandteile enthalten, welche den sicheren Betrieb von Leitungen und Endanwendung gefährden.	

Eine Ausnahme für die Wasserstoffreinheit im häuslichen und gewerblichen Heizen bilden Brennstoffzellensysteme. Brennstoffzellensysteme erfordern die Wasserstoffqualität nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 Gruppe D, da die Brennstoffzellenstacks sehr sensibel sind und auf Verunreinigungen im Wasserstoff mit Leistungsverlust und Reduzierung der Lebenszeit der Stacks reagieren.

3.4.4 Gasturbinen

Gasturbinenbrenner reagieren sensibel auf Schwankungen der Gasbeschaffenheit. Dementsprechend ist es wichtiger, die maximale Schwankungsbreite zu definieren, als die genaue Beschaffenheit. Derzeit wird von einer zulässigen Schwankungsbreite von +/- 5 % Wobbe ausgegangen. Grundlage für den Wasserstoffanteil bietet wiederum die Gruppe A. Für Verunreinigungen gelten die gleichen Voraussetzungen wie für Erdgas.

3.4.5 Gasmotoren

Stationäre Gasmotoren zeigen sich gegenüber Schwankungen von Wobbewert und Heizwert relativ robust. Prinzipiell ist wie bei allen Verbrennungsprozessen die Zusammensetzung des Gases weniger von Bedeutung als eine konstante Beschaffenheit. Dementsprechend bietet auch hier die Qualität der Gruppe A eine gute Orientierung. Tabelle 11 fasst die Anforderungen für stationäre Motoren zusammen. Für Verunreinigungen gelten die gleichen Voraussetzungen wie für Erdgas.

Tabelle 11: Wasserstoffqualität für Gasmotoren [17, 14]

Parameter	Fenster min – max	Anmerkungen
Heizwert- und Wobbe-Schwankung	+/- 5%	Ggf. muss die Änderungsgeschwindigkeit definiert werden
CO, CH ₄ , CO ₂ , N ₂ , Kohlenwasserstoffe		Keine Auswirkungen zu befürchten, solange Wobbe- und Heizwert eingehalten werden
Schwefel	Vergleichbar zu Erdgas	
Taupunkt Wasser/ Kohlenwasserstoffe	Vergleichbar zu Erdgas	
Staub/ Partikel	Vergleichbar zu Erdgas	
Andere	Vergleichbar zu Erdgas	

3.5 Überblick der Sektoren und ihrer Anforderungen

Eine Aussage zu den Qualitätsanforderungen der einzelnen (Sub-)Sektoren ist nicht in jedem Fall allgemeingültig möglich. Die nachfolgende Tabelle 12 soll dies verdeutlichen.

In den Sektoren Gebäude, Energie und Verkehr ist Wasserstoff mittels Verbrennungsprozesse, aber auch in Brennstoffzellen nutzbar. Während Verbrennungsprozesse H₂ der „geringeren“ Qualität Gruppe A akzeptieren, gilt dies für Brennstoffzellensysteme nicht.

Unter technischen Aspekten besteht aber auch für empfindliche (z.B. katalytische) Systeme die Fähigkeit, „Verunreinigungen“ im Wasserstoff zu akzeptieren. Dies betrifft keinesfalls Katalysatorgifte, aber z.B. Stickstoff oder erhöhte Wasserkonzentrationen. Damit ist unter technischen Aspekten die Möglichkeit gegeben, eine „katalytische“, mittlere H₂-Qualität zu nutzen. In der Tabelle ist beispielhaft eine Qualität von 99 mol-% angenommen.

Diese Möglichkeit betrifft vom technischen Standpunkt aus beispielsweise PtX-Prozesse, Prozesse der chemischen Industrie und auch Brennstoffzellen.

Tabelle 12: Gegenüberstellung von abgeschätzter H₂-Nachfrage und verschiedenen H₂-Qualitäten

		H ₂ - Nachfrage (dena 2021) in TWh	Gruppe A ≥ 98 mol- % H ₂ „geringe“ Qualitätsanforderung	≥ 99 mol-% H ₂ „mittlere“ Qualitäts- anforderung	Gruppe D ≥ 99,97 mol- % H ₂ „hohe“ Qualitäts- anforderung
Gebäude		78	(✓)	(✓)	✓
Energie		128	(✓)	(✓)	✓
Verkehr		59	(✓)	(✓)	✓
PtX		58	-	(✓)	✓
Industrie (Beispiele)		191			
	Steine & Erden		✓	✓	✓
	Papier		✓	✓	✓
	Glas & Keramik		(✓)	✓	✓
	Eisen & Stahl		✓	✓	✓
	(Petro-) Chemie ¹⁴		-	(✓)	✓

Die durch Klammern gekennzeichnete mögliche Eignung dieser H₂-Qualität verdeutlicht, dass in diesem Fall eine Abhängigkeit von der Art der Komponente im Wasserstoff und der Nutzungsart vorliegt.

¹⁴ nichtenergetisch

4 AP 3: Gasaufbereitung

Die Aufbereitung von Wasserstoff stellt die zukünftigen Betreiber einer Wasserstoffinfrastruktur im Vergleich zum Erdgas vor deutlich größere Herausforderungen. Diese resultieren aus den Anforderungen an die Wasserstoffqualität der katalytischen Prozesse sowie der Brennstoffzellen. Im Ergebnis der Untersuchung lassen sich folgende Kernaussagen treffen:

Ergebnisse auf einen Blick

- Die Art der zu erwartenden Verunreinigungen (Stoffgruppen) ist bekannt. Potenzielle Quellen für ungewollte Komponenten im Wasserstoff sind die Wasserstoffproduktion selbst, die Speicherung in UGS sowie der Transport des Wasserstoffs in ehemaligen Erdgaspipelines.
- Es stehen verschiedenen Verfahren der Gasaufbereitung mit einem TRL von 9 zur Verfügung. Diese Verfahren können eine Qualität der Gruppe D mit einer Wasserstoffkonzentration von $\geq 99,97$ mol-% herstellen.
- Diese Gasaufbereitung verursacht zusätzliche Kosten, deren Höhe vom Verfahren, dem Standort der Aufbereitungsanlage, deren Größe sowie von der Art der zu entfernenden Komponenten abhängt. Während einige Verfahren ohne Wasserstoffverluste und damit geringeren OPEX auskommen, sind Verfahren mit Wasserstoffverlusten (z.B. PSA) als kostenintensiv einzustufen.

4.1 Quellen der H₂-Verunreinigungen

Es werden drei potenzielle Quellen der Herkunft von Verunreinigungen des Wasserstoffs gesehen:

- die Produktion von Wasserstoff,
- die Speicherung des Wasserstoffs sowie
- der Transport des Wasserstoffs.

Diese Quellen existieren auch nach der Umstellung und „Stabilisierung“ der eingebundenen Infrastruktur. Entsprechend sind diese drei potenziellen Quellen der Verunreinigungen langfristig bei der Bewertung eventuell notwendiger Aufbereitungsschritte zu berücksichtigen.

In allen drei Fällen können spezielle Betriebsvorgänge wie Spülungen, Reinigungen, Inertisierungen zum Eintrag von Komponenten in den Wasserstoff führen. Dieser potenzielle Komponenteneintrag ist nicht system- oder verfahrensbedingt und kann z.B. durch technische Maßnahmen verhindert oder minimiert werden.

Nachfolgend sind einige grundlegende Aussagen zum Eintrag von Nebenkomponenten in den Wasserstoff zusammengefasst, im Detail wird dies ausführlich in den Kapiteln zu Herstellung, Speicherung und Transport von Wasserstoff erläutert.

4.1.1 Produktion

In Abhängigkeit vom Produktionsverfahren können unterschiedliche Stoffgruppen als Gasbegleitstoff oder Verunreinigung auftreten. Eine Risikobeurteilung hinsichtlich der Möglichkeiten der Verunreinigungen (Art und Quelle) kann im Anhang C der DIN EN 17124 eingesehen werden.

Tabelle 13: Art und Quelle möglicher Nebenkomponenten aus dem Produktionsprozess

Verfahren	mögliche Nebenkomponenten
Dampf-Methan- Reformierung mit Druckwechseladsorption	N ₂ , CH ₄ , CO, HCOH, CO ₂
Alkalische und PEM- Elektrolyse mit Temperaturwechseladsorption	O ₂ , H ₂ O
Methanpyrolyse	N ₂ , O ₂ , H ₂ O, CO ₂ , Kohlenwasserstoffe, Halogene, Schwefelverbindungen,
Ammoniak (Transportmedium)	NH ₃ , N ₂ , NO _x

Weitere Produktionsverfahren für Wasserstoff sind Vergasungsverfahren (biologische Abfälle, Müll, etc.) die hier nicht näher betrachtet werden.

Bei Lieferung bzw. Übernahme einer H₂-Qualität von ≥98 mol-% besteht die Möglichkeit, dass neben den „möglichen Verunreinigungen“ der Tabelle 13 weitere Stoffgruppen die offene 2-%-Lücke füllen. Unabhängig vom Herstellungsverfahren gibt die G 260 mit der Qualität Grade A die Möglichkeit, dass:

- Methan bis 2 mol-%
- andere Kohlenwasserstoffe (Ethan, Propan, Butan) bei Einhaltung des KW-Kondensationspunktes ebenfalls bis 2 mol-% sowie
- Gase wie Stickstoff N₂, Argon Ar und Kohlenstoffdioxid CO₂

diese Lücke füllen können. Möglich, aber begrenzt sind Kohlenstoffmonoxid CO (0,1 mol-%), Wasser und Schwefelverbindungen im Wasserstoff.

Es soll hier explizit darauf verweisen werden, dass auch bei Einhaltung der G 260, Grade A, Spielraum bezüglich der H₂-Zusammensetzung in Verantwortung des H₂-Produzenten besteht. Die Ausnutzung des Spielraumes durch den Produzenten, z.B. die gezielte Zumischung von N₂ oder CO₂, kann zu Auswirkungen z.B. in Form einer notwendigen Gasaufbereitung bei der Gasverteilung bzw. dem H₂-Anwender oder auch zu einer Einschränkung des H₂-Nutzerkreises führen.

Die DIN EN 17124 listet weitere „sehr unwahrscheinliche“ Nebenkomponenten auf, die im Einzelfall auftreten könnten. Diese sind nicht in jedem Fall als aktueller Stand der Technik anzusehen. Momentan erfolgen Untersuchungen dahingehend,

- solche Verbindungen und deren Anwesenheit bzw. Konzentration im Wasserstoff überhaupt zu verifizieren und
- das Ausgangsprodukt der Elektrolyse (Wasser) besser aufzubereiten, da jede Verunreinigung auch die Lebenszeiten der verschiedenen Elektrolyseure beeinflusst. Somit haben die Hersteller der Elektrolyseure ein eigenes Interesse daran, sehr reine Ausgangsprodukte (Wasser) einzusetzen.

4.1.2 Unterirdische Speicherung von H₂ in Kavernen

Aus der Speicherung von Erdgas liegen ausreichend Erfahrungen bezüglich des möglichen Eintrages von Komponenten in das zu speichernde Gas vor, die in die Bewertung der Speicherung von Wasserstoff einfließen können [20] [21].

Folgende Komponenten können über den Prozess der Speicherung zusätzlich in den Wasserstoff eingetragen werden:

Tabelle 14: Art und Quelle möglicher Verunreinigungen, Speicherung in Kaverne

Ursache	Komponenten	Wahrscheinlichkeit
Kaverne (Sole)	Wasser	Sicher
Kaverne (Sole)	Schwefelverbindungen	möglich
Kaverne, Verdichter	höhere Kohlenwasserstoffe	möglich (Blankett ¹⁵ , Verdichteröle)
Kaverne (Sole)	CO ₂ , Methan	möglich (Restgase in Kavernenwand und, gelöst in Sole)

Das gespeicherte Gas nimmt in jedem Fall Wasser bis zur Sättigung auf. In Abhängigkeit von der Verweilzeit des Wasserstoffs und der fließenden Gasvolumina kann die Sättigung mit Wasserdampf zwar verzögert erfolgen, auf eine Gastrocknung kann aber in keinem Fall verzichtet werden.

Der Einsatz von Kohlenwasserstoffen als Verdichteröl in den Kompressoren und als Blankett (siehe Kapitel 5.) kann zu Spuren dieser Komponenten in Wasserstoff führen. Das Auftreten einer erhöhten Konzentration von Kohlenwasserstoffen im Wasserstoff ist analog zur mikrobiologischen Aktivität (s.u.) als speicherspezifisch einzustufen.

Es wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff hoher Reinheit in einen UGS eingelagert wird. Sollte Wasserstoff der Qualität Gruppe A (98 mol-%) auch nur kurzzeitig eingelagert werden, ist die Abgabe der Qualität Grade D ohne zusätzliche Gasaufbereitung nicht möglich.

Erfolgt die Umstellung einer Kaverne von Erdgas auf reinen Wasserstoff (Gruppe D) durch Einsatz von Sole, d.h. das Erdgas wird mittels Sole verdrängt, sind im Wasserstoff anschließend weniger Reste des Erdgases oder Blanketts enthalten. Es kann allerdings „Taschen“ in den Kavernenwänden geben, in denen Erdgas oder Blankett „gefangen“ ist und nicht durch Sole entfernt werden kann. Im Dachbereich könnten ebenfalls Reste des Blanketts oder Gasreste verbleiben. Bei der Umstellung von ölgefüllten Kavernen auf H₂ ist ebenfalls von Ölresten an den Kavernenwänden auszugehen, was eine Entfernung dieser in der Obertageanlage zu Erreichung der Qualität Gruppe D erfordert.

¹⁵ Abdeckmedium auf der Sole, Trennung der Sole von Gasraum

4.1.3 Transport

Ursache des Eintrages verschiedener Verbindungen in ein zu transportierendes Gas sind an der Wandung der Pipeline adsorbierte Verbindungen und Ablagerungen/Kondensate. Neben Kohlenwasserstoffen und Schwefelverbindungen aus dem Erdgas und der Odorierung ist stellenweise auch mit Komponenten aus dem Biogas und dessen Aufbereitung zu rechnen.



Abbildung 10: Ablagerungen aus einer Transportpipeline, zweite Reinigungsmolchung

Eine Risikobeurteilung hinsichtlich der Möglichkeiten der Verunreinigungen erfolgte erneut im Anhang C der DIN EN 17124, die Art und Quellen „möglicher“ und „unwahrscheinlicher“ Komponenten aus Rohrleitungen auflistet. Die Auflistung von N₂ und O₂ als mögliche Nebenkomponenten aus einer Rohrleitung weist allerdings darauf hin, dass die Aussagen dieser Norm nicht unkommentiert hinzunehmen sind.

Die Chemie- und Raffinerieindustrie hat Erfahrungen mit dem Transport von Wasserstoff mittels Hochdruck-Pipelines. Der Transport eines reinen Wasserstoffs hoher Qualität stellt prinzipiell kein Problem dar. Folgende Fakten sind bekannt:

- Der Transport von Wasserstoff erfolgt ausschließlich über Netze, in denen vorher kein anderes Gas transportiert wurde. Es handelt sich somit **nicht** um umgestellte Netze. Ein Eintrag von Kohlenwasserstoffen oder Schwefelverbindungen in diese Pipelines erfolgte somit zu keinem Zeitpunkt
- In Deutschland (Linde-Netz Leuna) wird das Wasserstoffnetz mit einer H₂-Qualität größer gleich 99,96 mol-% betrieben. Ursache des etwas geringeren Wertes im Vergleich zur Gruppe D ist hier eine größere Vorsicht gegenüber dem Kunden, da bei Baumaßnahmen, Schalthandlungen o.ä. minimale Qualitätsveränderungen erfolgen könnten.

- Es können Qualitäten von 99,99 Vol.-% H₂ transportiert werden, die Eingangsqualitäten werden entsprechend kontrolliert (z.B. Wasserstoffnetz Texas/ USA).
- Im H₂-Netz in Texas (USA) werden **keine** ölfreien Verdichter eingesetzt, dennoch werden die Grenzwerte für Kohlenwasserstoffe eingehalten.

Hinsichtlich umgestellter Erdgas-Pipelines ist somit der Schluss zulässig, dass nach Einstellung einer hohen H₂-Qualität, d.h. nach Austrag aller relevanter Verunreinigungen, eine sehr hohe Wasserstoffqualität gehalten, transportiert und verteilt werden kann. Der Zeitraum des Austrages dieser Verunreinigungen ist aber unsicher.

4.2 Stoffgruppen und Aufbereitungsverfahren

4.2.1 Zuordnung zu Stoffgruppen

Die oben genannten Verbindungen lassen sich in verschiedenen Stoffgruppen unabhängig von ihrer Herkunft zusammenfassen, was eine einfachere Zuordnung zu den Gasaufbereitungsverfahren ermöglicht.

Tabelle 15: Stoffgruppen bzw. Stoffe in Wasserstoff

Gruppe / Stoff	Häufige Komponenten	selten
Schwefelverbindungen	H ₂ S, Mercaptane, THT, COS	CS ₂ ; Sulfide (DMS) ²⁰
Gase/Permanentgase	N ₂ , O ₂ , Ar, He, CO ₂ , CO, CH ₄	
Kohlenwasserstoffe	Ab Ethan bis > C30 (Verdichteröle, Erdgaskondensate etc.)	Naphthalin, Terpene ¹⁶
Sonstige		Glykole; Ammoniak, Halogenverbindungen, Formaldehyd, Ameisensäure
Wasser	x	
Staub	Rost, Metalle, Sand, gebundene Sulfide (FeS)	

Die Schwefelverbindungen stellen in Bezug auf z.B. Polarität, Adsorptionsverhalten und Dampfdruck eine durchaus inhomogene Gruppe dar. Dennoch werden sie hinsichtlich einer notwendigen Entfernung („Entschwefelung“) als Gruppe angesehen. Erdgas-Brennstoffzellen (Hersteller z.B. Panasonic) haben dem Reformier eine Entschwefelungseinheit vorgeschaltet, die alle Verbindungen dieser Gruppe zurückhalten kann. Dabei wird eine Kombination verschiedener Adsorbentien eingesetzt.

In der Gruppe der Schwefelverbindungen sind sehr kritisch anzusehen COS (Kohlenoxidsulfid) und CS₂ (Schwefelkohlenstoff), da entsprechend den Erfahrungen von Panasonic im Rahmen der BZ-Entwicklung diese beiden Verbindungen sehr schlecht adsorbiert werden und dadurch den BZ-Herstellern Probleme bereiten. In Verteilnetzen, in denen Biogas transportiert wurde, wurde CS₂ bereits nachgewiesen.

In der Gruppe der Gase sind Komponenten enthalten, deren Anwesenheit keine schädigenden Auswirkungen auf chemische Prozesse bzw. Katalysatoren haben wie Stickstoff und Helium. Eine Ausnahme bildet CO.

Die Gruppe der Kohlenwasserstoffe ist hinsichtlich der Polarität sehr homogen, was ihre Entfernung aus dem Wasserstoff deutlich vereinfacht.

4.2.2 Aufbereitungsverfahren

Es existieren Aufbereitungsverfahren für zu entfernende Stoffe bzw. Gruppen auf einem TRL von 9. Damit sind diese Verfahren sofort einsetzbar. Ein grundlegendes Problem hinsichtlich der Aufbereitung von Wasserstoff auf die gewünschte Qualität besteht somit nicht.

In der nachfolgenden Tabelle sind Stoffgruppen und die relevanten Aufbereitungsverfahren aufgeführt.

Tabelle 16: Stoffgruppen und geeignete Aufbereitungserfahren für die H₂-Aufbereitung

Verfahren	Komponente	Gasvolumen ≤ 1000 m ³ /h TRL	Gasvolumen ≥ 1000 m ³ /h TRL	Bemerkungen
Adsorption (Physisorption)	CO ₂ , CO, HC (inkl. CH ₄), H ₂ O, N ₂ , NH ₃	9	9	Aufreinigung bis zum ppb- Level möglich ¹⁷ Temperaturwechseladsorption im Fall von Trocknung, COS, CS ₂ sind kritisch;
Chemisorption / Katalytische Umwandlung	O ₂ , Schwefel- verbindungen	9	9	
Verflüssigung (Cryoverfahren)	N ₂	9	9	Wird auch für kleine Leistungen in der Halbleiterindustrie angeboten
Absorption	H ₂ O	(9)	9	Anlagen kleiner Leistung möglich, aber bei Trocknung kleiner Volumina nicht relevant
Membran- verfahren	H ₂	9 / 6	9 / 6	Erläuterung s.u.
Filter	Staub	9	9	

Diese Verfahren sind unabhängig vom Aufstellungsort einsetzbar.

4.2.2.1 Adsorption

Adsorptive Verfahren beinhalten die Anlagerung von Molekülen aus der Gas- oder Flüssigphase an einer festen Oberfläche (Adsorbens). Diese Oberfläche wird bereitgestellt in Form von Makro-, Meso- und Mikroporen. Der Trenneffekt eines adsorptiven Verfahrens beruht üblicherweise auf der unterschiedlich starken Wechselwirkung der Komponenten mit dem Adsorbens (Gleichgewicht), in einigen Fällen auch auf unterschiedlich schneller Adsorption (Kinetik) sowie durch Größenexklusion (sterisch). Alle drei Effekte sind bei der Auslegung von Adsorptionsprozessen zu berücksichtigen. Bei der Adsorption wird Wärme freigesetzt (Adsorptionswärme).

Die Physisorption (physikalische Adsorption) kann durch Desorption ohne Veränderung der adsorbierten Verbindung und des Adsorbens rückgängig gemacht werden.

¹⁷ Es legen verschiedene Aussagen hinsichtlich Aufwand und Realisierbarkeit bezüglich einzelner Komponenten aus Sicht der Hersteller von Gasen und aus Sicht von Anwender von Reingasen vor.

Bei der Temperaturwechseladsorption (temperature swing adsorption, TWA bzw. TSA) basiert die Desorption auf der Verringerung der Gleichgewichtsbeladung infolge einer Temperaturerhöhung. Hierzu wird die Energie entweder indirekt über Heizelemente oder direkt über warmes Inertgas zugeführt. In Abhängigkeit von der thermischen Stabilität des Adsorbats (Adsorpt und Adsorbens) können bei hohen Temperaturen auch stark gebundene Komponenten desorbiert werden. Wesentlicher Nachteil dieses Verfahrens ist der hohe Zeitbedarf für Heiz- und Kühlprozesse. Beispiel für dieses Verfahren ist die Gastrocknung mittels Molsieb oder Kieselgel (Abbildung 12).

Bei der Druckwechseladsorption (pressure swing adsorption, DWA bzw. PSA) wird der beladene Adsorber entspannt und gespült, womit sich auch die Partialdrücke der einzelnen Gasbestandteile reduzieren. Die Druckreduktion führt so unter Abgabe adsorbierter Moleküle (Desorption) zu einer Gleichgewichtsverschiebung in Richtung der Gasphase. Der wesentliche Verfahrensvorteil liegt in den kurzen Desorptionszeiten, die eine hohe Zyklusfrequenz für den Gesamtprozess (und somit kleinere Apparate) ermöglichen. Nachteilig ist der Bedarf an elektrischer Energie für die Verdichtung während der Beladungsphase, wenn das Feedgas nicht schon unter Druck steht. Abbildung 11 zeigt das Prinzip beider Desorptionsverfahren im Gleichgewichtsdiagramm.

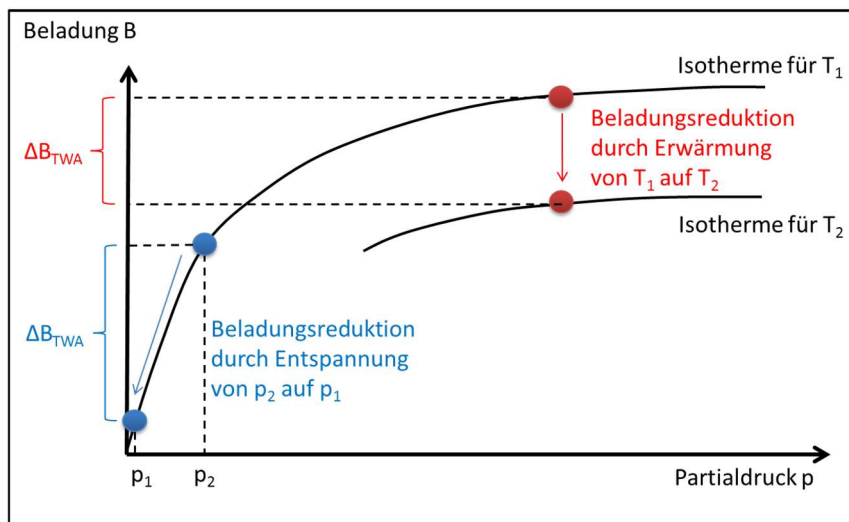


Abbildung 11: Betriebsmodi der Adsorption: Desorption durch Temperatur- oder Druckwechsel (Quelle DVGW Bericht G1-04-16)

Unter Normalbedingungen nicht adsorbiert werden Wasserstoff und Helium. Die Reinigung von Wasserstoff erfolgt dadurch, dass die Verunreinigungen adsorbiert werden und Wasserstoff den Adsorber mit sehr geringer Wechselwirkung mit dem Adsorbens passiert. Geringe Adsorptionskräfte bzw. Wechselwirkungen weist auch Stickstoff auf. Die Entfernung von Stickstoff beruht auf deren Adsorption z.B. an Molekularsieb / Zeolithen

Voraussetzung für die Regeneration eines Adsorbens ist, dass die Verbindungen ohne zu hohen Energieaufwand desorbierbar sind. Im vorliegenden Fall ist dies bei langkettigen Kohlenwasserstoffen wie Verdichterringen nicht gegeben, so dass das Adsorbens gewechselt werden muss. Die Adsorptionskapazität ist abhängig vom Adsorbens, der Eingangskonzentration des zu entfernenden Stoffes und der Anwesenheit konkurrierender Komponenten.



Abbildung 12: Siloxa Adsorptionstrockner Typ 400 und 700 (Produktblatt Siloxa).

Adsorptionsverfahren mit und ohne Regeneration sind Stand der Technik. Die Herstellung von hochreinem Wasserstoff aus Synthesegas erfolgt mittels einer PSA-Stufe. Die Desorption wird nahe dem Umgebungsdruck betrieben und das brennbare Abgas zur Beheizung des Reformers genutzt.

Von Air Liquide werden folgende Rahmenparameter bezüglich der Druckwechseladsorption für die Wasserstoffreinigung angegeben [22]:

- Gewinnung von Wasserstoff mit einer Reinheit von bis zu 99,9999 %
- Verfügbarkeitsfaktor üblicherweise über 99,9 %
- Einsatzgase in großer Bandbreite
- patentierte Wechselzyklen und modernste Adsorptionsmittel
- Für unbemannten Betrieb im Außenbereich konzipiert
- Kompakte und auf Rahmen vormontierte Anlagen
- Kapazität: 5.000 bis 200.000 Normkubikmeter pro Stunde
- H₂-Rückgewinnungsrate: 60 bis 90 %
- Teillastbetrieb: bis auf 25 %

Im Vergleich dazu nennt Linde Kapazitäten bis 400.000 Nm³/h, Rückgewinnungsraten von 93 % bis 98 % (zweistufig) und einen größeren Spielraum beim Teillastbetrieb (bis virtuell 0%).

Die Angabe zur H₂-Rückgewinnungsrate weist auf einen Nachteil dieses Verfahrens hin, die Verluste an Wasserstoff durch die Regeneration der Adsorber. Diese Verluste können für die Feinreinigung von 98 mol-% auf 99,97 mol-% in der Regel mit 2 – 10 % des eingesetzten Gases angesetzt werden. Ähnliches ist aus der Biogasaufbereitung bekannt, die Biomethanverluste werden an den PSA der Biogasaufbereitungsanlagen mit ca. 3 % angegeben und machen z.B. eine katalytische Nachverbrennung des abgeschiedenen CO₂ notwendig.

Schaltungstechnisch weniger komplex sind die Abscheider ohne Regeneration (Abbildung 13 und Abbildung 14). Diese werden eingesetzt, wenn sehr geringe Mengen stark adsorbierender Komponenten abgeschieden werden müssen. Verluste an Wasserstoff treten praktisch nicht auf, nur zum Adsorbenswechsel sind die Behälter zu entspannen. Die Auslegung erfolgt unter Berücksichtigung der Adsorptionskapazität dahingehend, dass relativ wenige Adsorbenswechsel (z.B. $\leq 1x$ jährlich) notwendig werden. Im Beispiel sind die Adsorber so verschaltet, dass diese sowohl in Reihe als auch parallel betrieben werden können. Das nachfolgend dargestellte Beispiel stammt aus einem Deodorierungsprojekt. Die Deodorierung wird auch für die Aufbereitung von Wasserstoff relevant werden.

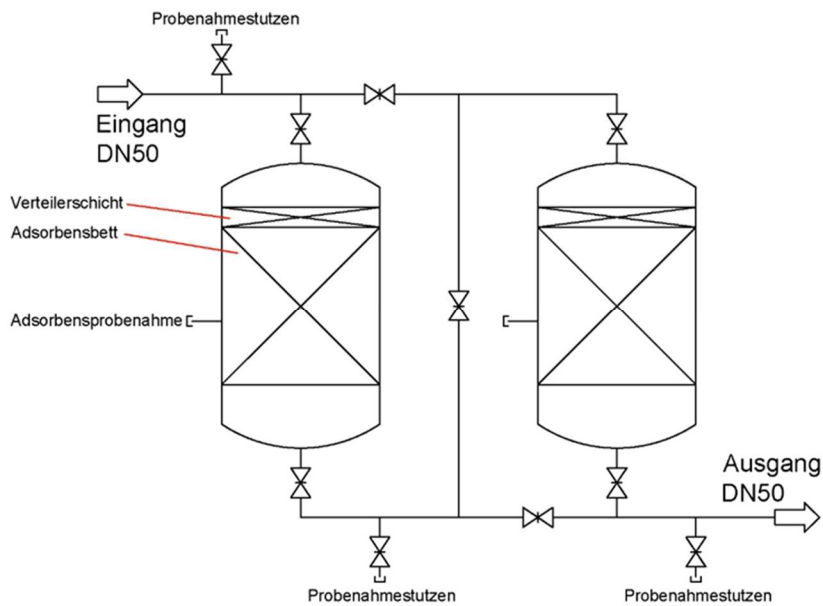


Abbildung 13: Schematische Darstellung eines Abscheiders mit 2 Adsorbieren



Abbildung 14: Beispiel Fa. Fangmann Industrie – Abscheiderskid mit 2 Adsorbieren (DN 250; DP64)

Adsorbentien auf Zeolithbasis finden ebenfalls Anwendung zur Entschwefelung gasförmiger Stoffströme. Auf Grund der Porengröße sind Zeolithe 13X besonders für die Abtrennung von Schwefelverbindungen geeignet. Der Wassergehalt sowie der Anteil höherer Kohlenwasserstoffe beeinflussen die Aufnahmefähigkeit des Adsorbens. Eine Regeneration des beladenen Adsorbens mittels Heißgas ist theoretisch möglich, wird aber z.B. bei Odoriermitteln wegen der Geruchsbelastung insbesondere bei kleineren Anlagen nicht durchgeführt. Auch Aktivkohlen können zur Feinentschwefelung eingesetzt werden. Umgesetzt wird dies beispielsweise in den Erdgas-Brennstoffzellen der Firma Panasonic. Dort wird eine (unbekannte) Kombination verschiedener Adsorbentien zum Schutz der Katalysatoren eingesetzt.

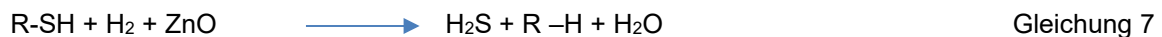
Die Aufbereitung von Wasserstoff der Qualität Gruppe A auf die Qualität der Gruppe D erfordert adsorptive Verfahren. Die Entfernung von Stickstoff, Kohlenstoffdioxid, Methan und Kohlenmonoxid erfordert eine PSA, für Kohlenwasserstoffe und Schwefelverbindungen sind Adsorber mit Wechsel der Füllungen vorzusehen. Die Trocknung von Wasser kann mittels einer Temperaturwechseladsorption (TSA) erfolgen.

4.2.2.2 Chemiesorption / Katalytische Umwandlung

Die Kopplung eines Adsorptionsprozesses (Chemiesorption) mit einer nachfolgenden chemischen Veränderung der adsorbierten Komponenten ist im Rahmen der Wasserstoffaufbereitung hinsichtlich der Entfernung von Sauerstoff und Schwefelverbindungen relevant.

Für die Entfernung von Sauerstoff wird eine Reaktion ausgenutzt, bei der der Sauerstoff mit Wasserstoff katalytisch zu Wasser umgesetzt wird. Bei der Elektrolyse dient diese Reaktion zur Entfernung der Sauerstoffreste aus dem Wasserstoff und ist Stand der Technik. Der Wasserstoffgehalt des Gasstroms muss stöchiometrisch bedingt mindestens doppelt so hoch sein wie der von Sauerstoff. Der Sauerstoffgehalt kann mit diesem Verfahren auf Konzentrationen <1 ppmv reduziert werden. Eingesetzt werden Edelmetallkatalysatoren (platin- bzw. palladiumhaltig), die bei Umgebungstemperaturen oder leicht erhöhter Temperatur (< 50°C) arbeiten. Andere Katalysatoren sind denkbar, erfordern aber deutlich höhere Temperaturen. Das bei der Reaktion entstehende Wasser muss anschließend adsorptiv entfernt werden.

Entschwefelungsverfahren können ebenfalls in der Kombination von Adsorption und nachfolgender Umwandlung der adsorbierten Komponenten in Schwefel zur Erhöhung der Adsorptionskapazität angewendet werden. Imprägnierte bzw. dotierte Materialien erzielen sehr hohe Aufnahmekapazitäten insbesondere hinsichtlich Schwefelwasserstoff. Diese Materialien werden bei industriellen Anwendungen zur Abtrennung von Schwefelverbindungen im Spurenbereich genutzt. Allerdings ist vorab zu prüfen, ob für die Umsetzung der Schwefelverbindung Sauerstoff benötigt wird, welcher im Wasserstoff nicht vorhanden ist. Damit entfällt beispielsweise die Anwendung Iod-imprägnierter Aktivkohle. Die hydrierende Entschwefelung dagegen ist für die Entfernung von Schwefelverbindungen aus Wasserstoff einsetzbar:



Der Kobalt/Molybdän-Katalysator arbeitet bei 200 – 400°C, die Aufnahmekapazität des ZnO-Bettes beträgt bis zu 30 Ma.-%. Wasserstoff als benötigte Reaktionskomponente ist im Wasserstoffstrom im Überschuss vorhanden.

4.2.2.3 Verflüssigung

Die Verflüssigung ist groß- und kleintechnisch Stand der Technik. Neben der Trennung von Komponenten (Luftverflüssigung) dient sie der Minderung des Volumens und des Druckes beim Transport von Flüssigkeiten (LNG, H₂).

Der Siedepunkt von Wasserstoff liegt mit -253 °C deutlich unterhalb anderer Gase. Daraus ergibt sich, dass bei einer vorliegenden H₂-Mischung der Wasserstoff nur durch Verflüssigung aller anderen Bestandteile als separate Phase abgetrennt werden kann. Nachteilig ist außerdem, dass das für LNG angewandte Entspannungsverfahren (Ausnutzung des kühlenden Joule-Thomson –Effektes) nicht möglich ist, was den Energiebedarf erhöht.

Für LNG wird der auf den Heizwert bezogene Gesamtenergiebedarf, der zur Verflüssigung von Erdgas erforderlich ist, mit 10 – 25 % angegeben. Da mit den adsorptiven Verfahren energetisch günstigere Alternativen zum Zwecke der H₂-Gasreinigung zur Verfügung stehen, wird auf die Verflüssigung von H₂ nachfolgend nicht weiter eingegangen.

4.2.2.4 Absorption

Bei **absorptiven Verfahren** wird die zu entfernende Komponente in einer Waschflüssigkeit gebunden. Dieser Prozess ist reversibel. Zu beachten ist, dass die Waschflüssigkeit (z.B. Amine, Glykole, Wasser) in das Gas eingetragen werden kann.

Hinsichtlich Wasserstoff ist als relevanter Absorptionsprozess die Gastrocknung zu nennen. Die Trocknung mittels Triethylenglykol (TEG) ist Standard an Untergrundgasspeichern, sehr flexibel im Teillastverhalten und zeichnet sich gegenüber einer Molsiebtrocknung durch sehr geringe Betriebskosten aus. Die Anforderungen der Wasserstoffqualität Gruppe A werden mit einer TEG-Trocknung an einem UGS erreicht, eine Kombination mit einer Molsiebtrocknung als zweite Stufe zur Trocknung von Wasserstoff zum Erreichen der Qualität Gruppe D ist denkbar.

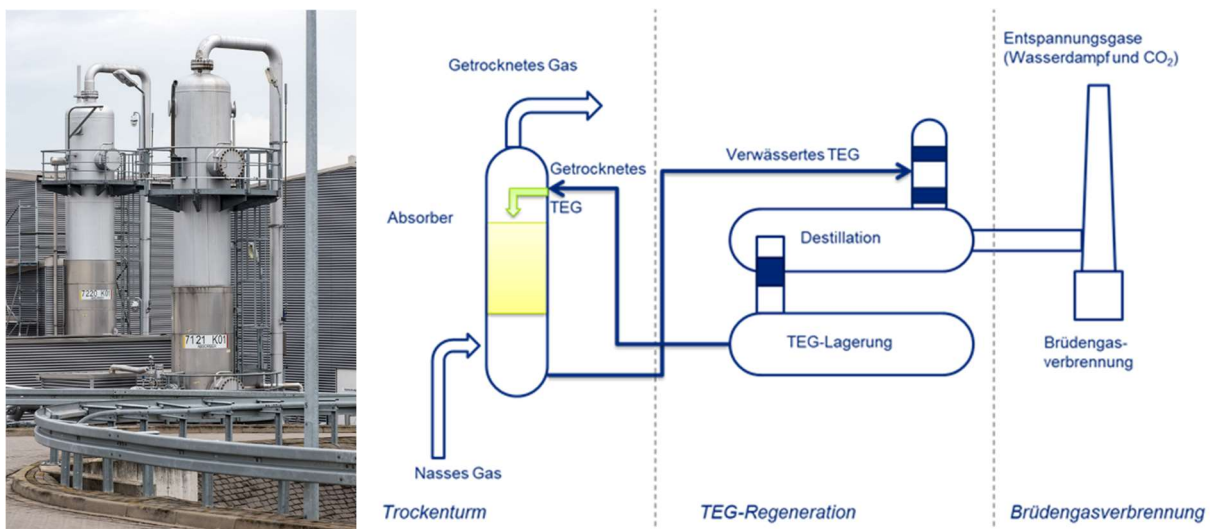


Abbildung 15: TEG-Trocknung am UGS und Prinzipschema einer Gastrocknung mittels Absorption

4.2.2.5 Membranverfahren

Ein weiteres, theoretisch mögliches Aufbereitungsverfahren für Gase auf einem TRL von 9 sind Membranverfahren.

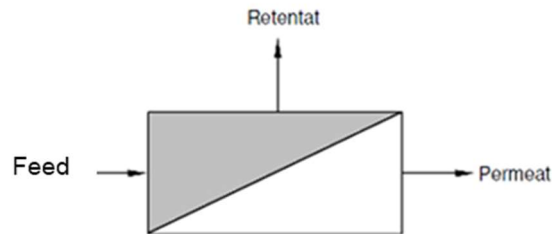


Abbildung 16: Schematische Darstellung der Stoffstromtrennung an einer Membran

Membranverfahren weisen folgende Vorteile gegenüber anderen Stofftrennverfahren auf:

- Geringer Energiebedarf
- Hohe Flexibilität bezüglich sich ändernder Stoffströme
- Modularer Aufbau und damit leicht erweiterbar
- Schnelles An- und Abfahren der Anlagen möglich
- Kein Bedarf an chemischen Hilfsstoffen, frei von Abfallstoffen

Bei technologischer Weiterentwicklung der Membrantechnologie können neue Membranen in das bereits existierende Equipment problemlos eingesetzt werden. Diesen Vorteilen stehen auch Nachteile gegenüber. Membranen sind normalerweise kein Verfahren der Gas-Feinreinigung. Dies wird typischerweise von einer nachgeschalteten Druckwechseladsorption übernommen.

Für die Extraktion von Wasserstoff aus einem Erdgas-Wasserstoff-Gemisch sind Polymermembranen relevant. Allerdings können diese nicht die innerhalb dieser Studie betrachtete Aufreinigung von 98 mol-% auf 99,97 mol-% übernehmen.

Im Fall von Wasserstoff existieren Besonderheiten, die dennoch den Einsatz von Membranen zur Feinreinigung erlauben. Während die Herstellung einer 98 mol-% -Qualität von Wasserstoff verschiedene Membrantypen (z.B. Polymermembranen) erlauben, ist mit zwei Membrantypen die Herstellung der Qualität der Gruppe D möglich. Grund dafür sind zum einen die geringe Molekülgröße, zum anderen eine sehr spezifische Wechselwirkung mit Palladium.

Um hohe Wasserstoff-Reinheiten von bis zu 99,9999 % zu erhalten, werden Palladiummembranen eingesetzt. Einen umfangreichen Überblick zum Stand und den Problemen der Palladium-Membranen findet man in [23]. Pd-Membranen arbeiten üblicherweise im Temperaturbereich von 300 – 700°C.

Es wird unterschieden zwischen reinen Palladium-Membranen und Pd-Legierungen. Palladium ist sehr empfindlich und es werden für reine Pd-Membranen Probleme im Umgang mit CO, Schwefelverbindungen oder Wasser beschrieben, die teilweise temperaturabhängig sind. Mit „palladiumbasierten“ Membranen, sprich Palladium-Legierungen, lassen sich einige der Probleme umgehen.

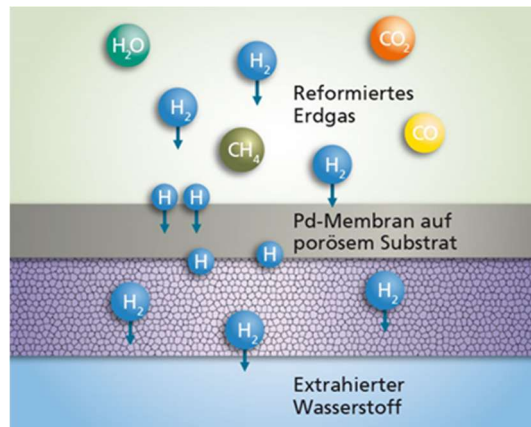


Abbildung 17: Diffusion durch eine Palladiummembran (Quelle Fraunhofer IST)

Nachteilig ist, dass der gesamte Wasserstoff die Membran passieren muss, was eine hohe Permeabilität der Membran und/oder große Membranflächen erfordert. Die Entwicklung geht in Richtung der Minderung des Pd-Anteils, um die Kosten der Membranen zu senken. Aber mit diesem Membrantyp steht u.a. für die Abtrennung von N₂ aus H₂ eine Alternative zur PSA z.B. für kleinere Anwendungen zur Verfügung. Palladiummembranen können formal in das TRL 9 eingeordnet werden, werden aber aus Kostengründen aktuell eher für kleinvolumige Anwendungen eingesetzt.

Neuere Forschungsergebnisse zeigen, dass auch Kohlenstoffmembranen aus Wasserstoff der Gruppe A einen Wasserstoff der Gruppe D herstellen können. Der Entwicklungsstand dieses Membrantyps ist mit TRL 6 einzuordnen. Generell ist festzuhalten, dass die Membrantechnik zwar das TRL 9 aufweist, die einzelnen Membrantypen aber ein geringeres TRL aufweisen können.

5 AP 4: Untergrundgasspeicher

In einem zukünftigem System aus Erzeugung, Transport, Speicherung und Anwendung von Wasserstoff spielen die Untergrundgasspeicher für die Versorgungssicherheit und für den Ausgleich zwischen Produktions- und Verbrauchsschwankungen eine wichtige Rolle. Im nachfolgenden Kapitel werden das Speicherpotenzial in Deutschland sowie Unterschiede zwischen den Speichertypen beschrieben. Mit dem Schwerpunkt auf Kavernenspeicher werden qualitätsverändernde Prozesse erläutert.

Nachfolgend sind die wesentlichen Ergebnisse des Kapitels zusammengefasst.

Ergebnisse auf einen Blick

- Die Speicherung von Gasen in geologischen Formationen führt zu Qualitätsänderungen in Abhängigkeit vom Typ des UGS und der bisherigen Nutzung.
- Es gibt Möglichkeiten der Umstellung von Kavernen, die den späteren Eintrag von Begleitkomponenten aus Resterdgas in den Wasserstoff minimieren.
- Der Eintrag von Wasser in Wasserstoff in einer Kaverne lässt sich nicht verhindern. Mikrobiologische Prozesse können in Kavernen stattfinden, der Umfang dieser hängt von Parametern wie mikrobiologischer Aktivität in der Sole ab.
- Alle in den Wasserstoff eingetragenen Komponenten lassen sich entfernen, der Aufwand variiert je nach Zustand des UGS. Kavernen und Porenspeicher sind in der Umstellung und ihren Auswirkungen auf die Wasserstoffspeicherung signifikant verschieden zu bewerten.

5.1 Speicherstruktur in Deutschland

Untergrundgasspeicher sind das Rückgrat einer stabilen Energieversorgung und sind langfristig notwendig, da sie

- Für eine individuelle und flexible Verbindung von Energieversorgern und -verbrauchern sorgen,
- Schwankungen zwischen Energieerzeugung und -bedarf ausgleichen, sowohl jahreszeitlich als auch im Tagesgang,
- Für Versorgungssicherheit sorgen, da gespeicherte Wasserstoffvolumina eine Reserve darstellen, auf die im Falle des Ausfalls anderer Systemkomponenten (z.B. Havarie einer Import-Pipeline oder Ausfall eines Energieerzeugers) zurückgegriffen werden kann.

Im Falle von Wasserstoffspeicherung kommt den Untergrundgasspeichern nochmals eine gestiegene Bedeutung zu, da

- Volatil, aus erneuerbaren Quellen erzeugter Wasserstoff stärkere Schwankungen im Tagesgang in der Erzeugung bedeutet und auch mit stärker fluktuierendem Bedarf zu rechnen ist, und
- Untergrundgasspeicher künftig in größerer Anzahl benötigt werden, da mit der Umstellung auf erneuerbare Energien auch größere Mengen Energie heimisch erzeugt und demzufolge weniger importiert werden soll.

Im Falle von großvolumiger Energiespeicherung bieten nur Untergrundgasspeicher die notwendigen Speicherkapazitäten, die um mehrere Magnituden höher liegen als andere Speichervarianten wie z.B. Batteriespeicher oder Pumpspeicher. Dieses Merkmal stellt das entscheidende Alleinstellungsmerkmal der Untergrundgasspeicher dar und daher ist es notwendig sich mit ihnen auch speziell im Zusammenhang mit Wasserstoff zu befassen.

Als Ausgangspunkt zur Ermittlung des H₂-Speicherpotentials in Deutschland diene die aktuelle Speicherübersicht des LBEG¹⁸. Derzeit sind in Deutschland 47 UGS in Betrieb (Abbildung 18), davon 16 Porenspeicher und 31 Kavernenspeicher.

Porenspeicher zeichnen sich in erster Linie durch ihre Größe, das Speichervolumen, aus. Nachteilig ist, dass Porenspeicher über einen langen Zeitraum Reste des Gases enthalten, welches vor der geplanten Nutzung in dieser geologischen Struktur enthalten war.

Kavernenspeicher zeichnen sich durch ein freies Hohlraumvolumen, große Flexibilität des Wechsels zwischen Ein- und Ausspeicherbetrieb, höhere Ein- und Ausspeiseraten, relativ geringem Kissengasanteil sowie ein geringeres Risiko der Kontamination des Wasserstoffs durch Begleitstoffe bzw. geringere mikrobielle Aktivität in der Kaverne aus. Die Qualität des gespeicherten Gases wird hauptsächlich durch die Begleitstoffe bestimmt, die mit in die Kaverne eingetragen werden.

Aus technischer Sicht sind differierende Umstellungsprozesse in den beiden UGS Typen zu erwarten. Bezüglich Kavernen kann von einer prinzipiellen Eignung für die Wasserstoffspeicherung gesprochen werden. Dies schließt Einzelfallprüfungen in Abhängigkeit von Vornutzung und Geometrie der Kaverne nicht aus.

18 LBEG - Stand 2020, verfügbar unter: <https://www.lbeg.niedersachsen.de/erdoel-erdgas-jahresbericht/jahresbericht-erdoel-und-erdgas-in-der-bundesrepublik-deutschland-936.html>

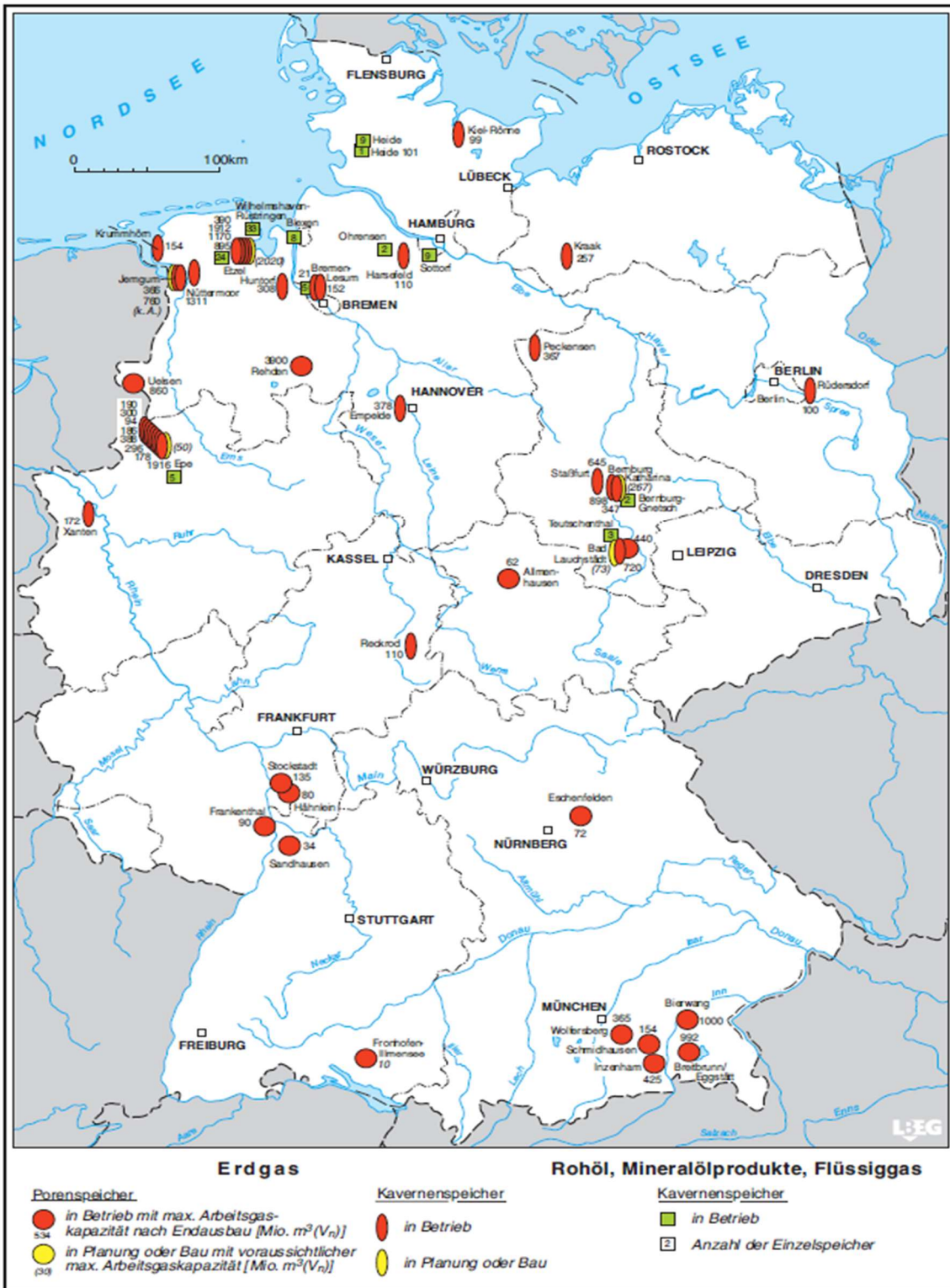


Abbildung 18: Übersicht der Gasspeichern in Deutschland (LBEG - Stand 2020)¹⁹

¹⁹ LBEG - Stand 2020, verfügbar unter: <https://www.lbeg.niedersachsen.de/erdoel-erdgas-jahresbericht/jahresbericht-erdoel-und-erdgas-in-der-bundesrepublik-deutschland-936.html>

5.2 Spezifische Unterschiede

Grundsätzlich werden zwei verschiedene Typen von Untergrundgasspeichern unterschieden:

- Porenspeicher, die sich wiederum in Aquifere und ausgeförderte Öl- und Gaslagerstätten unterscheiden lassen, sowie
- Hohlraumspeicher, die sich in Salzkavernenspeicher (der in Deutschland häufigste Typ) und Spezialtypen wie alte Bergwerke und Felskavernen unterteilen lassen.

In den folgenden Abschnitten werden die wesentlichen Merkmale von Poren- und Kavernenspeichern dargelegt. Entsprechend ihrer geologischen Gegebenheiten ist mit unterschiedlichen Verunreinigungen des Speichergases zu rechnen. Aufgrund dieser Tatsache muss sich mit den Prozessen, die die Gasqualität beeinflussen, detailliert befasst werden. Dies erfolgt im Kapitel 5.5.

Die wesentlichen Unterschiede zwischen Kavernenspeichern und Porenspeichern bestehen in der Speicherkapazität und der Speicherflexibilität:

- Porenspeicher besitzen wesentlich größere Speichervolumina, jedoch sind sie aufgrund ihrer geologischen Gegebenheiten weniger flexibel im Vergleich zu Kavernen.
- Kavernenspeicher zeichnen sich durch einen geringen Anteil von Kissengas (KGV) gegenüber Porenspeichern aus.

Die wesentlichen Unterschiede sind im Anhang 3 zusammengefasst. In Bezug auf die Gasqualität bei der Wasserstoffuntergrundspeicherung sind insbesondere die folgenden spezifischen Unterschiede von Poren- und Kavernenspeichern hervorzuheben:

- Ein- und Ausspeicherraten: Kavernen-UGS sind flexibel und könnten, da sie nicht an eine Porenstruktur gebunden sind, technisch gesehen mehrmals pro Jahr befüllt und geleert werden.
- Poren-UGS haben eine heterogene Umgebung, dies führt zu einer Vielzahl an möglichen Begleitstoffen. Während eine Gastrocknung immer erforderlich ist, kann aufgrund der Vielzahl an Begleitstoffen die Gasaufbereitung bei Poren-UGS aufwendiger sein als bei Kavernen-UGS.

Zusammenfassend sind Kavernenspeicher aufgrund der geringeren technischen Anforderungen gegenüber Porenspeichern sehr viel flexibler und dadurch besser planbar.

In dieser Studie liegt der Fokus auf den Kavernen-UGS. Die Kenntnis über mögliche Verunreinigungen von Wasserstoff durch Prozesse in Porenspeichern ist dennoch notwendig und sollte Gegenstand weiterer Untersuchungen sein, da dies nicht nur die deutschen Poren-UGS betrifft, sondern auch Poren-UGS im Ausland. Diese werden perspektivisch für die Wasserstoffspeicherung genutzt, anschließend der zwischengespeicherte Wasserstoff mit gegebenenfalls zusätzlichen Gasbegleitstoffen nach Deutschland exportiert.

Die Gesamt- und Arbeitsgasvolumina für Erdgas sind sowohl für die Kavernen- als auch Porenspeicher öffentlich verfügbar. Weiterhin sind Daten zur Teufe und zur maximalen Ein- und Ausspeicherrate verfügbar.

Das speicherbare Wasserstoffvolumen (Gesamt- und Arbeitsgasvolumen) kann anhand der Minimal- und Maximaldrücke sowie der Temperaturen im Speicher individuell berechnet werden. Im Rahmen dieser Studie wurde auf die Ausarbeitungen im Referenzprojekt „HyReady“, WP 3 [24], zurückgegriffen: in diesem Projekt wurden für die Speichertypen Kaverne, Aquifer und ausgeförderte Lagerstätte Daten zu 725 UGS in Europa, den USA und Kanada recherchiert, wobei der Ausgangspunkt die Datenbasis der Gas Infrastructure Europe [25] war, die um Daten aus verschiedensten Quellen der außer-europäischen UGS ergänzt wurde. Anhand dieser Daten konnten mittels der Gasgleichungen für Erdgas und Wasserstoff die Arbeitsgasvolumina von Erdgas auf die von Wasserstoff umgerechnet werden:

$$p \cdot V = m \cdot R_i \cdot T \cdot Z(p, T) \quad \text{Gleichung 8}$$

$$V_N = V_{(p,T)} \cdot \frac{p_{res}}{p_N} \cdot \frac{T_N}{T_{res}} \cdot \frac{1}{Z(p,T)} \quad \text{Gleichung 9}$$

Gleichung (9) kann sowohl für Wasserstoff als auch für Erdgas aufgestellt werden. Da der Wert für das Gasvolumen unter den Druck- und Temperaturbedingungen im Speicher ($V_{(p,T)}$) gleich ist, kann folgende Gesamtgleichung aufgestellt werden.

$$AGV_{H_2} \cdot \frac{p_N}{p_{res}} \cdot \frac{T_{res}}{T_N} \cdot Z(p,T)_{H_2} = AGV_{Erdgas} \cdot \frac{p_N}{p_{res}} \cdot \frac{T_{res}}{T_N} \cdot Z(p,T)_{Erdgas} \quad \text{Gleichung 10}$$

Gleichung (10) kann nach dem Arbeitsgasvolumen von Wasserstoff umgestellt werden, so dass sich die Größen p_N , p_{res} , T_N und T_{res} herauskürzen und sich folgende Gleichung für die Ermittlung des Wasserstoff-Arbeitsgasvolumens ergibt:

$$AGV_{H_2} = AGV_{Erdgas} \cdot \frac{Z(p,T)_{Erdgas}}{Z(p,T)_{H_2}} \quad \text{Gleichung 11}$$

Die Ergebnisse der Projekts „HyReady“ wurden dahingehend ausgewertet, ob sich - unterteilt in die verschiedenen UGS-Typen - durchschnittliche Umrechnungsfaktoren zwischen Erdgas- und Wasserstoff-AGV ermitteln lassen. Dazu wurden die Mittelwerte der AGV für Wasserstoff mit denen von Erdgas verglichen und die in Tabelle 17 zusammengefassten Umrechnungsfaktoren aufgestellt:

Tabelle 17: Umrechnungsfaktoren, ermittelt aus Vergleichsprojekt

Umrechnungsfaktoren Erdgasvolumen: H ₂ -(Mischgas-)volumen	
UGS-typen	100 Vol.-% H ₂
Kavernenspeicher	0,679
Porenspeicher	0,691

Das reduzierte Wasserstoff-Arbeitsgasvolumen im Vergleich zu Erdgas (unter gleichen Druck- und Temperaturbedingungen und dem gleichen geometrischen Speichervolumen) ist durch die geringere Dichte und Kompressibilität des Wasserstoffs im Vergleich zum Erdgas begründet.

Die energetische Speicherkapazität reduziert sich für Wasserstoff (-Beimischungen) durch den ca. 3,5-fach geringeren Heizwert von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas zusätzlich. Weiterhin wurde anhand der öffentlich verfügbaren Daten ermittelt, wie homogen oder heterogen die Kavernen- und Porenspeicher sind. Dazu wurde ein Vergleich des Verhältnisses des Arbeits- zum Gesamtgasvolumen aufgestellt.

Die Kavernen-UGS sind in Bezug auf das Arbeits- zum Gesamtgasvolumen deutlich homogener im Vergleich zu den Porenspeichern (Abbildung 19).

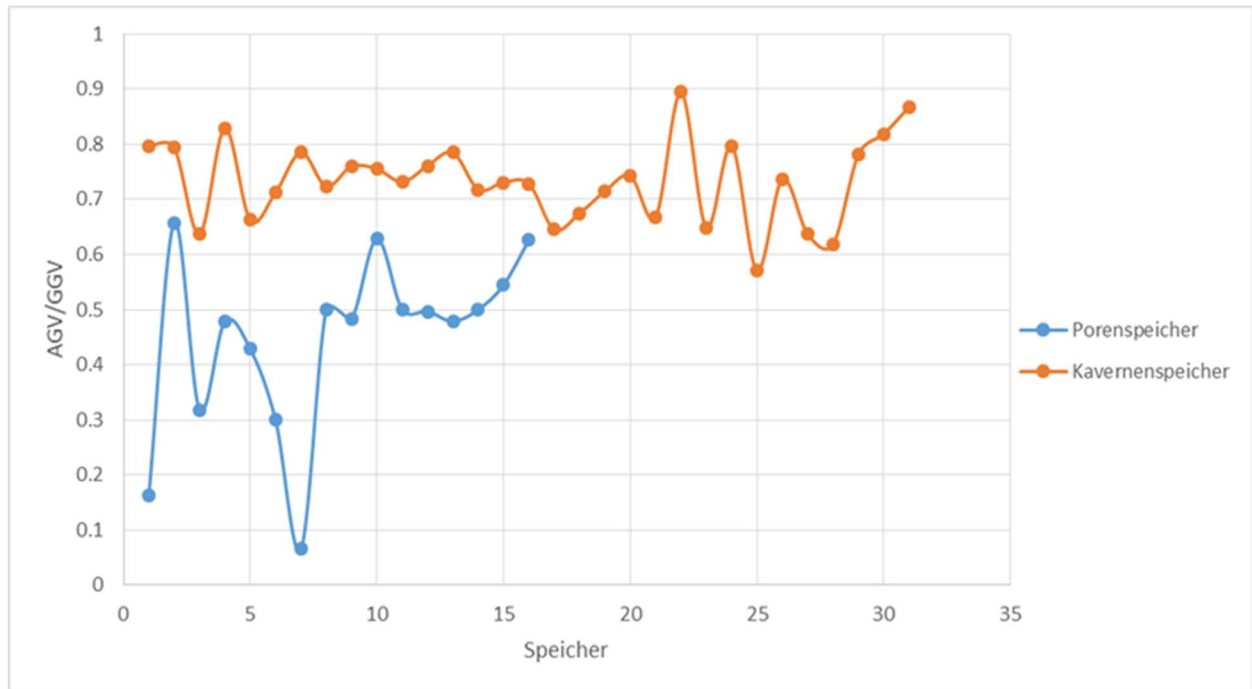


Abbildung 19: Verhältnis zwischen AGV und KGV für die deutschen UGS

Im Vergleich zum Erdgasbetrieb wird bei Wasserstoffbetrieb ca. der 3,5-fache Volumenstrom benötigt, um die gleiche energieäquivalente Ein- und Ausspeicherleistung bereitzustellen. Dies ist aber aufgrund der Limitierungen von

- Rohrdurchmessern und Begrenzung von Strömungsgeschwindigkeiten (Vermeidung von Abrasion),
- im Falle von Kavernenspeichern der maximal zulässigen Druckänderung von 10 bar/d (Gewährleistung geomechanischer Stabilität),
- im Falle von Porenspeichern durch Eigenschaften des Porenraums (Porosität und Permeabilität),
- Verdichtern aufgrund ihres Ausgangsdrucks und
- bei der Gasaufbereitung aufgrund der Effizienz der Prozesse (notwendige Verweilzeit des Gases in der Aufbereitungsunit)

nicht ohne weitere Anpassungsmaßnahmen möglich.

Entsprechend wird davon ausgegangen, dass im Betrieb mit Wasserstoff (-Beimischungen) die volumetrische Ein- und Ausspeicherleistung im Vergleich zum Erdgasbetrieb unverändert bleibt. Entsprechend verringert sich die energetische Ein- und Ausspeicherleistung um ca. Faktor 3,5 aufgrund des geringeren Heizwerts von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas. Jedoch kann diese Energiebereitstellung durch Veränderung der Speicheranlage erhöht werden, was im Rahmen des Anlagenneubaus gleichzeitig eine Erweiterung der Obertageanlage als auch ggf. zusätzliche Kavernen mit größeren Tubing-Durchmessern erfordern würde.

5.3 Vergleich Wasserstoffspeicherbedarf und theoretisch vorhandenes Speicherpotenzial

Im Jahr 2021 wurden durch das BMWK verschiedene Langfristszenarien für die Dekarbonisierung Deutschlands bis 2045 entwickelt, darunter auch für das Strom- und Gasnetz. Die zentrale Fragestellung war dabei die Klärung der techno-ökonomischen Wirkungen verschiedener Pfade bzw. Szenarien. Hier wurden für das Strom – und Gasnetz unter anderem verschiedene Annahmen die unten aufgeführten 3 Szenarien modelliert, die sich hinsichtlich ihres Bedarfs an Wasserstoff in den verschiedenen Sektoren (Verkehr, Gebäude, Industrie und GHD / Geräte unterscheiden. Auf der Netzebene wurden entsprechend auch unterschiedliche Wasserstoffspeicherbedarfe identifiziert.

- Ein Szenario mit starkem Wasserstoff-Einsatz (TN-H₂-G),
- Ein Elektrifizierungsszenario mit starkem Stromeinsatz (TN-Strom) und
- Ein Szenario mit starkem Einsatz synthetischer Kohlenwasserstoffe (TN-PtG/PtL)

Die Wasserstoffspeicherbedarfe der Szenarien TN-H₂-G und TN-Strom sind in der Tabelle 19 zusammengefasst (da sie den minimalen und maximalen erwarteten H₂-Speicherbedarf beinhalten), dem gegenüber gestellt wurden die theoretisch vorhandenen Wasserstoffspeicherkapazitäten bei Umstellung aller vorhandenen UGS in Deutschland (detaillierte Gasvolumina der UGS in Deutschland sind im Anhang 2 einzusehen):

Tabelle 18: Speicherkapazitäten UGS Deutschland und Vergleich mit Langfristszenarien BMWK

UGS-Typen	Kumulative Speicherkapazität existierende UGS in Deutschland					Szenario 1: TN-Strom	Szenario 2: TN-H ₂ -G
	Erdgas-AGV	H ₂ -AGV	H ₂ -AGV	Einspeicher-Kapazität	Aus-speicher-Kapazität	H ₂ -Speicherbedarf 2045	H ₂ -Speicherbedarf 2045
	Mio. m ³ i.N.	Mio. m ³ i.N.	TWh	1000 m ³ /h	1000 m ³ /h	TWh	TWh
Porenspeicher	8.615	5.952	18	3.273	6.075	73	47
Kavernenspeicher	15.087	10.244	31	6.465	22.085		
Gesamt	23.702	16.196	49	9.738	28.160		

Zur Bereitstellung der in den Langfristszenarien vorgesehenen H₂-Speicherkapazitäten sind sowohl die Poren- als auch die Kavernen-UGS notwendig. Bei dem Szenario TN-Strom ist mit dem Neubau weiterer Speicher zu rechnen. Die zu erwartende Wasserstoffnachfrage wurde schon in AP1 erläutert, was auch Importe einschließt.

Aufgrund der Komplexität von Porenspeichern wird davon ausgegangen, dass nicht alle dieser Speicher für eine Wasserstoffspeicherung geeignet sind. Entsprechend sind zusätzliche Kavernen zur Deckung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs notwendig.

5.4 Qualitätsverändernde Prozesse in Kavernenspeichern

5.4.1 Generelle Effekte und Prozesse

Kavernen sind in der Regel homogen, dicht und bestehen aus einer Salzformation, die während des Speicherprozesses selbst keine Wechselwirkung mit dem Gas eingeht. Dennoch werden auch in Abhängigkeit von Alter und Nutzung der Kaverne Komponenten in das zu speichernde Gas eingetragen:

- Wasser und Feuchte in der Kaverne und dem Sumpf
- Restbestandteile früherer Speichermedien sowie
- Betriebsmittel, Feststoffe

Im Falle der Speicherung von Wasserstoff sind zwei weitere qualitätsrelevante Faktoren zu beachten:

- Möglichkeit der Speicherung von unterschiedlichen Wasserstoffqualitäten (Gruppe A oder Gruppe D) mit verschiedenen Begleitkomponenten
- Möglichkeit von mikrobiellen Prozessen im Kavernensumpf und Übertritt von hier gebildeten Gasen in den Gasraum und somit Verunreinigung des Speichergases. Hier sind insbesondere die Bildung von Schwefelkomponenten, v.a. H₂S zu beachten.

Die Gasqualität auf der Ausspeicherseite hängt von der Qualität des eingespeicherten Gases und den möglicherweise auftretenden mikrobiellen Prozessen in der Kaverne ab. Die Gasqualität auf der Einspeicherseite kann durch eine vorherige Aufbereitung gesteuert werden, jedoch ist die initial vorhandene Mikrobiologie nur durch Zugabe externer Medien wie z.B. verpumpen von sterilem Wasser oder Bakteriziden beeinflussbar. Es muss dann entsprechend dem Verwertungspfad und der benötigten Gasqualität geprüft werden, ob es sinnvoller ist, das Gas vor der Einspeicherung oder nach der Ausspeicherung aufzubereiten.

Kavernenspeicher sind in Deutschland durch Temperaturen von 15 bis 60 °C sowie Sauerstoffabwesenheit gekennzeichnet. Es liegen darüber hinaus ein hoher Salzgehalt bis zur gesättigten Sole und ein hoher hydrostatischer Druck vor.

In Kavernen können die Mikroorganismen von außen eingebracht werden, (allochthone), z.B. durch Spülwasser während des Solprozesses, oder im Untergrund vorhanden sein (autochthone). Die mikrobielle Aktivität ist sehr individuell und standortspezifisch. Initial kommen in Salzformation jedoch keine Mikroorganismen vor.

In zahlreichen Kavernen-UGS wurde unter anaeroben Bedingungen die Anwesenheit von thermophilen, barophilen (-toleranten) und halophilen (-toleranten) Mikroorganismen nachgewiesen. Die Abbildung 20 stellt die erfahrungsgemäße Vielfalt an Mikroorganismen, die in einem Kavernenspeicher in Frage kommen, dar.

Die Stimulation des mikrobiellen Wachstums erfolgt durch partielle Wasserstoffeinspeisung. Wasserstoff dient als universeller Elektronendonator für Prokaryoten und wird bei Verfügbarkeit geeigneter Elektronenakzeptoren mit hoher Affinität bis zu sehr kleinen Restkonzentrationen abgebaut [26]. Als Elektronenakzeptoren kommen Nitrat (oder Nitrit), Sulfat, Metall-Ionen (z.B. dreiwertiges Eisen), elementarer Schwefel und CO₂ in Frage. Als Produkte entstehen aus der Nitratreduktion N₂ oder NH₃, aus der Sulfatreduktion und der Schwefelreduktion H₂S, aus der Eisenreduktion reduzierte Fe(II)-salze und aus der CO₂-Reduktion Methan oder Essigsäure.

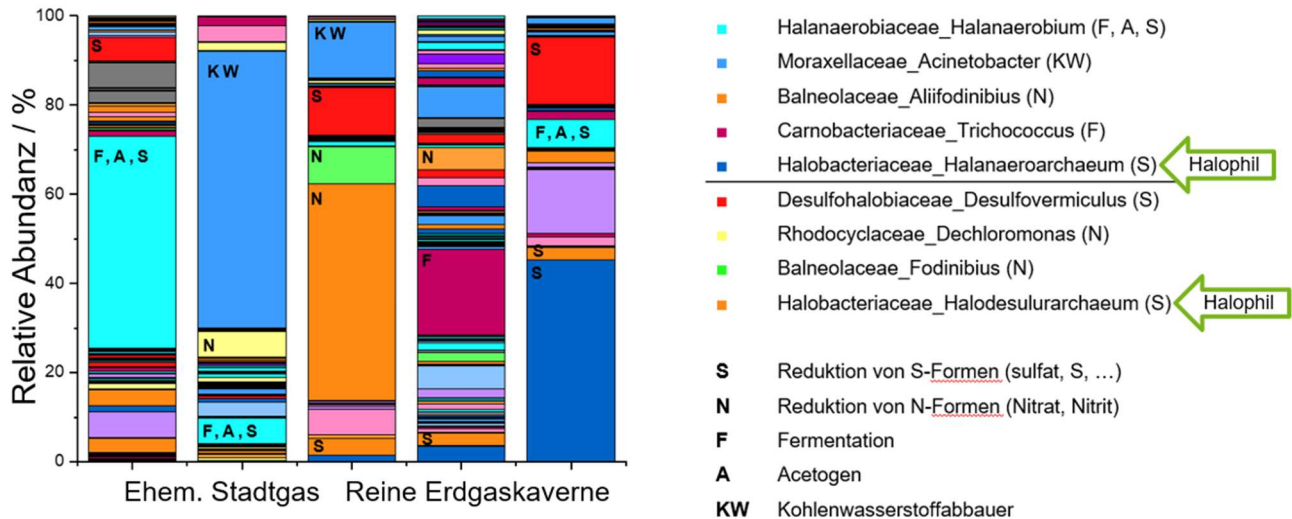


Abbildung 20: Mikrobielle Diversität der Kasernensümpfe (MicroPro)20

Die Halobacteriaceae (halophil) sind von großer Bedeutung, da diese Sulfatreduktion verursachen können und somit die Bildung von H₂S (siehe Abbildung 21).

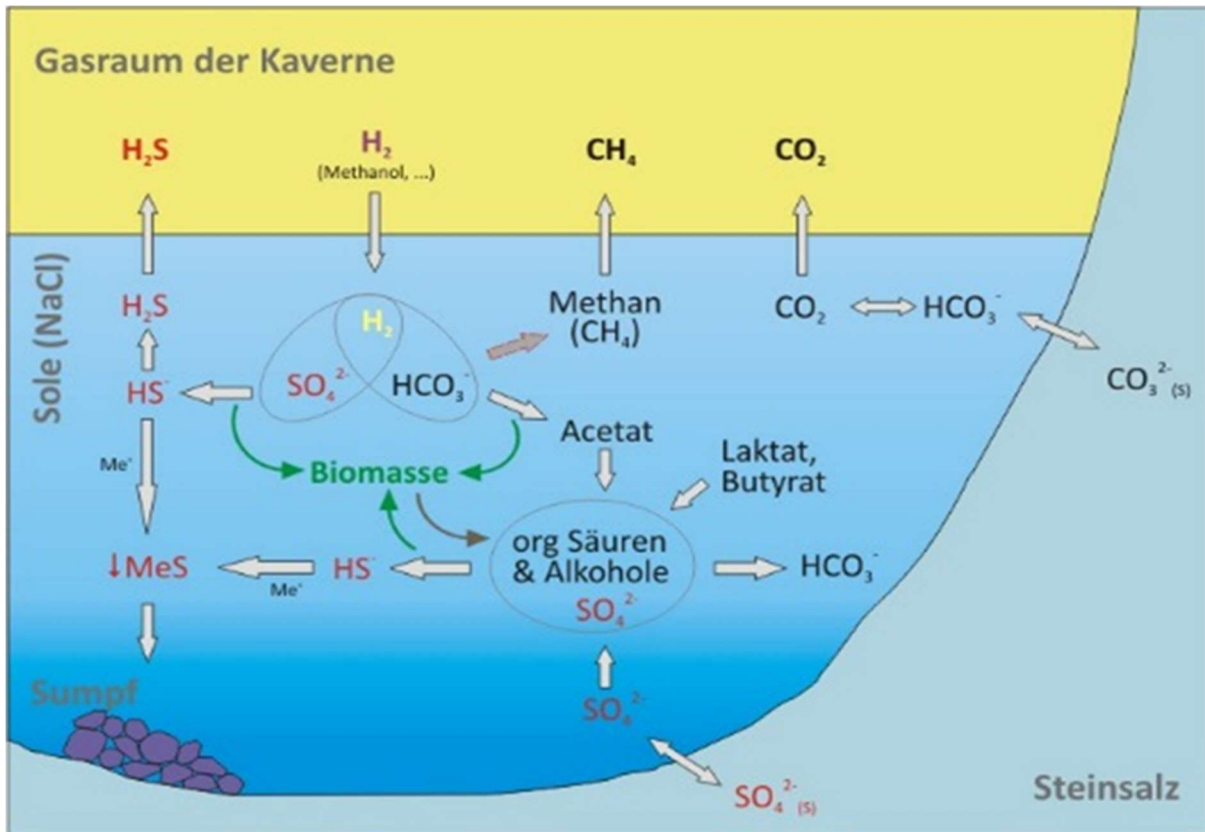


Abbildung 21: mögliche Reaktionen in Kasernensumpf (MicroPro)21

Damit diese Stoffwechselprozesse und Reaktionen erfolgen können, ist neben der Energiequelle Wasserstoff auch eine Kohlenstoff- und / oder Sulfat- bzw. Sulfidquelle notwendig. Dies ist in umgestellten Erdöl- und Erdgaskavernen von Bedeutung, wenn beim Umstellungsprozess ein gewisser Teil Resterdgas- oder Erdöl in der Kaverne verbleibt oder sich im Sumpf absetzt. Eine weitere Kohlenstoff-Quelle besteht im Solprozess, wenn Diesel als Blankett verwendet wurde. Mit dem Diesel werden darüber hinaus auch Schwefelverbindungen eingetragen.

Ob aus der CO₂-Reduktion Methan oder Essigsäure entsteht, ist hingegen nicht ohne weiteres vorhersagbar und hängt von spezifischen Umgebungsparametern ab. Laboruntersuchungen zeigten, dass die Methanogenese ($CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$) bei einem Salzgehalt von über 150 g/L nicht stattfindet.

Wenn diese Reaktionen in der Kaverne stattfinden, resultiert ein zusätzlicher technischer Aufwand für die Gasaufbereitung und es erfolgt eine schnellere Abnutzung der Bohrungskomplettierung durch z.B. Korrosion der sicherheitstechnischen Einrichtungen (u.a. Tubing, USAV, Packer).

Der Einsatz von Kohlenwasserstoffen als Blankett in der Kaverne dient der physischen Trennung der Sole von der Gasphase darüber bzw. dem Schutz des Kavernendaches bei der Solung. Als Blankett werden Mischungen hoch siedender Kohlenwasserstoffe eingesetzt. Aus diesen Mischungen können einzelne Komponenten in die Gasphase, hier Wasserstoff, diffundieren. Die Konzentration im H₂ ist abhängig vom Dampfdruck und damit von der Kettenlänge der Kohlenwasserstoffe. Die Konzentration hochsiedender Kohlenwasserstoffe könnte auf diese Weise unterhalb des zulässigen Wertes von 2 ppm im Wasserstoff bleiben, auch abhängig von der Gastemperatur. Somit ist das Auftreten einer erhöhten Konzentration von Kohlenwasserstoffen im Wasserstoff als speicherspezifisch einzustufen. Im Erdgas spielte dies keine Rolle, so dass die Kenntnisse zum Phasenübergang Flüssigkeit (Blankett) / Gasphase (Wasserstoff) als lückenhaft einzustufen sind.

Zum langfristigen Schutz des Anlagenbestands, der Einrichtungen und zur Gewährleistung einer konstanten Gasqualität bzw. hohen Wasserstoffreinheit ist die Vermeidung von Verunreinigungen vor dem Einspeicherungsprozess der Schlüssel. Praxisbeispiele zeigen, dass diese für neu errichtete Kaverne zu bewerkstelligen ist.

5.4.2 Mikrobielle Aktivität von neu errichteten Kavernen

Eine Voraussage bezüglich der Bildung von Schwefelverbindungen in Kavernen, die bisher nicht für die Speicherung von Erdgas genutzt wurden, ist kaum möglich und als speicherspezifisch einzustufen. Die prinzipiellen Voraussetzungen, die Anwesenheit der beiden notwendigen Komponenten Wasserstoff und Sulfat in der Sole ist gegeben. Der Eintrag geeigneter Bakterienstämme für die H₂S-Bildung könnte z.B. über den Solprozess erfolgen.

Der Eintrag von Bakterien in UGS ist kein Ausnahmefall und für Erdgas häufiger dokumentiert. Bezogen auf Wasserstoff erfolgt im Projekt H₂UGS [27] eine gezielte Probenahme der Sole für die mikrobiologische Untersuchung. Es wurde mikrobiologische Aktivität nachgewiesen, sodass für diese Kaverne des UGS Bad Lauchstädt bei Umstellung auf Wasserstoff eine H₂S-Bildung erwartet wird. Die Konzentration des H₂S lässt sich im Vorfeld nicht kalkulieren, da neben der unsicheren Bildungsrate auch der Stoffaustausch zwischen Sole und Gasphase, d.h. der Übergang des H₂S aus der Sole in den Wasserstoff, berücksichtigt werden muss.

In einem anderen Fall, einer H₂-Kaverne in den USA (Moss Bluff Dome, Texas, 70 – 135 bar) innerhalb eines Wasserstoffnetzes, wurde keine mikrobiologische Aktivität festgestellt. Der Betreiber Linde hat bisher kein Schwefelwasserstoff nachgewiesen [28]. Diese Kaverne wurde niemals für Erdgas genutzt, sodass Kohlenwasserstoffe und CO₂ als „Nahrungsquelle“ für Mikroorganismen zu keinem Zeitpunkt zur Verfügung standen. Linde misst kontinuierlich die CO₂-Konzentration im Wasserstoff nach Ausspeicherung aus der Kaverne. Hintergrund ist die Möglichkeit des Vorhandenseins von CO₂ in der Sole, was eine mikrobiologische Aktivität hervorrufen könnte.

5.4.3 Übersicht über qualitätsverändernde Prozesse

Je nach Erzeugungsprozesse und Aufbereitungsverfahren sowie Transportweg des Wasserstoffes können unterschiedliche Verunreinigungen bzw. Begleitstoffe auftreten. Diese Begleitstoffe können verschiedenen Reaktionen im Untergrund (Abbildung 21) verursachen, somit auch die Gasqualität in der Ausspeicherseite verringern. Eine Auflistung der möglichen Verunreinigung in der Ein- und Ausspeicherseite ist in Tabelle 19 zu sehen.

Tabelle 19: Mögliche Begleitstoffe in der Ein- und Ausspeicherseite

Einspeicherseite					Ausspeicherseite			
Stoffe	Quelle	neue Kaverne	umgestellte Kaverne	beeinflussbar (ja/nein)	Quelle	neue Kaverne	umgestellte Kaverne	beeinflussbar (ja/nein)
N ₂	Blankett, Rohrleitung, Abfüllstationen, Transport	X	X	ja	Blankett-Restbestandteil	X	X	nein
H ₂ S					SO ₄ ²⁻ -Reduktion durch Sulfat-reduzierender Bakterien	X ¹⁹	X	nein
CO ₂	H ₂ Prozess (spez. SMR)				entsteht durch die Zersetzung von Acetat, das von hydrogenotrophen Bakterien produziert; gelöst im Sole	X ¹⁹	X	nein
H ₂ O	H ₂ Prozess, Transport	X	X	ja	Wasserdampf	X	X	nein
CH ₄	H ₂ Prozess (spez. SMR) Dampf-Methan-Reformierung	X	X	ja	Methanogenese und für umgestellte Kaverne zählt auch die Erdgasrückstände; Reste gelöst in Sole	X ¹⁹	X	nein
O ₂	H ₂ Prozess (spez. Elektrolyse), Transport	X	X	ja				
CO	H ₂ Prozess (spez. SMR) Dampf-Methan-Reformierung	X	X	ja				
Feststoffe (Metalle, Staub, etc.)	Verunreinigung durch Fernleitung				H ₂ -Metall Reaktion bei Verwendung nicht geeignete Stähle	X	X	nein
Salzlösung					Sumpf	X	X	nein
Biofilm					unterirdische bakterielle Reaktion	X ²²	X	nein
KW (Ethan, Propan, Butan, etc)	Abfüllstationen/ Dreckbehälter-Anhänger	X	X	ja	Diesel-Blankett, Erdölbestandteile Resterdgas-,	(X) ²³	X	nein

²² Standortabhängig. Hier ist ein Nachweise der Mikroorganismen im Untergrund erforderlich

²³ Falls KW-Blankett zu Solung eingesetzt wurde

Die Gasqualität wird stark durch die Menge der Begleitstoffe, also deren Konzentration im Wasserstoff bestimmt. Auf der Einspeicherseite können Wasser aus dem Erzeugungsverfahren (Elektrolyse, Pyrolyse, Ammoniak-Cracking, Steam Reforming), aber auch verschiedene Verunreinigungen, die sich in den Transportpipelines befinden, den Wasserstoff verunreinigen. Wasser sollte möglichst immer am Speicher abgetrennt werden, damit Kondensation in der Pipeline und somit auch weitere technischen Probleme vermieden werden können. Die Verunreinigungen auf der Ausspeicherseite werden im Wesentlichen durch die Gegebenheiten des geologischen Untergrunds und im Speziellen durch die bereits vorhandenen Reste früherer Speichermedien bestimmt.

Bei neu errichteten Kavernen ist mit keinen oder nur minimalen Verunreinigungen auf der Ausspeicherseite zu rechnen. Die in Tabelle 19 aufgeführten Verunreinigungen können nur dann auftreten, wenn neben Mikroorganismen auch eine Kohlenstoff- und / oder Sulfatquelle gegeben ist. Diese Stoffe stammen immer von extern eingebrachten Medien, aber nicht von der Salzformation selbst.

Je nach Anwendungsfall kann es sinnvoller sein, die Aufbereitung auf der Ein- oder Ausspeicherseite zu installieren, alternativ direkt beim Anwender. Die Entscheidung zugunsten einer der drei Aufbereitungsvarianten hängt einerseits von der Einbindung des Speichers in das Netz (Inselnetze, Transportnetze, Verteilnetze), und andererseits von den Qualitätsanforderungen der Abnehmer sowie vom Speicher selbst ab.

Allerdings ist eine Gastrocknung auf der Ausspeicherseite eines UGS in jedem Fall vorzusehen, da Wasser immer vorhanden ist und dieses schädlich für weiteres Equipment in der Prozesskette ist.

In Summe sollte von vornherein klar sein, welche Qualität das ausgespeicherte Gas haben soll. Ein Betrieb eines Kavernenspeichers mit Ausspeicherqualität Gruppe D bei Einspeisung von Gruppe A wäre nur unter sehr hohem Aufwand möglich, da

- die Gasaufbereitung angepasst werden müsste und
- Speicher ein „Gedächtnis“ haben und immer Spuren vormals gespeicherter Komponenten in der Kaverne zurückbleiben, die sich wiederum mit dem eingespeicherten Gas vermischen können.

Wasserstoff der Qualität Grade A (98 mol-%) kann vom Kavernenspeicher bereitgestellt werden. Die gängigen Aufbereitungsvarianten sind in der Lage, die entsprechenden Begleitkomponenten abzutrennen.

6 AP 5: Netze

Ein zukünftiges Wasserstoffnetz wird auf dem existierenden Transport- und Verteilnetz für Erdgas basieren. Dies ist volkswirtschaftlich notwendig und sinnvoll, erfordert allerdings unter dem Aspekt der Qualitätsanforderungen für Wasserstoff je nach Zustand des Leitungsabschnittes technische Anpassungen am Netz.

Ergebnisse des Arbeitspaketes auf einen Blick

- Es kann aus Vornutzung der Leitungen und deren Betrieb zu Einträgen von Stoffen und resultierend zu Veränderungen der H₂-Qualität kommen. Über neu gebaute Leitungen kann Wasserstoff in sehr hoher Qualität transportiert werden.
- Für eine Bewertung bezüglich einer möglichen zu transportierenden Gasqualität sind Bestandsleitungen und Neubau sowie Verteil- und Fernleitungsnetz zu differenzieren. Die Molchbarkeit einer Leitung erleichtert deren Umstellung auf Wasserstoff und die anschließende Nutzung für Wasserstoff sehr hoher Qualität. Wurden in Leitungsabschnitten noch Stadtgas bzw. in neuerer Zeit Biogas transportiert, können zusätzliche Komponenten aus den Leitungen in den Wasserstoff eingetragen werden. Odoriermittelablagerungen in Leitungsnetzen können ebenfalls zu einer Verunreinigung von Wasserstoff mit diesen Stoffen führen.
- Diese Verunreinigungen betreffen mengenmäßig untergeordnete Komponenten wie Kohlenwasserstoffe oder Schwefelverbindungen, für die vor allem für die Gruppe D sehr niedrige Grenzwerte definiert sind.
- Die Einträge aus den Rohrleitungen können einfach und relativ kostengünstig durch adsorptive Reinigung des Gases entfernt werden. Ggf. ist eine Reinigung der Leitungen im Zeitpunkt der Umstellung möglich, jedoch fehlen dazu praktische Erfahrungen.
- Somit besteht grundsätzlich die Möglichkeit, H₂ mit hoher Reinheit in das Netz zu geben und wenn notwendig bedarfsgerecht die einzelnen Komponenten abzutrennen, die durch Ablagerungen in den Rohrleitungen und den Betrieb des Netzes eingetragen werden

6.1 Umstellen von Leitungen / Netzen auf Wasserstoff

Die Gasindustrie hat folgende Erfahrungen bezüglich der Umstellung von Gasleitungen:

- Von Stadtgas/Kokereigas auf Erdgas
- Von L-Gas auf H-Gas
- die Umstellungen von Odoriermitteln

Diese Umstellungen lassen sich nicht mit der Umstellung eines Netzes auf Wasserstoff vergleichen. Dennoch helfen einige der Erfahrungen aus diesen Umstellungen, Schlussfolgerungen für die bevorstehende Umstellung von Leitungen auf H₂ zu treffen. Es liegen Erfahrungen zur Gruppe der Kohlenwasserstoffe und Schwefelverbindungen vor.

Anzumerken ist, dass die oben genannten Umstellungen keine gesonderten Reinigungsmaßnahmen erforderten. Reinigungsmaßnahmen wie Molchungen finden primär im turnusmäßigen Rhythmus statt, um Ablagerungen und Kondensate zu entfernen und den Zustand des Leitungsabschnittes zu überprüfen. Im Zuge von Umstellungen von Pipelines auf Wasserstoff wird der Einsatz von Reinigungsmolchen dagegen zum Standardprozedere gehören.

Erfahrungen mit Kohlenwasserstoffen

Langkettige bzw. hochsiedende Kohlenwasserstoffe lassen sich auch nach Jahrzehnten im Leitungsnetz nachweisen. Dies betrifft eindeutig Naphthalin und langkettige Kohlenwasserstoffe, deren Eintrag im Zeitraum 1992/93 beendet wurde. Über 20 Jahre war diese Verbindungen z.T. in der Gasphase in Hochdruckleitungen nachweisbar. In Ablagerungen aus Verteilnetzen entsprechenden Alters ist Naphthalin neben anderen PAK (Polyzyklische Aromatische Kohlenwasserstoffe) weiterhin feststellbar. Außerdem liegen Erfahrungen zu Glykolen vor. Diese werden bei Eintrag aus den TEG-Gastrocknungen sehr lange Strecken (>> 100 km) transportiert und sind ebenfalls lange nachweisbar.

Die Konzentration dieser hochsiedenden Verbindungen im Gasstrom ist auf Grund des geringen Dampfdruckes nicht sehr hoch, konkret ist eine Größenordnung von 2 bis 10 mg/m³ zu erwarten. Schwankungen sind in Abhängigkeit von der Verweildauer des Wasserstoffs (Strömungsgeschwindigkeit) zu erwarten. Diese Stoffe fallen in die Gruppe der Nichtmethankohlenwasserstoffe mit einem Grenzwert von 2 ppm für die Qualität Gruppe D, der überschritten würde.

Erfahrungen mit Schwefelverbindungen

Verschiedene Schwefelverbindungen sind sehr häufig in den Pipelines anzutreffen. Im Hochdrucksystem ohne Odorierung wurde H₂S mit dem Erdgas kontinuierlich eingetragen, inzwischen zum Teil gebunden z.B. als FeS oder als Elementarschwefel im System vorliegend. Aus Odorierumstellungen ist bekannt, dass im Ortsnetz noch Monate nach der Umstellung auf schwefelfreie Odoriermittel Schwefelverbindungen messbar sind. Problematisch ist der vorgegebene Grenzwert von 0,004 ppm im H₂. Aktuell werden Konzentrationen im Bereich von 0,5 ppm erfasst, so dass Kenntnisse zu den geforderten geringeren Konzentrationen z.B. nach einer Umstellung von schwefelhaltigen Odoriermitteln auf S-free fehlen. Festzuhalten bleibt für diese Stoffgruppe, dass die Qualität der Gruppe A durch Desorption aus dem Netz nicht unterschritten werden wird. Eine allgemeine Bewertung bezüglich der Gruppe D ist (noch) nicht möglich.

Die Untersuchung von Ablagerungen sowie Kondensaten der vergangenen Jahrzehnte zeigt, dass der Zustand der Transportpipelines stark differiert. Während aus einigen Leitungen bei Molchungen ausschließlich trockener Feststoff anfällt, wird in anderen Fällen eine Flüssigmix aus Kohlenwasserstoffen, Glykol und Wasser erhalten. Die Ursachen für diese Unterschiede liegen:

- im Alter der Leitungen,
- in der transportierten Gasqualität (L-Gas, Stadtgas, Speichergas aus Lagerstätte, H-Gas)
- in eventuellen Zumischungen (Biogas, LPG) sowie der
- Geometrie der Pipeline (z.B. Zahl und Alter der Düker)

In der nachfolgenden Tabelle 20 ist für das Transportnetz zusammengefasst, welche Verbindungen während und nach der Umstellungsphase auftreten könnten. Umstellungsphase bedeutet, dass

- Die Reinigungsmaßnahmen abgeschlossen sind (Molchungen, Spülprozesse)
- sich die Gasqualität bezüglich der Konzentration der KW- und Schwefelverbindungen stabilisiert hat,
- kurzkettige Kohlenwasserstoffe, z.B. Butane und Hexane, mit dem H₂ ausgetragen sind und
- das System ausgetrocknet ist bzw. den neuen konstanten Wassergehalt angenommen hat.

Die Umstellungsphase selbst erfordert gesonderte Maßnahmen und ist nicht Gegenstand dieser Bewertung.

Dargestellt sind die potenziellen Verunreinigungen und deren Entwicklung. Es wird in jedem Fall Transportpipelines geben, die auf Grund ihrer Historie weniger Verunreinigungen aufweisen und somit möglicherweise im transportierten H₂ die Qualität der Gruppe D erreichen. Um dazu weitergehende Aussagen zu treffen, fehlen aktuell die Erfahrungen aus solchen Umstellungen.

Nachfolgend sind einige weitere Erfahrungen der Gasindustrie zusammengefasst, die in die Aussagen der nachfolgenden Tabelle 20 und Tabelle 21 Eingang gefunden haben.

- Messungen an UGS und Grenzübernahmepunkten zeigen, dass geringe O₂-Konzentration von << 10 ppm O₂ der Regelfall und langfristig stabil sind. Ein kontinuierlicher Eintrag von Sauerstoff über das Netz selbst ist nicht erkennbar. Aktuell stellenweise höhere Sauerstoffkonzentrationen sind auf die Einspeisung von Biogas zurückzuführen
- Formaldehyd HCHO, Ammoniak NH₃ und Ameisensäure HCOOH werden gelegentlich als Verunreinigungen aus Betriebsvorgängen genannt (DIN EN 17124), sind aber dauerhaft nicht relevant. Komponenten aus einem langjährigen Biogaseintrag dagegen könnten sich im nachfolgenden Netz angereichert haben und sind zu bewerten (Beispiel Terpene).
- Mit CO und CO₂ aus Rohrleitungen ist nicht zu rechnen, da deren geringe Adsorptionsfähigkeit z.B. an Rohrwandungen dazu führt, dass diese Verbindungen nach der Umstellungsphase nicht mehr relevant sein werden.
- Die Konzentration von Wasser wird bei Einspeisung eines sehr trockenen Gases im Rohr schnell abnehmen. Die Erfahrungen aus der Umstellung von Stadtgas auf Erdgas zeigten, dass die Rohrnetze mit dem trocknen Erdgas schnell austrockneten.

Folgende Hintergründe hat die Farbdarstellung:

- **Rot**: relativ sichere Aussage, Verunreinigen sind zu erwarten und können das Erreichen der Qualität der Gruppe A bzw. D verhindern
- **Gelb**: unsicher; fehlende absichernde Kenntnisse insbesondere über die zeitliche Entwicklung der Konzentration der betroffenen Komponente
- **Grün**: es werden keine Probleme erwartet

H₂-Kurzstudie: Wasserstoffqualität in einem gesamtdeutschen Wasserstoffnetz

Tabelle 20: Potenzielle Verunreinigungen im Transportnetz, vor (bzw. während) und nach Umstellungsphase

		Gasnetz bis 1980/90; Betrieb mit Stadtgas / Hüttengas		Gasnetz (Bestand); Betrieb nur mit Erdgas		Gasnetz (Bestand); Erdgas + weitere Komponenten (Odorierung, Biogas)		Neubau	
		Grenzwert Gruppe A	Grenzwert Gruppe D	Grenzwert Gruppe A	Grenzwert Gruppe D	Grenzwert Gruppe A	Grenzwert Gruppe D	Grenzwert Gruppe A	Grenzwert Gruppe D
Material		Stahl		Stahl		Stahl		Stahl	
Reinigung / Molchung nötig			ja		ja		ja		?
relevante Stoff- gruppen/ Kompo- nenten	Kohlenwasserstoffe								
	Wasser								
	Schwefelverbindungen								
	Inertgase + O ₂								
	CO, CO ₂ , Methan								
	Sonstiges								
relevante Stoff- gruppen nach Um- stellung	Kohlenwasserstoffe								
	Wasser								
	Schwefelverbindungen								
	Inertgase + O ₂								
	CO, CO ₂ , Methan								
	Sonstiges								

Diese Darstellung spiegelt die Erwartung wider, dass die H₂-Qualität der Gruppe A den Abnehmern ohne größere Probleme aus dem Pipelinesystem heraus übergeben werden kann. Aber es wird erwartet, dass langkettige Kohlenwasserstoffe ähnlich wie Schwefelverbindungen über Jahre hinweg eine Unsicherheit darstellen, deren Auftreten auch nach der Umstellungsphase möglich ist.

Das **Verteilnetz** kann im Gegensatz zu Transportnetz (bis auf wenige Ausnahmen) durch Molchung nicht gereinigt werden. Auch eine Spülung mit z.B. Wasser analog zu Abschnitten von Transportleitungen ist nicht möglich, da das Wasser nicht einfach zu entfernen wäre.

Somit sind über längere Zeiträume und damit auch über eine Umstellungsphase hinaus Verbindungen zu erwarten, die eine Verteilung der H₂-Qualität Gruppe D erschweren. Neuere Netze können dies ermöglichen, wenn diese ausschließlich Gase mit wenig Gasbegleitstoffen gesehen haben. In der Gruppe Sonstige sind eher gasuntypische Verbindungen primär aus Biogasanlagen enthalten. Diese weisen im Schnitt einen hohen Technischen Standard mit Aktivkohlefilterung auf. Dennoch ist immer wieder feststellbar, dass einzelne Verbindungen (z.B. CS₂) diese durchschlagen und im nachgelagerten Netz nachgewiesen werden.

H₂-Kurzstudie: Wasserstoffqualität in einem gesamtdeutschen Wasserstoffnetz

Tabelle 21: Potenzielle Verunreinigungen im Verteilnetz, während und nach Umstellungsphase

		Gasnetz bis 1970/80; Betrieb mit Stadtgas		Gasnetz (Bestand); Erdgas + weitere Komponenten (Odorierung, Biogas)		Neubau	
		Grenzwert Grade A	Grenzwert Grade D	Grenzwert Grade A	Grenzwert Grade D	Grenzwert Grade A	Grenzwert Grade D
Material		Guss, Stahl		Kunststoff, (Stahl)		Kunststoff	
Reinigung / Molchung möglich		nein		nein		nein	
relevante Stoffgruppen/ Komponenten	Kohlenwasserstoffe	Green	Red	Green	Red	Green	Green
	Wasser	Green	Yellow	Green	Yellow	Green	Green
	Schwefelverbindungen	Green	Yellow	Green	Red	Green	Green
	Inertgase + O ₂	Green	Green	Green	Yellow	Green	Green
	CO, CO ₂ , Methan	Green	Green	Green	Green	Green	Green
	Sonstiges	Green	Green	Green	Red	Green	Green
relevante Stoffgruppen nach Umstellung	Kohlenwasserstoffe	Green	Red	Green	Red	Green	Green
	Wasser	Green	Yellow	Green	Yellow	Green	Yellow
	Schwefelverbindungen	Green	Yellow	Green	Red	Green	Green
	Inertgase + O ₂	Green	Green	Green	Yellow	Green	Green
	CO, CO ₂ , Methan	Green	Green	Green	Green	Green	Green
	Sonstiges	Green	Green	Green	Yellow	Green	Yellow

Insgesamt ist jedoch zu resümieren, dass die Verteilung einer H₂-Qualität der Gruppe A auch im Verteilnetz möglich ist.

Die Dauer einer Umstellungsphase abzuschätzen ist spekulativ. Allerdings wird es sich stets um Monate oder Jahre handeln, kurze Zeiträume von Wochen oder wenigen Monaten erscheinen nach derzeitigem Kenntnisstand unrealistisch.

6.2 Weitere Komponenten im Wasserstoffnetz

Einen Sonderfall stellt die Odorierung dar, die in Deutschland allerdings überwiegend in den Verteilnetzen praktiziert wird. Nach aktuellem Regelwerk ist Wasserstoff für die Versorgung im öffentlichen Raum zu odorieren. Die aktuellen Odoriermittel, unabhängig davon ob schwefelfrei oder nicht, stören einzelne Anwender wie PEM-BZ und wären entsprechend vor solchen Anwendungen zu entfernen. Momentan besteht Konsens in der europäischen Erdgasindustrie, dass die Maßnahme der Odorierung als Sicherheitsmaßnahmen gegenüber dem öffentlichen Gaskunden auch bei Wasserstoff notwendig ist, wobei im europäischen Maßstab weiterhin die zentrale Odorierung im Transportnetz durchgeführt wird. Es werden zwei Möglichkeiten gesehen, dieses Problem zu lösen:

1. Einsatz minimaler Mengen der schwefelhaltigen Odoriermittel, Deodorierung vor dem Kunden oder
2. Entwicklung geeigneter schwefelfreier Odoriermittel

Ein weiterer Sonderfall wäre der Transport des Wasserstoffes nach Deutschland in Form von Ammoniak. Dieser wird anschließend katalytisch in Wasserstoff und Stickstoff umgewandelt. Anlagen dazu befinden sich in der Prototypphase, so dass zum Restgehalt an Ammoniak und Stickstoff noch keine abschließenden Aussagen möglich sind. Allerdings ist laut Angaben von BASF eine sehr hohe H₂-Reinheit analog zur Qualität Gruppe D bzw. H₂ ≥ 99,97 mol-% zu erwarten.

6.3 Standortempfehlungen für Gasreinigung und -aufbereitungen unter Berücksichtigung der Netztopologie

Der Bedarf an Gasreinigung und -aufbereitung im Wasserstoffnetz, aber auch die Anforderungen an die Einspeiser und die verfügbaren Wasserstoff-Reinheiten für die Anwender, hängen wesentlich von der angestrebten Reinheit im Gasnetz ab. Hier wird zwischen den beiden im DVGW-Regelwerk G 260 (A) definierten Wasserstoff-Reinheiten Gruppe A (≥ 98 mol-% H₂) und Gruppe D (≥ 99,97 mol-% H₂) unter Berücksichtigung der komponentenspezifischen Grenzwerte unterschieden (siehe Tabelle 20 und Tabelle 21).

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wird herausgearbeitet, welche Gasaufbereitungsanlagen an welchen Stellen im System für die beiden Wasserstoff-Reinheiten im Wasserstoffnetz benötigt werden, und welche Variante realistisch umsetzbar und aus ökonomischer Sicht vorteilhaft ist.

Vereinfachend wird in dieser Projektphase von den folgenden Randbedingungen ausgegangen:

- Wir betrachten das Zielsystem, in dem die Gasnetze bereits auf Wasserstoff umgestellt und durch Neubau bedarfsgerecht erweitert wurden.
- Die tatsächliche Netzstruktur wird nicht berücksichtigt, wir gehen von einem geschlossenen System mit nahezu gleicher H₂-Qualität aus, aus dem sich die Sektoren versorgen.

6.3.1 Einflussfaktoren auf erreichbare / anzustrebende Wasserstoff-Reinheiten im Wasserstoffnetz

Die Antwort auf die Frage nach der optimalen Ausgestaltung des zukünftigen Wasserstoffsystems hinsichtlich angestrebter Wasserstoff-Reinheiten und erforderlichem Aufbereitungsaufwand hängt von den drei Bereichen ab, die im Folgenden detaillierter dargestellt und hinsichtlich Anforderungen und erzielbarer Wasserstoff-Reinheit analysiert werden.

1. Wasserstoff-Quellen
2. Wasserstoff-Transport und -Verteilung
3. Wasserstoff-Senken

Vereinfacht lässt sich das Thema auf die Frage reduzieren: Erfolgt die Aufbereitung des Wasserstoffs auf die für die Kunden erforderliche Reinheit bereits am Einspeisepunkt oder erst vor der Anwendung?

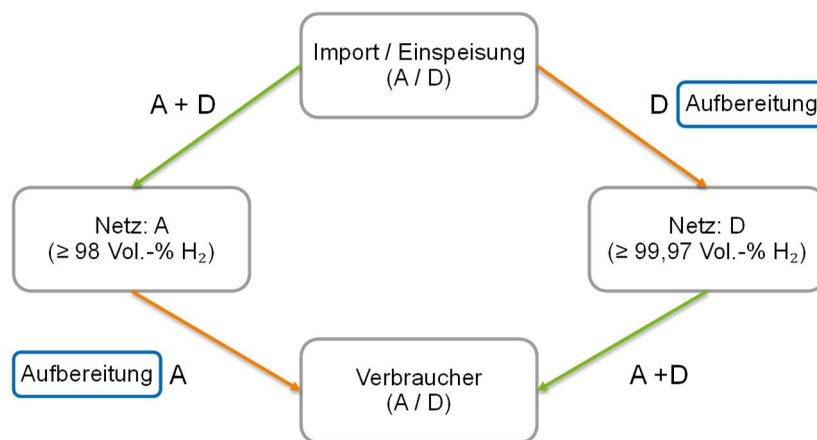


Abbildung 22: Grundlegendes Konzept für Standorte Gasreinigung

Diese Frage kann für das Gesamtsystem diskutiert werden, darüber hinaus sind aber auch Zwischenlösungen denkbar, in denen Bereiche des Netzes mit vom Hauptsystem abweichender Wasserstoffqualität versorgt werden.

6.3.1.1 Wasserstoff-Quellen des Gasnetzes

Wasserstoff-Erzeugung: Die Reinheit des Wasserstoffs, der in die Wasserstoffnetze eingespeist und importiert werden kann, hängt von der jeweiligen Erzeugungstechnologie und der ggf. erforderlichen Gasreinigung ab (siehe Tabelle 16). Wasserstoff aus Elektrolyse-Anlagen erfüllt die Anforderungen von Gruppe A: Mit integrierter Gasreinigung können alle Technologien sowohl Gruppe A als auch, mit erhöhtem Aufwand, Gruppe D erreichen.

Wasserstoff-Import: Neben den Technologien ist ein weiterer wesentlicher Schwerpunkt hinsichtlich möglicher Wasserstoff-Reinheiten die Abstimmung der H₂-Lieferqualitäten auf europäischer Ebene. Diese beeinflusst wesentlich die zukünftig zu transportierenden Wasserstoff-Qualitäten in europäischen und nationalen Fernleitungsnetzen. Hier sind derzeit normative Abstimmungen auf CEN- Ebene in Vorbereitung.

Wasserstoff-Speicher: Die dritte potenzielle Wasserstoffquelle ist die Einspeisung aus Wasserstoff-Untergrundgaspeichern (H₂-UGS). Die ausspeisbaren Wasserstoff-Reinheiten der verschiedenen Speichertypen sind in Kapitel 5, Tabelle 19, dargestellt. Eine Gastrocknung am Speicher ist in jedem Fall erforderlich, der Reinigungsbedarf darüber hinaus hängt von den Anforderungen und den verfügbaren Qualitäten der einzelnen Speicher ab.

Die Herstellung und Einspeisung von Wasserstoff ist letztendlich immer verknüpft mit Prozessen der Gasreinigung, deren Umfang und Standort variieren.

6.3.1.2 Wasserstoff-Transport und -Verteilung

Seitens der Wasserstoffnetze bestehen keine besonderen Anforderungen an die Wasserstoff-Qualität bei Einhaltung des DVGW-Regelwerkes. Es existieren qualitative Anforderungen an zu transportierende Gase wie Beschränkung zum Staub oder Kondensationsverhalten zum Schutz des Gesamtsystems sowohl im deutschen als auch im europäischen Rahmen. Hinsichtlich Wasserstoff sind die Anforderungen im europäischen Rahmens noch zu definieren.

Im eingelaufenen Ziel-Zustand des Wasserstoffsystems sind seitens des Netzes folgende Quellen für die Beeinflussung der Wasserstoff-Reinheit zu erwarten

- Arbeiten am Netz (Reparaturen, Wartung, Molchen, sonstige Arbeiten (z.B. Probenahme), Neu-Anschlüsse) und Betrieb des Netzes (z.B. Ölschlupf durch Verdichter)
- Einbindung neuer Leitungsabschnitte aus Neubau oder Umstellung
- Einträge von Verunreinigungen aus umgestellten Leitungen (siehe Kapitel 6.1)

Bei Arbeiten am Netz kann es analog zur Einbindung neuer Leitungsabschnitte durch die Arbeiten an sich, d.h. durch Verunreinigungen der neuen Leitungsabschnitte, durch eventuelle Spülvorgänge mit Inertgas und die (Wieder-)Inbetriebnahme²⁴, zu Einträgen von Stickstoff / Luft, Wasser sowie Verunreinigungen aus Schweiß- oder Bohrarbeiten kommen.

Arbeiten am Netz: Schweiß- oder Bohrarbeiten können zu Verunreinigungen mit Partikeln führen, diese lassen sich durch Filter, z.B. in der folgenden GDRA, entfernen.

Neubau und Umstellung: Durch den Eintrag von Nicht-Wasserstoff-Gasen kann es zu „Blasen“ im Netz mit von der Zielreinheit abweichender Gaszusammensetzung kommen. Die Größe der Blase hängt u.a. von der Größe des betroffenen Leitungsabschnitts ab, die Höhe der Abweichung vom Zielwert kann durch die Ausgestaltung des Spülvorgangs beeinflusst werden. Nach DVGW G 466-1 ist beim Spülen von Leitungsabschnitten mit Inertgas (Stickstoff) ein Sauerstoffanteil < 1 Vol.-% nachzuweisen, ein Spülvorgang mit Wasserstoff ist unter Beachtung der Betriebsparameter gesondert zu betrachten. Eine Aktualisierung und Anpassung des zugrunde liegenden DVGW-Regelwerks ist je nach angestrebter Reinheit für Wasserstoff notwendig und sinnvoll.

Einträge aus umgestellten Leitungen: Mögliche Verunreinigungen aus umgestellten Leitungsabschnitten können noch viele Jahre nach der Umstellung eingetragen werden. Eine Übersicht der möglichen Einträge ist in Abschnitt 6.1 dargestellt. Die Bestandsleitungen können grob in die folgenden Klassen Transport- und Verteilnetz sowie die Generationen

- Bestand bis ca. 1980/90 (Betrieb mit Stadtgas, Hüttengas),
- Bestand, Betrieb nur mit Erdgas (betrifft nur die Ebene Transportnetz)
- Bestand, Betrieb mit Erdgas und weiteren Komponenten (Odorierung, Biomethan)

unterteilt werden, mit jeweils unterschiedlichen vorhandenen Stoffgruppen aus dem historischen Betrieb und unterschiedlichen Möglichkeiten zur Reinigung.

In allen Fällen der Umstellung von Bestandsleitungen ist nach der Umstellung auch nach einer möglichen Molchung noch mit Kohlenwasserstoffen aus Transport und Verteilung von Erdgas und Schwefelverbindungen zu rechnen. In Leitungen, in denen Biogas verteilt wurde, können weitere Komponenten wie Terpene oder zusätzliche Schwefelverbindungen wie CS₂ vorhanden sein.

Insgesamt ist die Anzahl der möglichen Quellen für Verunreinigungen des Wasserstoffs durch das Wasserstoffnetz an sich begrenzt. Sie können grundsätzlich an allen Stellen im Netz auftreten. Die erwartete Größenordnung der Anteile relevanter Stoffgruppen im Wasserstoff nach Umstellung ist so hoch, dass ein Betrieb der umgestellten Netze mit Grade D nur eingeschränkt bzw., vor allem im Verteilnetz, nicht

²⁴ DVGW-Arbeitsblatt G 465-2 (gilt bisher nur für Erdgas) bzw. G 466-1

gewährleistet werden kann. Diese Einschränkungen gelten nicht für neu errichtete Leitungen, sind aber in einem Netz, das sowohl aus umgestellten als auch neu errichteten Leitungsabschnitten besteht, relevant und zu berücksichtigen. Die Anforderungen an Wasserstoff mit der Qualität Gruppe A (≥ 98 mol-%) können dagegen aller Voraussicht nach in allen Varianten eingehalten werden.

Auch in neu errichteten Leitungen kann die Gewährleistung von Gruppe D herausfordernd sein, vor allem hinsichtlich des Grenzwerts für Wasser. Es fehlen Erfahrungen, in wieweit der Wassergehalt in diesen Netzen auf einem sehr geringen Niveau gehalten werden kann.

Für ein privatwirtschaftlich betriebenes H₂-Netz in den USA wird eine Reinheit von 99,99 Vol.-% H₂ garantiert, inwiefern sich dies auf ein deutlich größeres Wasserstoffnetz mit einer Vielzahl von Betreibern übertragen lässt, ist derzeit schwer abzuschätzen.

6.3.1.3 Wasserstoff-Senken

Die Wasserstoff-Senken in Form von Kunden / Gasanwendungen definieren durch Ihre Prozesse die geforderten Wasserstoff-Reinheiten, die entweder aus dem Netz oder durch eine dem Kunden vorgeschaltete Gasaufbereitung erreicht werden müssen. Weitere Anforderungen resultieren aus den H₂-UGS und nachgelagerten Netzen (europäische und nationale Fernleitungsnetze, Verteilnetze). Die Herausforderungen liegen dabei vor allem auf Seiten der Kunden / Gasanwendungen.

6.3.2 Mögliche Konfigurationen für ein zukünftiges Wasserstoffnetz

Die Betrachtungen im Abschnitt 3 haben Folgendes gezeigt:

- Die Bereitstellung des Wasserstoffs aus Produktion und Einspeisung kann je nach Aufbereitungsaufwand mit Gruppe A oder Gruppe D erfolgen.
- Die Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs auf europäischer Ebene erfordern noch eine Abstimmung, diese beeinflusst dann die europäischen und nationalen Wasserstoffnetze (Abstimmungen auf Ebene CEN-TS)
- Die Anforderungen seitens H₂-UGS an die Wasserstoffreinheit hängen u.a. vom Speichertyp ab, die Ausspeicherung und Einspeisung in die Wasserstoffnetze erfordert in jedem Fall eine Aufbereitung. Diese umfasst mindestens eine Trocknung sowie ggf. weitere Gasaufbereitungsanlagen, je nach Anforderungen und Randbedingungen des jeweiligen Speichers.
- Das Wasserstoffnetz an sich stellt keine besonderen Anforderungen an die Wasserstoff-Reinheit, die geplante Umstellung bestehender Leitungen führt jedoch zu potenziellen Einträgen verschiedener Stoffgruppen aus dem historischen Betrieb heraus.
- Auf Anwenderseite herrscht ein differenziertes Bild hinsichtlich der Anforderungen an die Wasserstoff-Reinheit.

Dementsprechend beschränken die umgestellten Netzteile des Wasserstoffnetzes die garantierbare Reinheit des Wasserstoffs im System auf Gruppe A. Ein Betrieb mit Gruppe D ist allerdings in separaten (Teil-) Netzen, die entweder neu errichtet oder, bei Umstellung, entsprechend gereinigt und geprüft werden, denkbar.

Im Folgenden werden exemplarisch die zwei Grenzfälle „A-Netz“ und „D-Netz“ vorgestellt, wobei A oder D das im führenden System (Fernleitungsnetze) transportierte Gas definiert. Die Unterschiede liegen vor allem in der Lage, Anzahl und Leistung der Aufbereitungsanlagen, die für die jeweilige Konfiguration benötigt werden. Dies lässt sich wieder auf die grundlegende Fragestellung „zentrale“ (am Punkt der Einspeisung) oder „dezentrale“ Gasaufbereitung herunterbrechen. Darüber hinaus gibt es aber auch wesentliche Punkte, die in beiden Varianten berücksichtigt werden müssen. Das ist einerseits die Gasaufbereitung bei der Ausspeisung der H₂-UGS und andererseits der Umgang mit den Einträgen aus dem historischen Betrieb belasteten Leitungsabschnitten, die für ein H₂-Netz umgestellt werden. Beides erfordert Einzelfallbetrachtungen, in Abhängigkeit der jeweiligen konkreten Herausforderung.

Die Herausforderung für ein A-Netz liegt auf der bedarfsgerechten Reinigung des Gases auf Gruppe D vor dem jeweiligen Anwender oder vor nachgelagerten Netzen, welche mit der Qualität Gruppe D betrieben werden. In diesem Fall findet die Gasaufbereitung vorwiegend dezentral mit deutlich mehr und dafür kleineren Anlagen statt. Diese werden in Bezug auf die spezifischen Anlagenkosten ein höheres Investitionsvolumen haben und energetisch aufwendiger in das Gesamtsystem integriert werden müssen. Dafür wird weitestgehend nur die bedarfsgerechte Teilmenge des Wasserstoffs aufbereitet, die für die Anwendung benötigt wird.

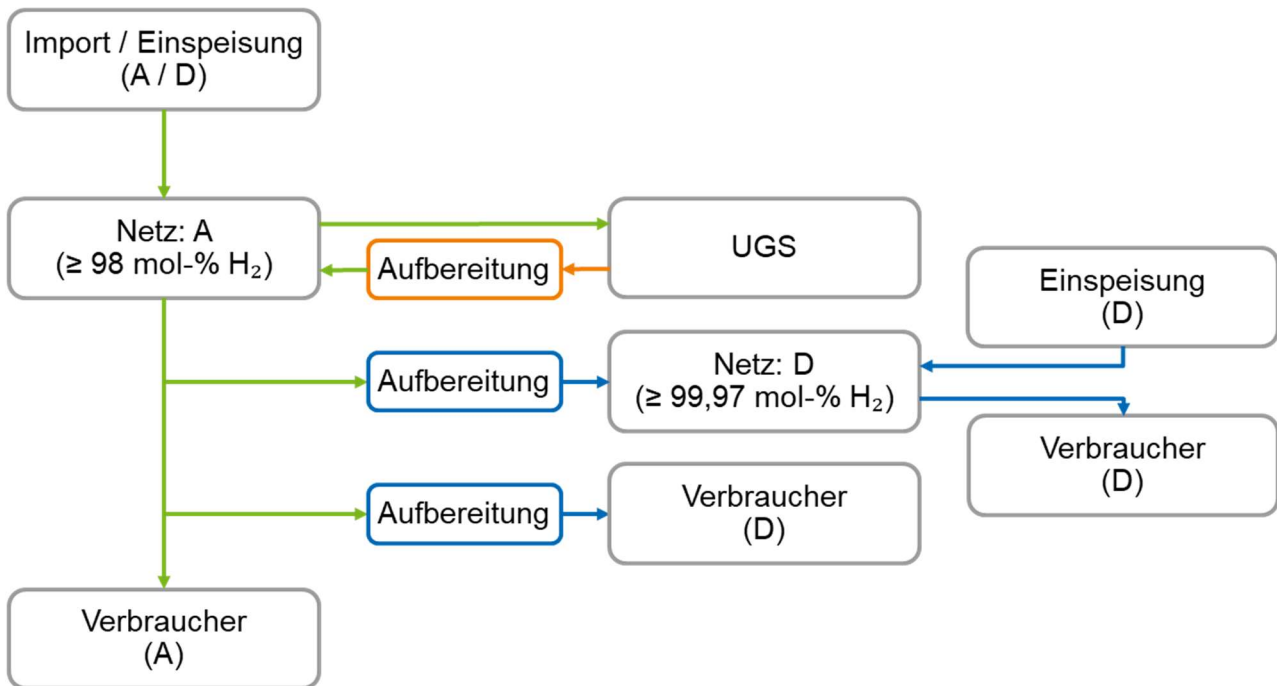


Abbildung 23: Konzept: A-Netz

Das D-Netz hingegen basiert auf einer zentralen Aufbereitung am Einspeisepunkt des Wasserstoffs und speist in das Gesamtnetz mit der Qualität Gruppe D ein. Es kann sowohl als komplettes System als auch als Teilmenge des A-Netzes verstanden werden, um lokal oder regional begrenzt Gruppe D bereitzustellen. Hierbei sind die oben beschriebenen Einschränkungen hinsichtlich umgestellter Leitungen zu berücksichtigen. In dieser Variante erfolgt die Gasaufbereitung vorwiegend zentral am Einspeisepunkt, so dass weniger, aber größere Anlagen benötigt werden. Darüber hinaus wird hier die gesamte Menge des Wasserstoffs auf Gruppe D gereinigt / aufbereitet, auch für die Anwendungen, die mit der Qualität Gruppe A zurechtkommen würden.

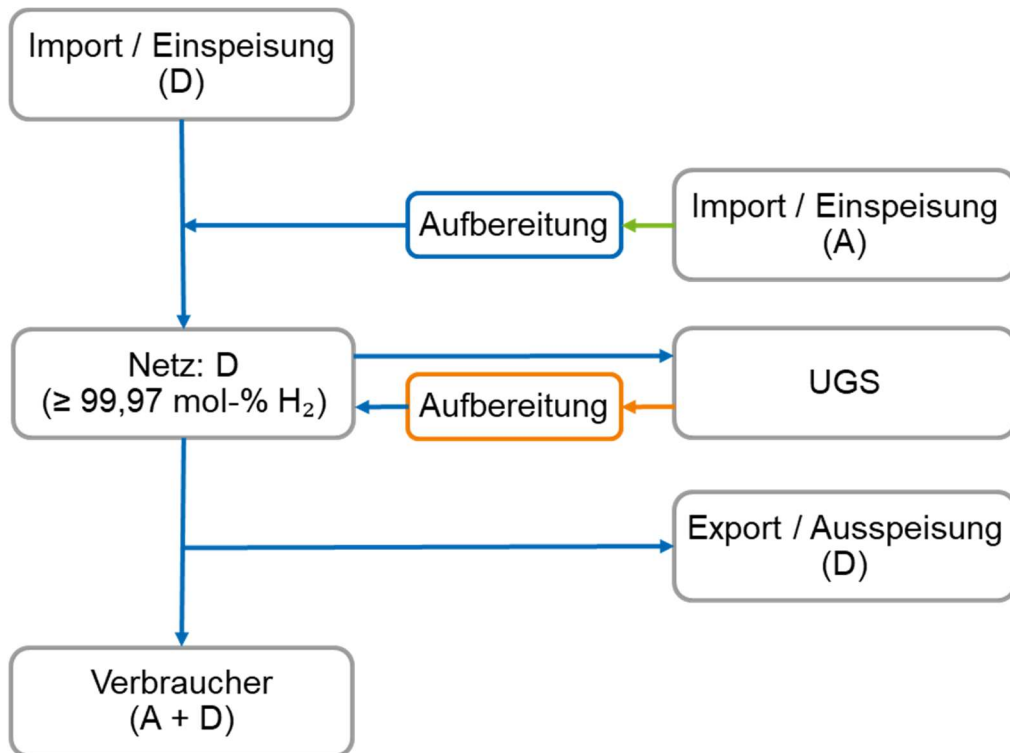


Abbildung 24: Konzept: D-Netz

Als weitere Variante für ein System, welches auf Bestandsleitungen basiert, kann ein Netz auch mit Wasserstoff hoher Reinheit (Gruppe D) gespeist werden, so dass der Aufbereitungsaufwand weiterhin zentral am Einspeisepunkt mit wenigen, größeren Anlagen erfolgen kann. Die dann möglichen Einträge aus den Bestandsleitungen heraus lassen sich mit verhältnismäßig einfachen und kostengünstigen Gasreinigungen entfernen, die vor den Verbrauchern mit entsprechenden Anforderungen an den Wasserstoff oder vor auf Neubau basierenden Teilnetzen platziert werden müssten.

7 AP 6: Definition von Prozessketten und Aufbereitungsbedarf

Die Versorgung potenzieller H₂-Kunden erfordert in verschiedenen Fällen die Belieferung mit der Qualität Gruppe D. Dem kann im Wasserstoffnetz die etwas geringere Qualität der Gruppe A gegenüberstehen. Somit ist eine Gasaufbereitung nötig, deren Umfang von folgenden Faktoren abhängt:

- Zusammensetzung der 2 % „Restkomponente“ (sofern Gruppe A eingespeist wurde)
- Zustand und Alter des Transportnetzes sowie des möglicherweise eingebundenen Verteilnetzes
- Zwischenspeicherung des Wasserstoffs
- Anforderungen des Kunden (Chemie, H₂-Tankstelle, Haushalt, Gewerbe, stationäre Brennstoffzellen, PtX-Prozesse)

Hinzu kommt, dass eventuell notwendige Aufbereitungsschritte räumlich getrennt erfolgen könnten. Daraus resultiert eine Vielzahl an möglichen Szenarien, deren Bewertung unter technischen, ökologischen und finanziellen Gesichtspunkten zu erfolgen hat.

Um die erheblichen Differenzen bezüglich des Aufwandes, des Umfanges und letztendlich auch der Kosten solcher Prozessketten zu zeigen, werden nachfolgend drei sehr verschiedene Szenarien bewertet. Es wird gezeigt, dass verschiedene Aufbereitungsmethoden existieren und die Kosten von der notwendigen Aufreinigungskaskade abhängen. Diese Szenarien sollen in dieser Studie die Bandbreite verschiedener potenzieller Aufbereitungskosten beispielhaft aufzeigen.

Folgende Ergebnisse der Berechnungen lassen sich zusammenfassen:

- Es fallen keine Aufbereitungskosten für den Netzbetreiber an, wenn der Elektrolyseur mit einer Aufbereitung ausgestattet ist und der Wasserstoff über neue Pipelines zum Abnehmer transportiert wird.
- Die Kosten einer Gasaufbereitung variieren stark, in den berechneten Fällen von 0,15 €/kg H₂ bis 1,09 €/kg H₂. Diese zusätzliche Kosten sind auf die Gestehungskosten von Wasserstoff der Qualität der Gruppe A aufzuschlagen. Die betrachteten Fälle sind untereinander nicht vergleichbar, es sind exemplarisch einige Fälle dargestellt.
- Entscheidend für die Kosten sind der Durchsatz der Aufbereitungsanlage sowie die Betriebskosten (OPEX). Anzustreben ist ein kontinuierlicher Betrieb einer Aufbereitung (z.B. an einem Übernahmepunkt) idealerweise zur Versorgung mehrerer Abnehmer.
- Die OPEX können bei PSA (Aufbereitung der Qualität Gruppe A zu Gruppe D) auf Grund der Wasserstoffverluste während der Desorptionsphase anteilig sehr hoch ausfallen. Es wäre zu prüfen, ob solche Prozesse vermieden werden können z.B. durch Übernahme einer H₂-Reinheit Gruppe D, Einsatz von Membranverfahren oder Versorgung von Kunden mit geringeren H₂-Qualitätsansprüchen.

7.1 Szenario 1: Elektrolyse Direktversorgung

Der momentan häufig anzutreffende Fall ist die Errichtung einer Elektrolyse, der erzeugte Wasserstoff wird direkt zu einem Kunden geleitet. Es wird beim Kunden Wasserstoff der Gruppe D benötigt. Diese Anwendung könnte beispielsweise eine H₂-Tankstelle sein.

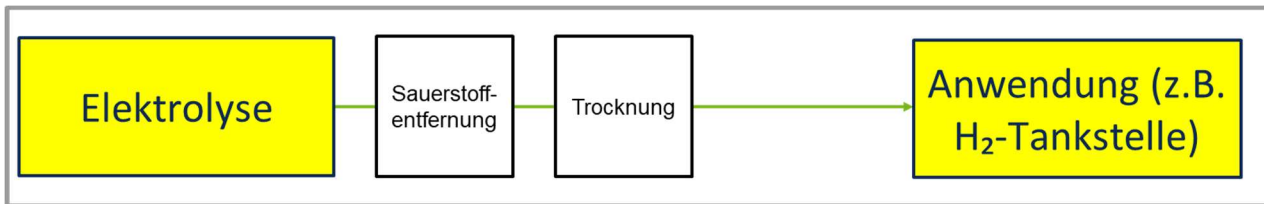


Abbildung 25: Szenario 1, Direktversorgung eines Kunden aus Elektrolyse mit neuer Pipeline

Dieser Fall kann als komplette Einheit gesehen werden, die Elektrolyse versorgt eine H₂-Tankstelle direkt. Eine Gasaufbereitung ist notwendig und an die Elektrolyse angekoppelt. Die Recherche zeigte, dass die hier nötige Gasaufbereitung (Sauerstoffentfernung und Trocknung) standardmäßig Bestandteil einer Elektrolyse ist. Die Sauerstoffentfernung ist stets im Lieferumfang einer Elektrolyse enthalten. Eine Marktübersicht vom Januar 2022 [29] bestätigt, dass fast alle Elektrolyseurhersteller eine Wasserstoff-Qualität von $\geq 99,99$ mol-% garantieren. Vom Netzbetreiber kann die Qualität der Gruppe D direkt übernommen werden, die Kosten der Aufbereitung wären in diesem Fall im Wasserstoff-Einkaufspreis enthalten. Eine Veränderung dieser Gasqualität erfolgt in der neuen Pipeline nicht.

In einigen wenigen Fällen von Elektrolyseurherstellern wird auf Grund eines höheren Wassergehaltes „lediglich“ eine Qualität von 99,9 mol-% garantiert [29], eine weitere Trocknungsstufe ist somit zur Erreichung einer Qualität von 99,97 mol-% notwendig.

Nachfolgend wird dieser Fall kalkulatorisch betrachtet, es wird eine zusätzliche Trocknungsstufe zur Herstellung der Qualität Gruppe D errichtet und betrieben. Es werden 1.000 m³ Wasserstoff/h erzeugt und bei einem Druck von 8 bar_a transportiert. Es handelt sich in diesem Fall um grünen Wasserstoff aus Windstrom, es werden entsprechend üblicher Windlastprofile 5.000 Volllaststunden/a Elektrolyseurbetrieb angesetzt.

7.2 Szenario 2: H₂-Tankstelle

Es wird eine Wasserstofftankstelle als Anwender mit einem H₂-Bedarf von ca. 500 m³/h über eine auf Wasserstoff umgestellte Bestandsleitung versorgt. Die Verteilung erfolgt bei 16 bar, der Wasserstoff kommt aus einem UGS. In diesen wurde die Wasserstoffqualität der Gruppe D (99,97 mol-%) eingespeist. Die notwendige H₂-Qualität für die Tankstelle ist mit der Gruppe D definiert.

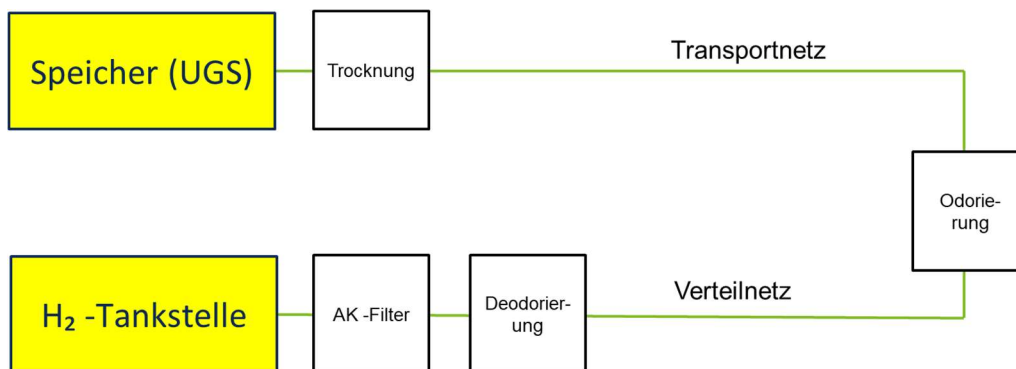


Abbildung 26: Szenario 1 der Wasserstoffnutzung, Tankstellenversorgung

Es ist folgender Aufwand für die Gasaufbereitung notwendig:

- am UGS wird das Trocknungsverfahren verändert. Statt einer TEG-Trocknung ist eine Molsiebtrocknung installiert, es resultieren höhere Betriebskosten.
- Eine Deodorierung, z.B. in Form eines mit Molsieb gefüllten Adsorbers. Es wird ein schwefelhaltiges Odoriermittel eingesetzt.
- Ein Aktivkohlefilter, um aus dem Wasserstoffnetz desorbierte Kohlenwasserstoffe zurückzuhalten.

In diesem Szenario ist keine Entschwefelung am Speicher notwendig. Es wird angenommen, dass Transport- und Verteilnetz getrocknet sind, eine Trocknung vor der Tankstelle auf die geforderten 5 ppmv H₂O je m³ ist nicht notwendig.

Damit handelt es sich um ein sehr einfaches Szenario, die notwendigen Aufbereitungsstufen werden analog auch aktuell bei Erdgas angewendet.

Die Einbindung eines Speichers wird von Betrieben der Chemieindustrie aus Gründen der Redundanz und Liefersicherheit befürwortet. Beispielhaft sei hier die diesbezügliche Aussage der Firma Linde am Standort Leuna gegenüber dem Konsortium des Leuchtturmprojektes „Energieparks Bad Lauchstädt“ genannt.

7.3 Szenario 3: Versorgung eines Abnehmers der Chemieindustrie

Die Versorgung eines Chemiebetriebs erfordert ebenfalls mindestens die H₂-Qualität Gruppe D. Ausgangspunkt ist die Übernahme der Qualität der Gruppe A durch den Wasserstoffnetzbetreiber. Es ist eine umfangreiche Gasaufbereitung vorgesehen (

Abbildung 27) Dabei sind 10.000 m³/h Wasserstoff zu reinigen. Dies entspricht z.B. der Größenordnung des aktuellen Projektes „Energiepark Bad Lauchstädt“, bei dem eine Elektrolyseanlage ca. 6.000 m³ H₂ je Stunde erzeugen und zu einem Abnehmer in den Chemiepark Leuna liefern wird.

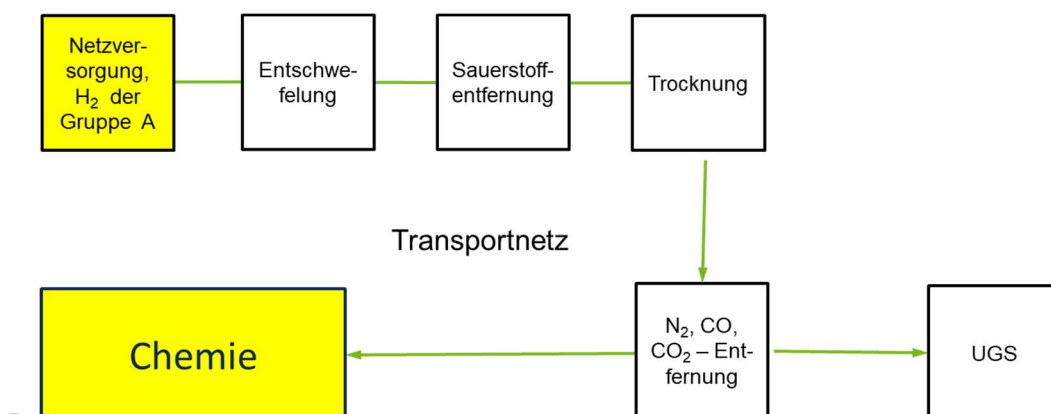


Abbildung 27: Szenario 3 der Wasserstoffnutzung, Versorgung Chemieanlage

Es entsteht folgender Aufbereitungsaufwand:

- Eine Entschwefelungseinheit entfernt Schwefelwasserstoff
- Es ist eine katalytische Sauerstoffentfernung notwendig. Das entstehende Wasser wird in einem Molsieb-Adsorber zurückgehalten.
- Es sind weitere Komponenten mittels einer Druckwechseladsorption aus dem 2-% Bereich zu entfernen, konkret z.B. N₂ und CO₂.

Auf einen weiteren Aktivkohlefilter zur Entfernung von Kohlenwasserstoffen aus dem Wasserstoffnetz wird verzichtet, diese Aufgabe übernehmen die vorhandenen Adsorber mit. Eine Odorierung und damit eine nachfolgende Deodorierung ist im Transportnetz nicht notwendig. Diese Aufbereitungsschritte wären auch notwendig, um einen Untergrundgasspeicher mit der empfohlenen H₂-Qualität zu befüllen.

7.4 Wirtschaftliche Betrachtung der verschiedenen Gasaufbereitungsvarianten

7.4.1 Szenario 1

Eine Elektrolyse erfordert eine zusätzliche Trocknungsstufe, das getrocknete Gas wird über eine neue Pipeline dem Anwender zugeführt.

Ausgangsparameter:

- Gasfluss: 1.000 m³/h = 84,1 kg/h
- Druck: 8 bara
- Anlagenlaufzeit h/a: 5.000 h (Faktor im Jahr 0,57)
- Wasserstoff kg/a 420.050 (bei 5.000 h)

Festgelegte wirtschaftliche Parameter:

- Inflation: 2 %/a
- WACC WS-übergreifend: 5 %/a
- Abschreibungszeitraum: 20 a
- Energiekosten 0,17 €/kWh

Der Wasserstoffgestehungspreis in seiner Bandbreite von grauem zu grünem Wasserstoff ist in diesem Fall für die Kostenberechnung nicht relevant.

Die CAPEX beinhalten ausschließlich eine adsorptive Gastrocknung, das Molsieb wird regeneriert. Die Regenerierung erfolgt ohne Verluste an Wasserstoff. Zunächst wird ein Adsorber mit feuchtem Wasserstoff beaufschlagt. In der Produktgasleitung (trockener Wasserstoff) wird der Taupunkt mittels Feuchtesensor überwacht. Steigt der Wassergehalt im Produktgas wird automatisch der feuchte Wasserstoff auf den zweiten Adsorber geschaltet. Für die Regeneration wird ein Teil des Eduktgasstromes über eine Drosselklappe abgezweigt, erhitzt und über den zu regenerierenden Adsorber geleitet. Das heiße feuchte Gas wird gekühlt und anfallendes Kondensat abgetrennt. Das gekühlte Gas wird anschließend zur Trocknung dem Hauptgasstrom und damit dem Adsorber zugeführt. Dieser Prozess wird wechselseitig betrieben. Aufgrund dieser Betriebsweise entstehen keine Gasverluste. Betriebskosten resultieren aus der notwendigen Wärme zur Desorption des Wassers sowie Wartung und Betreuung der Anlage. Die Investitionskosten der Anlage belaufen sich auf ca. 530.000 € (CAPEX), die Betriebskosten (OPEX) auf 25.960 €/a

Es wurden folgende Kosten ermittelt.

Kosten:

- | | | |
|---|----------------------------------|----------------|
| • | CAPEX (€/kg H ₂) | 0,084 € |
| • | <u>OPEX (€/kg H₂)</u> | <u>0,060 €</u> |
| | Summe | 0,144 € |

Daraus resultieren zusätzliche Kosten für den Wasserstoff von 0,147 €/kg zuzüglich zum kalkuliertem Gestehungspreis.

Um die Bandbreite innerhalb eines Szenarios darzustellen wurden die Volllaststunden um 20 % reduziert und der Strompreis auf 0,25 €/kWh angehoben:

- | | | |
|---|----------------------------------|----------------|
| • | CAPEX (€/kg H ₂) | 0,126 € |
| • | <u>OPEX (€/kg H₂)</u> | <u>0,091 €</u> |
| | Summe (€/kg H ₂) | 0,217 € |

Es soll an diesem Punkt erneut betont werden, dass der Investor (Netzbetreiber, Stakeholder) im Regelfall eine Elektrolyse inklusiver kompletter Aufbereitung kauft, die Gasaufbereitungskosten sind über den Kauf des Elektrolyseurs als Komplettpaket abgedeckt. Die zusätzlichen Aufbereitungskosten belaufen sich dann auf null. Für den Fall, dass auf eine Feintrocknung an der Elektrolyse verzichtet wird, entstehen zusätzliche Kosten in der Größenordnung von 0,15 – 0,22 €/kg H₂.

Nachfolgende Abbildung zeigt die Abhängigkeit der Aufbereitungskosten von verschiedenen Faktoren für diesen Fall 1 (Sensitivitätsanalyse). Start- bzw. Mittelpunkt der Abbildung sind der mittlere berechnete Kostenbereich (0,18 €/kg H₂) und der mittlere Stromkostenbereich (0,21 €/kWh)

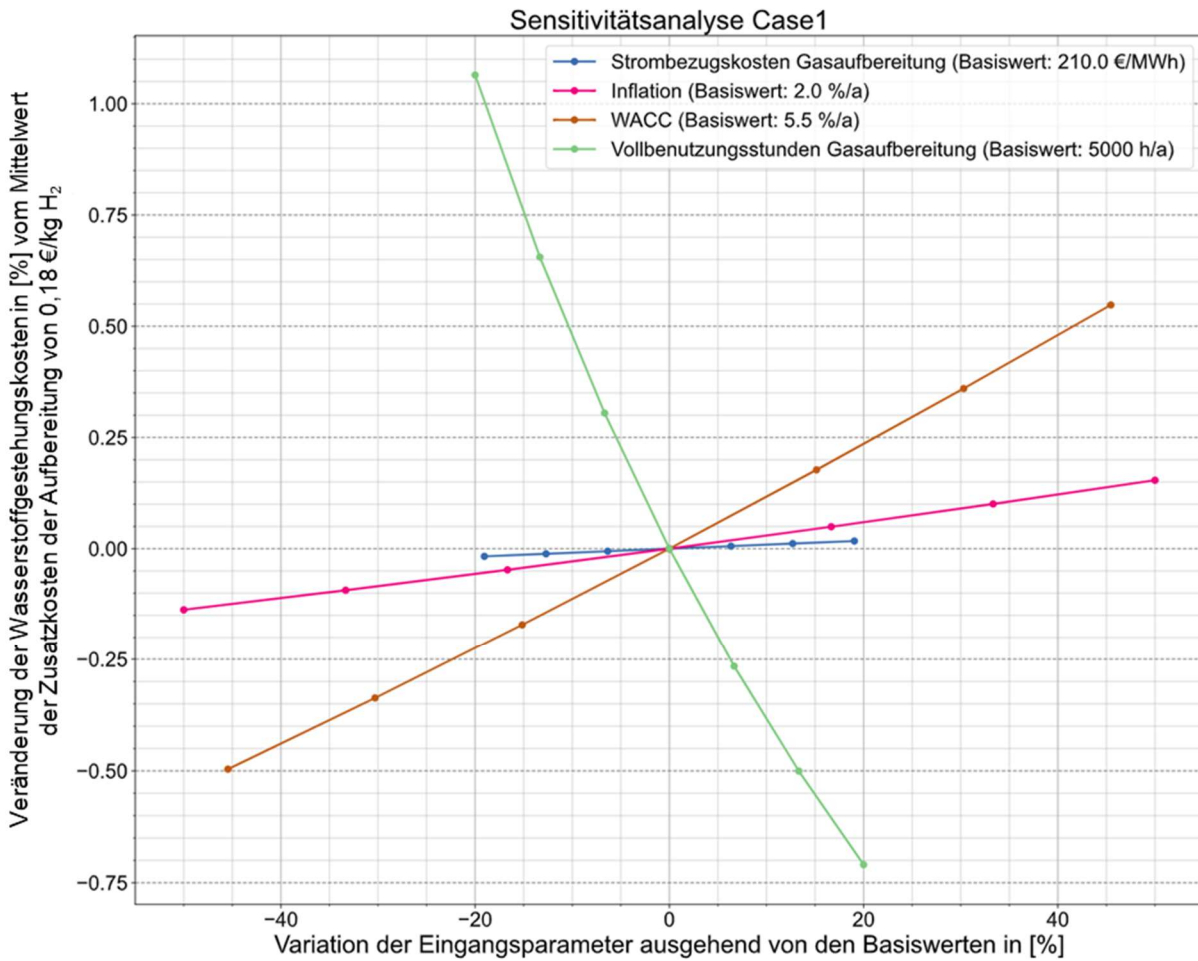


Abbildung 28: Sensitivitätsanalyse Kostenberechnung Szenario 1

Die Strombezugskosten sind wenig relevant: Die Betriebsstunden der Aufbereitung sollten idealerweise sehr hoch sein, was z.B. für eine Verknüpfung von Aufbereitungsanlagen spräche.

7.4.2 Szenario 2

Aus einem UGS wird Wasserstoff ausgespeist, der Wasserstoff wird über eine umgestellte ehemalige Erdgasleitung zu einer Wasserstofftankstelle transportiert. Vor dieser ist eine Aufbereitung nötig.

Folgende Randbedingungen werden für die Kostenschätzung angesetzt:

- Die Gastrocknung am Speicher erfolgt mittels Molsieb, redundant, thermische Regeneration der Adsorber, Ausspeicherrate ca. 1.000 m³/h H₂ (damit handelt es sich um eine kleine Anlage)
- Die Deodorierung erfolgt mit einem Adsorbens, Adsorptionskapazität bezüglich THT ca. 4 Ma.-%. Es erfolgt keine Regeneration.
- Der Aktivkohleadsorber hält höhere Kohlenwasserstoffe zurück, die Aktivkohle wird gewechselt und entsorgt. Es werden ca. 10 mg/m³ Kohlenwasserstoffmix mit dem Wasserstoff aus dem Verteilnetz eingetragen.

Messtechnik ist nur in geringem Umfang nötig. Zur Kontrolle der Gasqualität sind Stichproben ausreichend, Feuchte- und Sauerstoffgehalt werden mittels Sensor an der Tankstelle kontrolliert.

Ausgangsparameter:

- Gasfluss : 500 m³/h = 42,05 kg/h
- Druck: 16 bara
- Anlagenlaufzeit h/a: 2.920 h (Faktor im Jahr 0,33)
- Wasserstoff kg/a 122.786 (bei 2.920 h)

Festgelegte wirtschaftliche Parameter:

- Inflation: 2 %/a
- WACC WS-übergreifend: 5 %/a
- Abschreibungszeitraum: 20 a
- Energiekosten 0,17 €/kWh

Der Wasserstoffgestehungspreis ist auch in diesem Fall für die Kostenberechnung nicht relevant.

Technisch bedingt müssen auch in diesem Szenario keine H₂-Verluste aus einem Aufbereitungsprozess berücksichtigt werden. Verdichtungsschritte oder eine Temperierung des Gases sind nicht notwendig, ausgenommen bei der Regeneration des Molsiebadsorbers.

Die kalkulatorische Einbindung des Speichers ist problematisch. Ein UGS wird auf Ausspeisevolumina ≥ 100.000 m³/h ausgelegt, langfristig ist mit solchen Volumina zu rechnen. Damit werden die Investitionskosten (CAPEX) auf mehrere Kunden verteilt. Um eine Darstellung dennoch zu ermöglichen, wurden zwei Fälle berechnet:

- Case 1: ohne Trocknung am Speicher (CAPEX 303 T€)
- Case 2: die Kosten der Trocknung aus dem Szenario 1 werden addiert, die OPEX aber auf den realen Durchsatz heruntergerechnet. (CAPEX 687 T€)

Kosten:

	Case 1 (ohne Trocknung)	Case 2 (mit Trocknung)
• CAPEX (€/kg H ₂)	0,115 €	0,262 €
• OPEX (€/kg H ₂)	0,116 €	0,158 €
• <u>Summe (€/kg H₂)</u>	<u>0,237 €</u>	<u>0,426 €</u>

Bei Erhöhung der CAPEX um 40 % und einem Anstieg der Stromkosten auf 0,25 €/kWh steigen die Aufbereitungskosten in der Summe in Case 3 auf 0,60 €/kg H₂ und in Case 4 auf 1,09 €/kg H₂.

Es ist anzumerken, dass die Investitionskosten für den Speicher selbst im Szenario nicht erfasst sind (Kavernenausbau, Kissengas, Bohrung etc.). Diese Kosten werden vom Speicherbetreiber auf den Wasserstoffpreis aufgeschlagen. Dazu liegen bisher keine Kostenschätzungen von Speicherbetreibern vor.

Nachfolgend ist bezogen auf verschiedene Kostenanteile eine Sensitivitätsanalyse für das Szenario 2 beispielhaft dargestellt. Start- bzw. Mittelpunkt der Abbildung sind ein mittlerer Kostenbereich von Case 1 und 2 (0,38 €/kg H₂), mittlere Investitionskosten und der mittlere Stromkostenbereich (0,21 €/kWh).

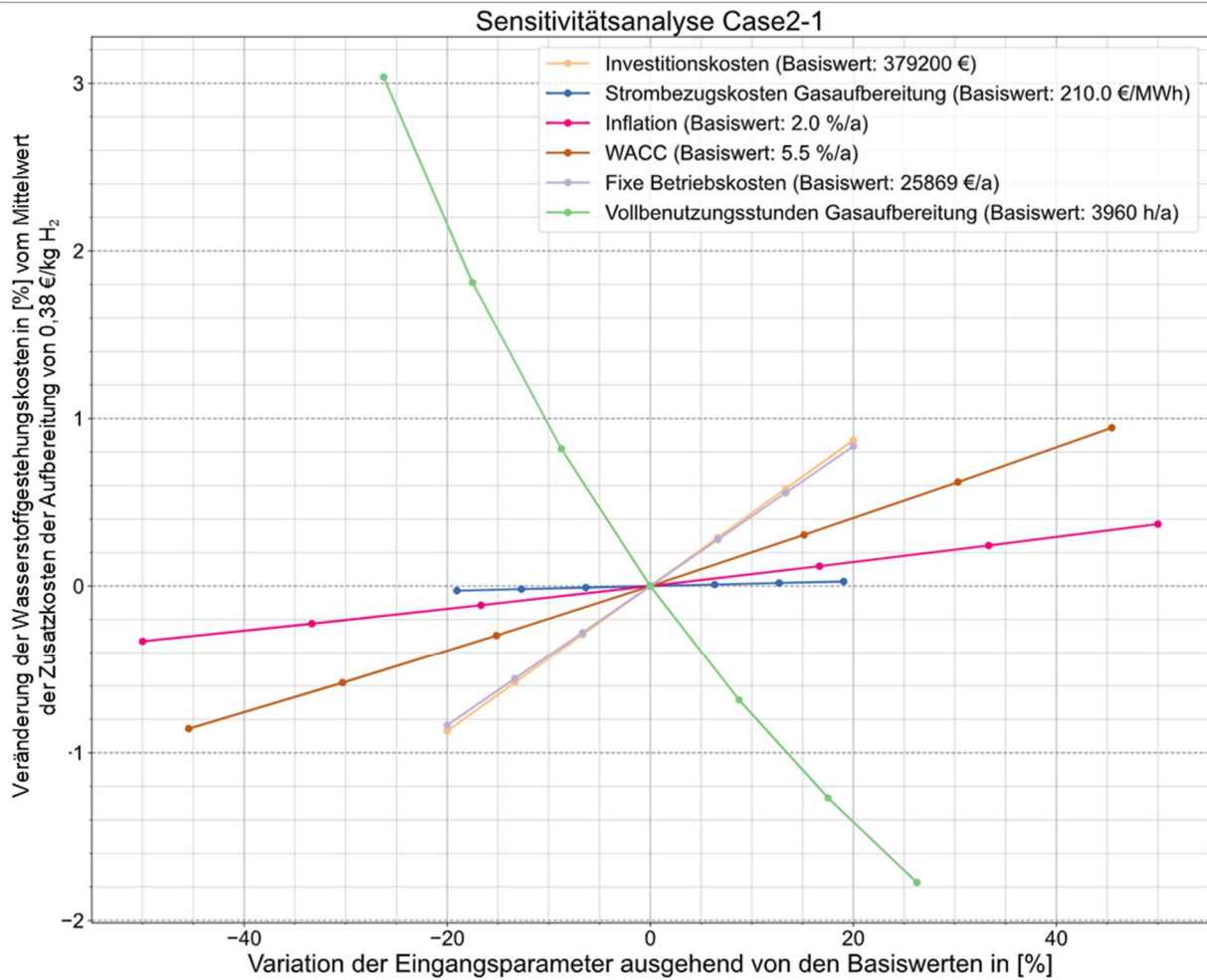


Abbildung 29: Sensitivitätsanalyse Kostenberechnung Szenario 2

7.4.3 Szenario 3

Ein Wasserstoff der Gruppe A muss auf die Qualität der Gruppe D angehoben werden. Es ist eine mehrstufige Gasaufbereitung notwendig.

Folgende Randbedingungen werden für die Kostenschätzung angesetzt:

- Die Entschwefelung erfolgt adsorptiv, der Schwefelwasserstoff wird über den Sauerstoffanteil im Gas zu Schwefel umgewandelt. Damit ist eine hohe Adsorptionskapazität gegeben, das Adsorbens wird ausgetauscht.
- Die Sauerstoffentfernung erfolgt katalytisch bei niedrigen Temperaturen. Der feuchte Wasserstoff wird anschließend über Molsieb getrocknet.
- Nachgeschaltet sind zwei Adsorber, die den Rest CO₂ in einer Größenordnung von 1 mol-% entfernen. Es handelt sich um eine PSA. Eine Nutzung des Spülgases nach Aufbereitung ist nicht vorgesehen, eventuelle Kosten für die Emission des CO₂ sind nicht berücksichtigt.

Es ist zusätzliche Messtechnik zur Kontrolle der H₂-Qualität eingeplant. Nach der PSA ist eine geeichte Mengemessung notwendig, um die H₂-Verluste messtechnisch zu erfassen. Es wurden erneut zwei Fälle berechnet:

Ausgangsparameter:

- Gasfluss: 10.000 m³/h = 841 kg/h
- Druck: 30 bara
- H₂-Gestehungspreis: variabel, je nach Herstellungsverfahren
- Anlagenlaufzeit h/a: 8.585 h (Faktor im Jahr 0,98)
- Wasserstoff kg/a 7.219.817

Festgelegte wirtschaftliche Parameter:

- Inflation: 2 %/a
- WACC WS-übergreifend: 5 %/a
- Abschreibungszeitraum: 20 a
- Energiekosten 0,17 €/kWh

Technisch bedingt müssen in diesem Szenario H₂-Verluste aus einem Aufbereitungsprozess berücksichtigt werden. Es wurden beispielhaft die Fälle 2 % Verlust und 10 % Verlust von Wasserstoff angenommen. Damit variieren die OPEX in Abhängigkeit von den Wasserstoffgestehungskosten. In der nachfolgenden Tabelle sind deshalb die OPEX ohne Wasserstoffverluste dargestellt.

Für CAPEX in Höhe von 7.146 T€ ergeben sich folgende Aufbereitungskosten: Es wurden folgende Kosten ermittelt.

Kosten:

	Case 1 2 % H₂-Verlust	Case 2 10 % H₂-Verlust
CAPEX (€/kg H ₂)	0,078 €	0,078 €
• <u>OPEX, ohne Gasverluste (€/kg H₂)</u>	<u>0,045 €</u>	<u>0,046 €</u>
Summe (€/kg H ₂)	0,123 €	0,124 €
dazu Kosten Gasverluste (€/kg H ₂)	0,009 – 0,07 € ²⁵	0,046 -0,36 €

Bei Erhöhung der CAPEX um 40 % und einem Anstieg der Stromkosten auf 0,25 €/kWh steigen die Summenwerte CAPEX + OPEX ohne Einbeziehung der Gasverluste in Case 1 und 2 von 0,12 €/kg H₂ auf

²⁵ Es wurden zur Darstellung zwei Grenzfälle der H₂-Gestehungskosten von 0,50 €/kg H₂ und 4 €/kg H₂ angenommen

0,20 €/kg H₂.

Nachfolgend ist bezogen auf verschiedene Kostenanteile eine Sensitivitätsanalyse für das Szenario 3 beispielhaft dargestellt. Start- bzw. Mittelpunkt der Abbildung sind ein mittlerer Kostenbereich aller betrachteten 4 Fälle, erkennbar an den mittleren Investitionskosten der Abbildung.

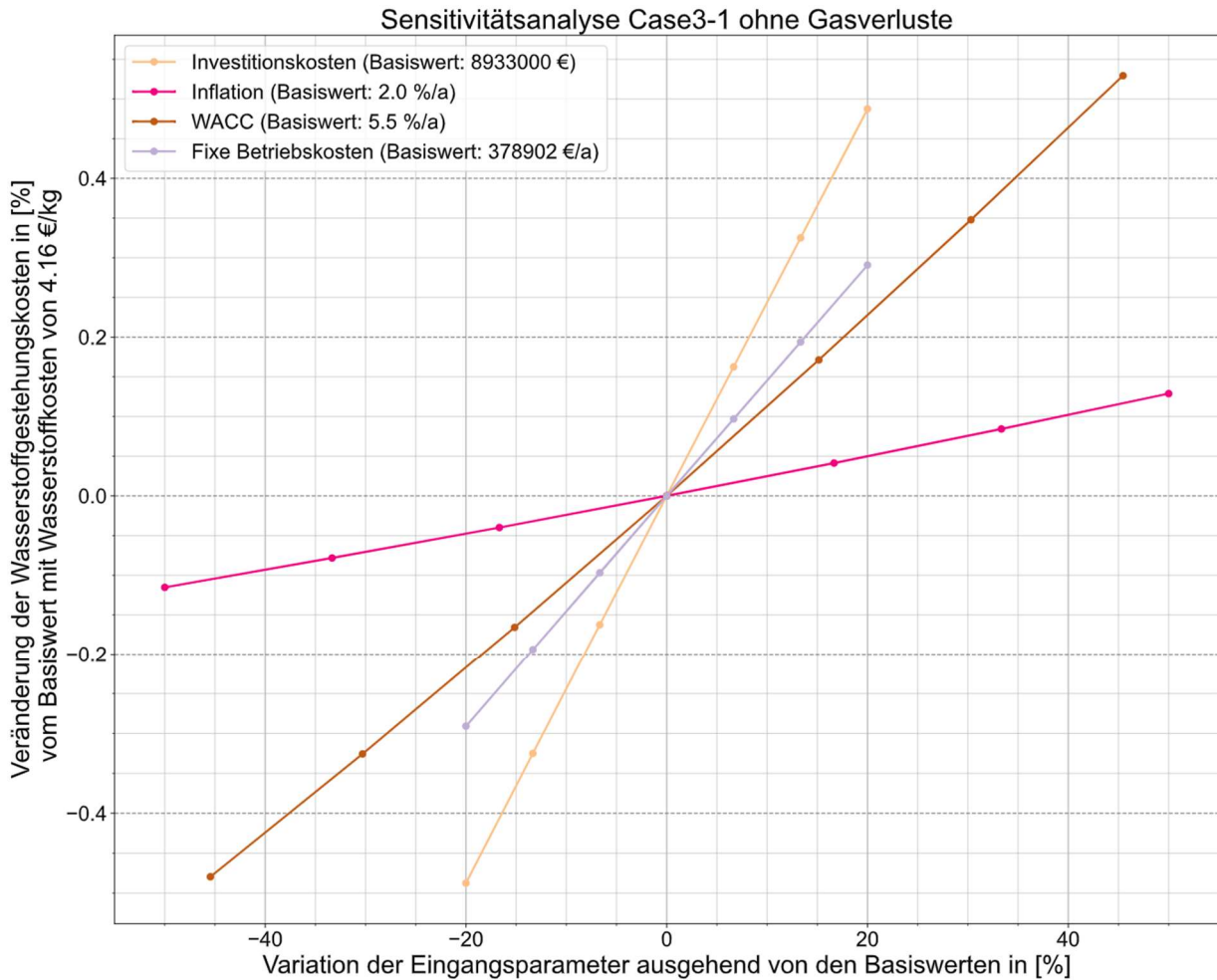


Abbildung 30: Sensitivitätsanalyse Kostenberechnung Szenario 3

Erwartungsgemäß sind die potenzielle H₂-Verluste Preistreiber: Insbesondere im Fall der Erzeugung von grünem Wasserstoff sollten 10 % Gasverluste durch eine Gasaufbereitung in jedem Fall vermieden werden. Analog zum Fall 2 werden die Aufbereitungskosten ebenfalls stark von den Investitionskosten geprägt.

8 AP 6: Definition der weiteren Schritte – Handlungsempfehlungen für Deutschland

In der vorliegenden Studie liegt der Fokus auf der Wasserstoffqualität und den durch die verschiedenen Prozesse und Systemkomponenten hervorgerufenen Auswirkungen auf und Anforderungen an die Gasqualität. Dies umfasst u.a. Speicherbetrieb, Gasaufbereitung und Netze. Die noch offenen identifizierten Fragestellungen sind im Folgenden zusammengefasst.

8.1 Bewertung der Studienergebnisse und Aufstellung der noch existierenden Wissenslücken

8.1.1 Unklarheiten hinsichtlich zukünftiger Wasserstoffmengen

In Kapitel AP 1: Abschätzung des H₂-Bedarfs² wurde ein für die Zwecke dieser Kurzstudie ausreichend robustes und granulares Wasserstoffmengengerüst im „Zielbild“ 2045 ermittelt. Für eine Konkretisierung der Konzeptionierung eines Wasserstoffsystems sind weitere Verfeinerungen erforderlich:

- **Wasserstoffbedarf:** Verschiedene Studien spannen aktuell eine große Bandbreite zukünftig erwarteter Wasserstoffmengen auf. In der Industrie und Stromerzeugung ist dabei eine erhebliche Rolle von Wasserstoff unumstritten. Insbesondere im Mobilitäts- und Gebäudesektor ist aber noch unklar, welche Technologien zukünftig dominant sein werden, sodass Prognosen bezüglich der resultierenden Wasserstoffnachfrage mit Unsicherheiten belegt sind. Schon jetzt absehbar ist aber, dass die Struktur eines sinnvollen Wasserstoffnetzes sich vom heutigen Erdgasnetz unterscheiden wird – etwa aufgrund der veränderten Nutzung und dezentralen Einspeisung.
- **Wasserstofferzeugung/-herkunft:** Für die Ausgestaltung eines Wasserstoffnetzes stellt sich auch die Frage der Herkunft, sowohl des Wasserstoffs selbst als auch der in Deutschland benötigten Wasserstofffolgeprodukte.
 - Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass ein signifikanter Anteil des in Deutschland verwendeten Wasserstoffs zukünftig importiert werden wird. Dabei ist aber noch offen, aus welchen Ländern, auf welchem Transportweg und in welcher Qualität der Wasserstoff nach Deutschland gelangen wird. Aus all diesen Faktoren ergeben sich möglicherweise Implikationen für das Gesamtsystem – etwa die Anforderungen an Aufbereitungsanlagen oder an die Qualität der inländischen Wasserstoffproduktion.
 - Neben Importen wird auch das Zusammenwirken mit ergänzenden Distributionsinstrumenten – etwa LKW, Zug und Schiff – die Ausgestaltung des deutschen Wasserstoffnetzes beeinflussen. Je nachdem, wie die regionale Verteilung der Wasserstoffproduktion und –nachfrage sich künftig entwickeln, können die Anforderungen an ein Wasserstoffnetz erheblich variieren.
 - Wasserstofffolgeprodukte bieten sich aufgrund ihrer höheren Energiedichte und guter Transporteigenschaften grundsätzlich für den Import aus dem Ausland an. Doch auch national gibt es aktuell bereits diverse Projekte zur PtX Herstellung, die zukünftig mit Wasserstoff versorgt werden müssen, um die angestrebte technologische Vorreiterrolle Deutschlands in der Wasserstoffwirtschaft zu ermöglichen.
 - Wird also neben der Nachfrage auch die Erzeugung und Herkunft des Wasserstoffs und der Wasserstofffolgeprodukte berücksichtigt, ergeben sich weitere Komplexitäten im Hinblick auf die zukünftige Ausgestaltung eines Wasserstoffsystems, die es zu untersuchen gilt.

- **Regionale Verteilung:** Des Weiteren wurde in dieser Kurzstudie noch keine detaillierte Betrachtung der voraussichtlichen regionalen Verteilung von Wasserstoffherzeugung (bzw. -anlandung/-grenzübergang) und Wasserstoffverbrauch vorgenommen. Für eine Konkretisierung der Konzipierung von Wasserstoffnetzen wird es entsprechend weitergehender Analysen der regionalen Verteilung von Wasserstoffabnahme und -erzeugung bedürfen.
- **Markthochlauf:** Zudem fokussiert die Betrachtung in dieser Kurzstudie auf die Wasserstoffnutzung im Jahr 2045 als „Zielbild“ für Klimaneutralität. Um Entscheidungen über die Priorisierung und Chronologie des Aufbaus eines Wasserstoffnetzes vorbereiten zu können, bedarf es über das Zielbild 2045 hinaus eines genaueren Verständnisses des Wasserstoffbedarfs (und der Erzeugung) in der Transformationsphase bis 2045. Bezüglich der Qualitätsauslegung von reinen Wasserstoffnetzen, dem Schwerpunkt dieser Kurzstudie, ist ein Verständnis des erwarteten Markthochlaufs insbesondere dann relevant, wenn zwischen den Sektoren mit unterschiedlichen Wasserstoffqualitätsanforderungen und Toleranzen gegenüber Blending von Wasserstoff und Erdgas unterschiedliche Hochlaufgeschwindigkeiten zu erwarten sind.

8.1.2 Unklarheiten im Bereich der Wasserstoffherzeugung und Nutzung

In Kapitel 3 wurde dargelegt, dass die verschiedenen Herstellungsverfahren von Wasserstoff mit entsprechender Aufbereitung in der Lage sind, Wasserstoff hoher Qualität (Gruppe D) herzustellen. Bei Herstellungs- bzw. Transportverfahren von H₂, die noch nicht in Anwendung sind, sind Lücken im Verständnis zu Umfang und Art einer Gasaufbereitung vorhanden. Im Bereich der H₂-Nutzung sind teilweise erhebliche Schwankungen in den Aussagen potenzieller Anwender zur notwendigen Gasqualität anzutreffen. Es ist erforderlich, folgende Themen vertieft zu betrachten:

- **Wasserstoffherstellung:** Die Herstellung von türkischem Wasserstoff über Methan Pyrolyse befindet sich in der Pilotphase. Es fehlen Aussagen zu Art und Umfang möglicher Gasbegleitstoffe, um den Aufwand für eine Aufbereitung zur Qualität Gruppe D abschätzen zu können. Bezüglich der Herstellung von Wasserstoff aus Ammoniak konnten keine Praxiserfahrungen zum Restgehalt an Ammoniak eingeholt werden. Es ist zu präzisieren, welche Verunreinigung aus welchem Herstellungsverfahren konkret zu erwarten ist.
- **Wasserstoffanwendung:** Es sind große Diskrepanzen in den Anforderungen zur Wasserstoffqualität der potenziellen H₂-Anwender erkennbar, was sich in Europa in den Diskussionen zu normativen Entwürfen bezüglich Qualitätsanforderungen zeigt. Es ist notwendig, die verschiedenen Quellen hinsichtlich Aussagekraft und Hintergrund zu präzisieren und konkreter auf zu definierenden Technologien und deren spezifische Anforderungen einzugehen.
- **Anwendungstoleranz:** Momentan werden die Anforderungen an die H₂-Qualität im Trend maximiert. Allerdings ist aus chemisch/technischer Sicht klar, dass höhere Anteile einzelner Begleitkomponenten nicht direkt zu einer Schädigung von Geräten wie z.B. Brennstoffzellen führen, sondern zu einer Beschleunigung von Alterungsprozessen. Es wäre zu betrachten, welche Begleitstoffe dies betrifft und inwieweit eine volkswirtschaftliche Optimierung möglich ist.
- **Fluktuation der Wasserstoffqualität:** Das Problem einer fluktuierenden H₂-Konzentration wurde im Rahmen dieser Kurzstudie nur kurz angerissen. Aussagen zu Schwankungen beziehen sich im Regelfall auf deutlich größere Veränderungen als zwischen Gruppe A und Gruppe D. Für Katalytische Prozesse und Brennstoffzellen sind prinzipiell Schwankungen der H₂-Qualität in diesem Bereich weniger entscheidend als vielmehr der Anteil besonders kritischer Fremdstoffe.

8.1.3 Wissenslücken hinsichtlich der Gasaufbereitung

Es wurden in Kapitel 4 die verfügbaren Aufbereitungsverfahren beschrieben, in Kapitel 7 wurden Abschätzungen zu den Kosten einzelner Prozessketten gemacht. Notwendige Aufbereitungstechnologien sind verfügbar, allerdings zeichnen sich auch in diesem Bereich ungeklärte Fragen ab.

- **Aufbereitungstechnologie:** Die Aufbereitung von Wasserstoff von 98 mol-% auf 99,97 mol-% kann in Abhängigkeit von der zu entfernenden Komponente hohe Betriebskosten verursachen, wie am Beispiel einer Druckwechseladsorption (PSA) dargestellt wurde. Alternativen existieren, u.a. sollte die Entwicklung der Membrantechnik verfolgt werden. Bezüglich Schwefel ist noch nachzuweisen, dass die verschiedenen Adsorptionsverfahren den Grenzwert von 4 ppb erreichen.
- **Kosten und Verfahrensanpassungen:** Die Kurzstudie greift in Teilen auf Erfahrungen der Chemieindustrie zurück, wobei dabei aber etwas abweichende Gaszusammensetzungen oder Konzentrationsverhältnisse im Vergleich zu den anstehenden Aufgaben gehandelt werden. Dies hat Auswirkungen auf die Anlagenauslegung und die Aufbereitungskosten.
- **Verunreinigungen:** Generell sind die Kenntnisse zu Art und Umfang der zu erwartenden Verunreinigungen lückenhaft. Dies betrifft auch den zeitlichen Verlauf der Desorption aus Rohrleitungen, in dieser Studie als Einlaufphase bezeichnet.

Zur Beantwortung verschiedener Fragestellungen technischer und volkswirtschaftlicher Art werden aktuell Forschungsprojekte durchgeführt, die Ergebnisse dieser sind zu bewerten und bilden die Grundlage zu konkreteren Aussagen im ausführlicheren Rahmen.

8.1.4 Wissenslücken im Bereich der Untergrundspeicherung

8.1.4.1 Kavernen-UGS

Aktuell gibt es Deutschlandweit noch keinen Speicher für reinen Wasserstoff. Hinsichtlich der Komplettierung der Bohrung gibt es noch keine Untersuchung zur Wasserstoffverträglichkeit zu einem Großteil der Materialien wie API-Stähle für Tubinge und Casinge sowie Elastomere. Daneben existieren Fragestellungen, die konkret Qualitätsfragen des Wasserstoffs betreffen:

- **Normung, Festlegung von Grenzwerten:** Die Einspeisung von Erdgas und Wasserstoff in einen UGS unterliegt bereits jetzt besonderen qualitativen Anforderungen. Es ist zu klären, in welchem Maße die Wasserstoffqualität Gruppe A in „saubere“ Wasserstoffkavernen eingespeist werden darf. Die Folge daraus wären komponentenflexible Anforderungen an eine Gasaufbereitung.
- **Vornutzung:** Geplante praktische Kavernenprojekte beschäftigen sich aktuell ausnahmslos mit Kavernen, die bisher keiner Nutzung für Erdgas zugeführt waren und unter Wasser (Sole) stehen. Mit der Einbindung von Alt- bzw. Bestandskavernen ist die Quantifizierung der Verunreinigungen aus der vorherigen Nutzung notwendig (Umstellung Erdgas- und Erdölkavernen / Mineralöl als Rest-Blankett). Konkrete Fälle sind zu betrachten, auch mögliche Ausgasungen aus der Sole. Die Möglichkeiten des Einsatzes verschiedener Kissengase und resultierende Qualitätsveränderungen sind zu bewerten.
- Der **Umstellungsprozess** von Bestandskavernen selbst ist in dieser Kurzstudie nicht betrachtet.
- Der Kenntnisstand zur **biologischen Aktivität** ist im europäischen Maßstab auszubauen, Praxiserfahrungen über Deutschland hinaus sollten bewertet werden.

Die Umstellung von Bestandskavernen wird langfristig der Regelfall werden, so dass dieser qualitätsrelevante Prozess tiefer zu betrachten ist.

8.1.4.2 Poren-UGS

Weltweit werden ca. 75 % der Untergrundgasspeicherkapazitäten durch Porenspeicher bereitgestellt²⁶, ganz speziell in der Ukraine, dem europäischen Land mit der größten Gasspeicherkapazität (und der drittgrößten weltweit) existieren nur Porenspeicher. Vor diesem Hintergrund ist es notwendig, Porenspeicher hinsichtlich der Gasbegleitstoffe zu bewerten, da davon ausgegangen werden muss, dass diese Begleitstoffe beim Gasimport (Erdgas und perspektivisch Wasserstoff) in das Netz und die UGS in Deutschland gelangen.

Porenspeicher waren nicht Gegenstand dieser Studie, allerdings lassen sich dennoch folgende entscheidende qualitätsrelevante Herausforderungen zusammenfassen:

- **Wechselwirkung:** Bewertung und Untersuchung möglicher Wechselwirkungen des Wasserstoffs mit den mineralogischen, geochemischen, petrophysikalischen und mikrobiologischen Gegebenheiten des Reservoirs und des Deckgebirges. Zu bewerten sind auch eine mögliche Alteration der Porenstruktur (Porosität und Permeabilität) und damit verbundene Verunreinigungen des Speichergases
- Besonderes zu untersuchen sind die **Interaktion Wasserstoff-Erdgas, die Verteilung als Gasgemisch** sowie die Löslichkeit von H₂ und Erdgas in Wasser. Punktuelle Untersuchungen sind vorhanden, allgemeingültige Aussagen und mathematische Beschreibungen fehlen. Der zeitliche Verlauf der Umstellung eines existierenden Poren-UGS von Erdgas auf Wasserstoff ist zu betrachten.
- Möglichkeit einer **allgemeingültigen Qualifizierung** von Porenspeichern für die Eignung zur Wasserstoffspeicherung. Es sollte untersucht werden, ob Ausschlusskriterien für eine solche Umstellung existieren.

8.1.5 Unklarheiten hinsichtlich zukünftiger Wasserstoffnetze

Es liegen bisher keine praktischen Erfahrungen der Gasindustrie mit der Umstellung und Reinigung von Bestandnetzen auf Wasserstoff vor. Es besteht grundsätzlich die Möglichkeit, H₂ mit hoher Reinheit in das Netz zu geben und dann bedarfsgerecht und kosteneffizient die einzelnen Komponenten abzutrennen, die durch die Rohrleitungen und den Betrieb eingetragen werden. Erfahrungen der Chemie- und Raffinerieindustrie zeigen, dass über neue Wasserstoffnetze Wasserstoff in sehr hoher Qualität transportiert werden kann. Es besteht aber in der Gasindustrie Konsens dahingehend, dass die Umstellung von Erdgas- auf Wasserstoffleitungen notwendig sein wird.

²⁶ Deutschland stellt mit einem umgekehrten Verhältnis von ca. 75 % der Gasspeicherkapazität in Kavernenspeichern einen internationalen Einzel- / Sonderfall dar.

Aus den fehlenden Erfahrungen heraus resultiert ein erhöhter Untersuchungsbedarf:

- **Verunreinigungen.** Die Komponenten, die zu einer Verunreinigung von Wasserstoff führen können, sind bekannt. Dies variiert in Abhängigkeit von der Vornutzung und Betriebsdauer der Pipelines.
 - Die Konzentration dieser Komponenten ist im Zusammenhang mit der Historie der Leitung zu ermitteln. Aussagen zur Konzentration sind essenziell für die Auslegung einer Gasaufbereitung.
 - Die Dauer der „Umstellungsphase“ ist offen. Anhand von Praxisbeispielen kann dies präzisiert werden. Für einzelne Komponenten (Beispiel Wasser aus der North Stream I) ist bereits jetzt eine vertiefende Aussage denkbar, wenn Messdaten zur Verfügung gestellt werden.
- **Lokale Gasaufbereitung:** Diese erfolgt aktuell bereits vor Brennstoffzellen oder Erdgastankstellen. Eine weitergehende Bewertung dieser Kleinanlagen wie Standzeiten, Material oder Kosten ermöglicht eine präzise Abschätzung der Aufbereitung direkt vor einer Anwendung wie einer H₂-Tankstelle oder einer H₂-Brennstoffzelle.
- **Zeitrahmen und Umstellungsszenarien:** Mit der Vertiefung der Kenntnisse zu Wasserstoffbedarf und Markthochlauf (AP 1) lassen sich Szenarien hinsichtlich der zu verteilenden Qualität und der räumlichen Lage der qualitativen Anforderungen präzisieren. Die Zuordnung zu den verschiedenen Leitungssystemen (Transportnetz, Verteilnetz) mit unterschiedlichem Aufwand der Gasaufbereitung wäre denkbar.

Es sie analog zu 8.1.2 darauf verweisen, dass für einige Anwendungsprozesse nicht sämtliche Anforderungen von Grade D erfüllt werden müssen. Die Konsequenz aus dieser Feststellung und wie man dies in einem Gesamtnetz berücksichtigt werden kann, ist noch zu ermitteln.

8.2 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Die in Deutschland existierende Erdgas-Infrastruktur kann für den Transport und die Speicherung von Wasserstoff umgestellt werden. Aufgrund der zukünftigen energetischen und deutlich höher zu erwartenden stofflichen Nutzung von Wasserstoff in nahezu allen industriellen, kommunalen und privaten Bereichen ist die Bereitstellung einer geeigneten Qualität aus einem Transport- und Verteilnetz eine zentrale Grundlage für die Energiewende. Die Kurzstudie hat die hierzu maßgeblichen qualitätsrelevanten Prozesse dargestellt.

Es lassen sich bezüglich der **Anforderungen** mehrere Qualitätsbereiche für den benötigten Wasserstoff definieren. Diese sind der energetische Qualitätsbereich, vergleichbar mit der H₂-Qualität der Gruppe A des DVGW-Arbeitsblattes G 260, der katalytische Qualitätsbereich, sowie der Anforderungsbereich für Brennstoffzellen (Qualität der Gruppe D der DVGW G 260). Gruppe A reicht für den katalytischen Qualitätsbereich, der die Anforderungen der chemischen Industrie, der Raffinerieindustrie und zukünftiger PtX Prozesse abdeckt, nicht aus. Andererseits müssen nicht alle Qualitätsanforderungen der Gruppe D für die katalytische Qualität erfüllt sein, die Anforderungen an einzelne Begleitstoffe können abweichen.

Die Auswertung vorliegender Studien zeigt, dass der Wasserstoff sehr hoher Qualität (katalytisch und Brennstoffzelle) einen signifikanten Anteil der Gesamtmenge im Jahr 2045 einnehmen wird. Abhängig von der Importmöglichkeit und -mengen an Power-to-X (PtX) Produkten kann dies bis zu 30 – 40 % des notwendigen Wasserstoffbedarfs in Deutschland betragen. Im Rahmen der Studie wurde gezeigt, dass alle heute maßgeblichen **Herstellungsverfahren** von Wasserstoff in der Lage sind, in Kombination mit den vorhandenen Aufbereitungsverfahren, Wasserstoff für alle zukünftigen Anwendungsbereiche herzustellen. Dies gilt explizit auch für die höchste Qualitätsanforderung, der Nutzung in PEM-Brennstoffzellen

Eine Verringerung des Herstellungsaufwandes durch Vereinfachung der Gasaufbereitung beim Hersteller zur Erfüllung der etwas geringeren Anforderungen der H₂-Qualität Gruppe A (98 mol-%) ist vorstellbar und technisch umsetzbar. Wird im Rahmen der Herstellung der Aufwand der Gasaufbereitung reduziert, kann dieser Aufwand beim Verteilnetz- oder Speicherbetreiber bzw. Endkunden notwendig werden.

Für den **Transport** von Wasserstoff wurden die qualitätsbeeinflussenden Veränderungen bei der Speicherung und dem Pipelinetransport dargestellt. Für die Speicherung von Wasserstoff in den in Deutschland vorhandenen Salzkavernen wird erwartet, dass es neben der Feuchtigkeitsaufnahme auch durch mikrobielle Prozesse zur Bildung von Verunreinigungen kommen wird, die durch adsorptive Prozesse abgetrennt werden können. In jedem Falle ist bei Umstellung von Altkavernen eine spezifische Betrachtung der Vornutzung notwendig. Die Nutzung von Porenspeichern wurde in dieser Studie nicht betrachtet. Es ist zu erwarten, dass hier Einzelfallbetrachtungen notwendig werden.

Es ist davon auszugehen, dass auch die Importe von Wasserstoff nicht in jedem Fall die hohe Qualität der Gruppe D erfüllen. Ursache dafür könnten beispielsweise andere rechtliche Situationen oder die Einbindung von Porenspeichern außerhalb von Deutschland in das Transportsystem sein.

Es existieren Technologien, die diese Verunreinigungen entfernen können. Der Umfang der notwendigen Gasaufbereitung variiert. Als Standorte einer Aufbereitung sind Übernahmepunkte im Wasserstoffnetz denkbar, aber auch direkt vor dem Endkunden kann die Wasserstoffreinigung installiert werden. Der Aufbereitungsaufwand wird zu einer Erhöhung der Kosten für Wasserstoff führen, wobei Verfahren mit Wasserstoffverlusten (z.B. PSA) im Vergleich zu einfachen Adsorptionen höhere Kosten verursachen.

Der anstehende schrittweise Transformationsprozess von Netzteilen und Speichern ist bezüglich der existierenden Qualitätsanforderungen beispiellos. Entsprechend hat diese Studie neben den genannten Fakten eine Reihe von **Wissenslücken** identifiziert. Es wird empfohlen, diese Lücken in den nächsten Jahren zu schließen. Dies kann durch Einbindung potenzieller Anwender, Nutzung der Erfahrungen laufender Forschungsprojekte und Vertiefung der Recherchearbeiten auch über den nationalen Maßstab hinaus erfolgen.

Literaturverzeichnis

- [1] ISO, ISO 14687:November 2019 Beschaffenheit von Wasserstoff als Kraftstoff - Spezifizierung des Produkts.
- [2] Deutsches Institut für Normung e.V., DIN EN 17124:Juli 2019 Wasserstoff als K'raftstoff - Produktfestlegungen und Qualitätssicherung - Protonenaustauschmembranen(PEM)-Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge.
- [3] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein -, Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 260 (A):09-2021 Gasbeschaffenheit.
- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität 2021.
- [5] Siemens Energy: Datenblatt des Herstellers. <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a193b68f-7ab4-4536-abe2-c23e01d0b526/datasheet-silyzer300.pdf>.
- [6] ITM Power: Datenblatt. <https://www.energy-xprt.com/downloads/itm-model-hgasxmw-large-electrolyser-system-datasheet-844334>.
- [7] h-tec: Datenblatt des Herstellers. <https://www.h-tec.com/produkte/detail/h-tec-pem-elektrolyseur-me450-1400/me450-1400/>.
- [8] iGas energy: Datenblatt des Herstellers. https://igas-energy.de/fileadmin/individual/igas-energy-de/editor/Broschueren/iGas_green_Elektrolyzer_D__170420.pdf.
- [9] NEL ASA: Datenblatt des Herstellers. <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2022/02/M-Series-Containerized-Spec-Sheet-Rev-E.pdf>.
- [10] Geitmann, S.: HZwei-Umfrage über Elektrolyseure. <https://www.hzwei.info/blog/2022/01/14/hzwei-umfrage-ueber-elektrolyseure/>.
- [11] Green Hydrogen Systems: Datenblatt des Herstellers. <https://greenhydrogensystems.com/wp-content/uploads/2021/02/A-Series-brochure-120421.pdf>.
- [12] sunfire: Datenblatt des Herstellers. [https://www.sunfire.de/files/sunfire/images/content/Sunfire.de%20\(neu\)/Sunfire-Factsheet-HyLink-Alkaline-20210305.pdf](https://www.sunfire.de/files/sunfire/images/content/Sunfire.de%20(neu)/Sunfire-Factsheet-HyLink-Alkaline-20210305.pdf).
- [13] Thyssenkrupp: Datenblatt des Herstellers. https://ucpcdn.thyssenkrupp.com/_binary/UCPthyssenkruppBAISUhdeChlorine Engineers/en/products/water-electrolysis-hydrogen-production/alkaline-water-electrolysis/210622-gH2-product-brochure.pdf.
- [14] EASEE-gas 2022-001/01:14.09.2021 Hydrogen Quality Specification.
- [15] Abir Boufaied et al: H2PNR: Removing barriers for the successful introduction of hydrogen in the natural gas grid: WP9: Quality Requirements for Industrial Users – a survey 11/2021.
- [16] P.L. Spath und D.C. Dayton: Technical and Economic Assessment of Synthesis Gas to Fuels and Chemicals with Emphasis on the Potential for Biomass-Derived Syngas. Golden, Colorado Dezember 2003.
- [17] Hy4Heat: WP2: Hydrogen quality standards.
- [18] Future Fuels CRC: RP1.4-02 Future fuel use in type B and industrial equipment - Final report. <https://www.futurefuelscrc.com/project/future-fuels-end-use-type-b-appliances-and-industrial-equipment-rp1-4-02/>, Zugriff am: 07.03.2022.
- [19] DNV presentation: Assessment of Hydrogen Purity Requirements for Industrial Applications 2019.

- [20] Ballerstedt, H. und Wagner, M.: Einfluss von Biogas und Wasserstoff auf die Mikrobiologie in Untertagegasspeichern: Literaturstudie. Hamburg 2013.
- [21] Schmitz, S.; Kretzschmar, H.-J.; Bock, P.; Lubenau, U. und Schreck, H.: Schwefelverbindungen und Odoriermittel in Untertage-Gasspeichern: Literaturstudie. Freiberg 2012.
- [22] Air Liquide:: <https://www.engineering-airliquide.com/de/druckwechseladsorption-wasserstoffreinigung>, Zugriff am: 10.04.2022.
- [23] Doukelis, Panopoulos et al. (Hrsg.): Palladium Membrane Technology for Hydrogen Production, Carbon Capture and other applications: Elsevier Ltd. 2015.
- [24] DNV: <https://www.dnv.com/oilgas/joint-industry-projects/gas-value-chain/hydrogen-addition-to-natural-gas.html>, Zugriff am: 15.04.2022.
- [25] Gas Infrastructure Europa: <https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/databases/storage-database> (nicht mehr online verfügbar), Zugriff am: 15.04.2022.
- [26] Cord-Ruwisch, R., Seitz, H., Conrad, R: The capacity of hydrogenotrophic anaerobic bacteria to compete for traces of hydrogen depends on the redox potential of the terminal electron acceptor. In: Archives of Microbiology 149. S. 350–357.
- [27] HYPOS: <https://www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte-zwanzig20/transport-und-speicherung/h2-ugs/>. Projektabschluss Juni 2022, (Veröffentlichung des Abschlussberichts noch ausstehend), Zugriff am: 15.04.2022.
- [28] Linde: <https://www.lindehydrogen.com/technology/hydrogen-storage>, Zugriff am: 22.04.2022.
- [29] Geitmann, S.: Marktübersicht Elektrolyseure. In: H₂-Das Magazin für Wasserstoff und Brennstoffzellen 1/2022. S. 24–27.

Anhang

Anhang 1:	Standorte von H ₂ -Verbrauchern, hohe Qualitätsanforderungen, informativ	91
Anhang 2:	Aufstellung der Wasserstoff-(Beimischungs-)Volumina der deutschen Kavernen-UGS mit entsprechenden Ein- und Ausspeicherraten	92
Anhang 3:	Spezifische Unterschiede zwischen Poren- und Kavernen-UGS	94

Anhang 1: Standorte von H₂-Verbrauchern, hohe Qualitätsanforderungen, informativ

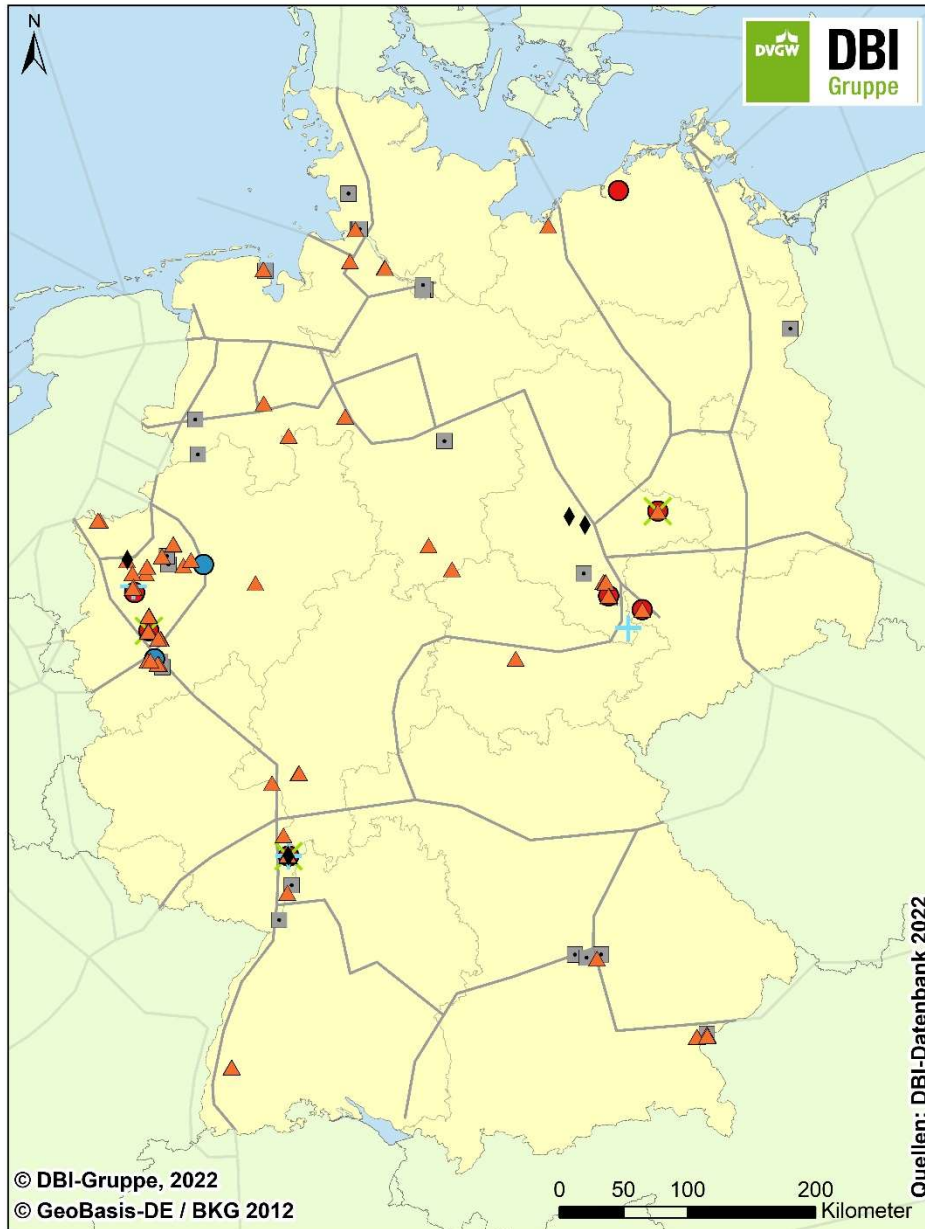
H₂-Verbraucher (hohe Qualitätsanforderungen)

chemische Industrie

- ✕ Herst. von Ammoniak
- Herst. von Glyoxal/Glyoxylsäure
- ▲ Herst. organ. Grundchemik.

sonstige

- Herst. von Salpetersäure
- ⊕ Herst. von Adipinsäure
- Herst. von Industrieruß
- ◆ Herst. von Soda
- Raffinerie
- H₂-Backbone



Anhang 2: Aufstellung der Wasserstoff-(Beimischungs-)Volumina der deutschen Kavernen-UGS mit entsprechenden Ein- und Ausspeicherraten

Standorte	0 Vol.-% H ₂	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	20 Vol.-% H ₂	100 Vol.-% H ₂	100 Vol.-% H ₂	100 Vol.-% H ₂	Max. Ausspeicherrate	Max. Einspeicherrate
	Mio. m ³ i.N.	Mio. m ³ i.N.	Mio. m ³ i.N.	Mio. m ³ i.N.	Mio. m ³ i.N.	t	TWh	1000 m ³ /h i.N.	1000 m ³ /h i.N.
Bad Lauchstädt	654	650	624	566	444	39.940	1,33	920	k.A.
Bernburg	898	893	856	777	610	54.841	1,82	1.000	k.A.
Bremen-Lesum-Storengy	152	151	145	132	103	9.283	0,31	360	91
Bremen-Lesum-Wesernetz	21	21	20	18	14	1.282	0,04	160	5
Empelde	378	376	360	327	257	23.085	0,77	510	161
Epe-ENECO	94	93	90	81	64	5.741	0,19	400	342
Epe-innogy, H-Gas	388	386	370	336	263	23.695	0,79	870	k.A.
Epe-innogy, L-Gas	178	177	170	154	121	10.871	0,36	400	181
Epe-innogy, NL	296	294	282	256	201	18.077	0,60	500	174
Epe-KGE	186	185	177	161	126	11.359	0,38	400	150
Epe-NUON	300	298	286	260	204	18.321	0,61	600	259
Epe-Trianel	190	189	181	164	129	11.603	0,39	600	301
Epe-Uniper	1.916	1.905	1.827	1.659	1.301	117.011	3,89	2.900	1.200
Etsel-EGL 1 und 2	1.170	1.163	1.116	1.013	794	71.453	2,37	1.320	770
Etsel-EKB	895	890	853	775	608	54.658	1,82	800	446
Etsel-ESE	1.912	1.901	1.823	1.655	1.298	116.767	3,88	2.250	116

Standorte	0 Vol.-% H ₂	1 Vol.-% H ₂	5 Vol.-% H ₂	20 Vol.-% H ₂	100 Vol.-% H ₂	100 Vol.-% H ₂	100 Vol.-% H ₂	Max. Auspeicherrate	Max. Einspeicherrate
Etzel-FSG	390	388	372	338	265	23.818	0,79	600	197
Crystal Harsefeld	110	109	105	95	75	6.718	0,22	300	90
Huntorf	308	306	294	267	209	18.810	0,63	450	335
Jemgum-astora	760	755	725	658	516	46.414	1,54	930	365
Jemgum-EWE	366	364	349	317	249	22.352	0,74	250	202
Katharina	347	345	331	300	236	21.192	0,70	900	k.A.
Kiel-Rönne	62	62	59	54	42	3.786	0,13	100	21
Kraak	257	255	245	222	175	15.695	0,52	400	177
Krummhörn	154	153	147	133	105	9.405	0,31	280	k.A.
Nüttermoor	1.311	1.303	1.250	1.135	890	80.064	2,66	1.780	178
Peckensen	367	365	350	318	249	22.413	0,74	895	309
Reckrod	110	109	105	95	75	6.718	0,22	100	50
Rüdersdorf	100	99	95	87	68	6.107	0,20	140	39
Staßfurt	645	641	615	558	438	39.391	1,31	650	306
Xanten	172	171	164	149	117	10.504	0,35	320	k.A.
Gesamt	15.087	14.996	14.386	13.060	10.244	921.374	30,62	22.085	6.465

Anhang 3: Spezifische Unterschiede zwischen Poren- und Kavernen-UGS

	Poren-UGS	Kaverne-UGS
Geologie		
Struktur	Hauptsächlich poröses Gestein wie Sandstein und Kalkstein	Salzgestein, hauptsächlich Halit
Deckgebirge	Schicht aus dichtem, undurchlässigem Gestein, hauptsächlich Ton	Speichergestein selbst (Salz)
Speichervolumen	abhängig von der Ausdehnung der Formation, ihrer Struktur, Teufe, Porosität und Permeabilität	abhängig von der Ausdehnung der Salzformation; Theoretisch erweiterbar durch den Bau weiterer Kavernen
Kissengasvolumen	hoch	Gering, aber variabel (abhängig von der Größe der Kavernen)
Errichtung		
Bohrungen	<p>Mehrere Betriebsbohrungen:</p> <p>Je nach Gliederung der Struktur, Verwerfungen, Speicherhorizonte und deren hydraulischer Kommunikation</p> <p>Produktivität-/ Injektivitätsindex der Bohrungen</p> <p>Eventuell unterschiedliche Teufen, wenn der Speicher unterschiedliche Speicherschichten hat</p>	Eine (oder zwei) Bohrungen pro Kaverne
Gaserstbefüllung (GEB)	-	Zusätzliche Ausrüstungen für die GEB, Entnahme und Entsorgung der Sole aus dem Soleprozess.
Kissengas	<p>Erschöpfte Felder: Verbleibende KW (hauptsächlich Erdgas), CO₂ u.a.</p> <p>Aquifere: Anteil des Speichermediums, typischerweise 40 Vol.-% des gesamten Gesamtgasvolumens</p>	Die Verwendung anderer Medien als des Speichergases wird derzeit untersucht.
Max. Druck	Gemäß Formationsdruckgradient + Sicherheitsfaktor (teufenabhängig) Entsprechend dem Druckgradient in der Formation + Sicherheitsfaktor (teufenabhängig)	
Min. Druck	Abhängig von der Porengröße, der Permeabilität und dem Kapillardruck.	Kissengasvolumen hält Minimaldruck aufrecht: Verhinderung einer zu schnellen Kriechrate und Verringerung der Kavernengröße
Injektions- und Entnahmeraten	Abhängig von der Permeabilität und dem gegenwärtigen Lagerstättendruck	Abhängig von der Tubinggröße und der max. zulässigen Druckänderung in der Kaverne (typischerweise 10 bar/d)

	Poren-UGS	Kaverne-UGS
	In den meisten Fällen über die Produktionszeit abnehmend.	
	Durch Injektions- und Produktionstests, sowie Bohrlochsimulationsmodelle zu verifizieren	
	Können sich von Bohrung zu Bohrung (und von Schicht zu Schicht) unterscheiden	
Betrieb		
	Gastrocknung: Immer	Gastrocknung: Immer
Gasaufbereitung	Entschwefelung: falls erforderlich, kann im Falle von H ₂ aus mikrobiellen Prozessen in der Lagerstätte resultieren	Entfernung von KW, wenn eine Kaverne mit (Diesel-)Öl als Blanket gesolt wurde, Restmengen von Erdgas, das bei Flutung nicht entfernt werden konnte
	Entfernung von KW: bei Nutzung ehem. Lagerstätten oder umgewidmeten Erdgas-UGS erforderlich	
Ein- und Ausspeicher-Zyklen	1 mal pro Jahr	mehrmals pro Jahr
Überwachung	Manchmal zusätzliche Beobachtungsbohrungen im Reservoir oder in den oberen Schichten:	Überwachung von Bodenbewegungen (infolge der Konvergenz von Kavernen)
	Drucküberwachung → Erkennung von Fluidströmen in Randbereichen und oberen Schichten des UGS	
	Überwachung des Wasserzuflusses und Gasanalyse	