

Hochschule Flensburg

# BACHELOR–THESIS

Thema: Power-to-Gas – Eine grundlegende Analyse der wesentlichen  
Einflussfaktoren des Transports von grünem Wasserstoff im Rahmen der  
Infrastruktur Deutschlands

von: Jonas Marcel Weiß

Matrikel-Nr.: 610781

Studiengang: Energiewissenschaften

Betreuer/in und  
Erstbewerter/in: Prof. Dr. Kay Pfaffenberger

Zweitbewerter/in: Prof. Dr. Stefan Liebing

Ausgabedatum: 12.01.2023

Abgabedatum: 09.03.2023

# Abstract

Im Rahmen dieser Arbeit soll ein Überblick über die industriell relevanten Elektrolyseverfahren geboten werden. Technisch ausgereifere und praxistaugliche Verfahren zur weiteren Umwandlung werden anknüpfend dargestellt und einander gegenübergestellt. Unter Berücksichtigung dieser Erkenntnisse wurde eine sogenannte „PESTEL-Analyse“ zum Ermitteln politischer, wirtschaftlicher, sozialer, ökologischer und rechtlicher Einflussfaktoren für den Transport von (grünem) Wasserstoff durchgeführt. Dabei soll die Frage beantwortet werden, wie die behandelten Technologien im Hinblick auf die deutsche Wasserstoffinfrastruktur einzuordnen sind und welche Einflussfaktoren zum Umfeld einer Wasserstoffwirtschaft relevant sind. Um eine professionellere Sicht auf die Thematik abzubilden, wurden Experten auf diesem Gebiet zu ihrer Einschätzung befragt.

Es konnte festgestellt werden, dass nach aktuellem Stand der Technik zur Erzeugung von grünem Wasserstoff die Polymer-Elektrolyt-Membran-, sowie die Hochtemperatur-Elektrolyse am sinnvollsten erscheinen. Über eine anschließende Methanisierung kann die bestehende Erdgasinfrastruktur weiterverwendet werden. Mittelfristig erscheint dies als vielversprechende Möglichkeit, Effekte in Bezug auf die Energiewende zu erzielen. Für eine reine Wasserstoffwirtschaft werden zusätzlich neue Wasserstoffpipelines gebaut werden müssen. Nach aktuellem Stand werden diese zukünftig den Großteil des Transportvolumens in Form von verdichtetem Gas befördern.

# Inhaltsverzeichnis

Abstract.....	I
Inhaltsverzeichnis.....	II
Abbildungsverzeichnis.....	VI
Tabellenverzeichnis.....	VII
Formelverzeichnis .....	VIII
Abkürzungsverzeichnis.....	IX
Symbolverzeichnis .....	XIII
1     Ansatz einer Einordnung des Themas .....	1
2     Die wichtigsten Eigenschaften von Wasserstoff.....	1
3     Wesentliche theoretische Grundlagen zur Wasserstoffgewinnung .....	3
3.1   Übersicht über die Farbenbezeichnungen von Wasserstoff.....	3
3.2   Begriffsdefinition sowie Beschreibung des Technologiefeldes Power-to-Gas (PtG/P2G).....	4
3.3   Ausgewählte Elektrolyseverfahren .....	5
3.3.1   Alkalische Elektrolyse (AEL).....	6
3.3.1.1   Aufbau .....	6
3.3.1.2   Funktionsweise und Betriebsbedingungen .....	7
3.3.1.3   Vorteile.....	8
3.3.1.4   Nachteile .....	9
3.3.1.5   Forschung und Entwicklung .....	9
3.3.2   Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) .....	10
3.3.2.1   Aufbau .....	10
3.3.2.2   Funktionsweise und Betriebsbedingungen .....	12
3.3.2.3   Vorteile.....	13
3.3.2.4   Nachteile .....	13
3.3.2.5   Forschung und Entwicklung .....	14
3.3.3   Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL/SOEC).....	15
3.3.3.1   Aufbau .....	15
3.3.3.2   Funktionsweise und Betriebsbedingungen .....	17

3.3.3.3	Vorteile.....	19
3.3.3.4	Nachteile.....	19
3.3.3.5	Forschung und Entwicklung.....	19
3.3.4	Zusammenfassung.....	19
3.4	Auswahl weiterer Prozessschritte.....	20
3.4.1	Verdichtung.....	20
3.4.1.1	Vorteile.....	22
3.4.1.2	Nachteile.....	22
3.4.1.3	Forschung und Entwicklung.....	23
3.4.2	Verflüssigung.....	23
3.4.2.1	Vorteile.....	23
3.4.2.2	Nachteile.....	24
3.4.2.3	Forschung und Entwicklung.....	25
3.4.3	Methanisierung.....	25
3.4.3.1	Funktionsweise und Betriebsbedingungen.....	25
3.4.3.2	Vorteile.....	28
3.4.3.3	Nachteile.....	29
3.4.3.4	Forschung und Entwicklung.....	29
3.4.4	Ammoniaksynthese.....	29
3.4.4.1	Funktionsweise und Betriebsbedingungen.....	30
3.4.4.2	Vorteile.....	31
3.4.4.3	Nachteile.....	31
3.4.4.4	Forschung und Entwicklung.....	32
3.4.5	Zusammenfassung.....	33
4	Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland.....	34
4.1	PESTEL-Analyse zum Transport von Wasserstoff.....	34
4.1.1	Politische Einflussfaktoren.....	35
4.1.1.1	Nationale Wasserstoffstrategie (NWS).....	35
4.1.1.2	TransHyDE.....	38
4.1.2	Wirtschaftliche Einflussfaktoren.....	39

4.1.2.1	Pipeline .....	39
4.1.2.2	Schiff.....	41
4.1.2.3	LKW .....	42
4.1.2.4	Zusammenfassung.....	43
4.1.3	Sozio-kulturelle Einflussfaktoren .....	44
4.1.3.1	Grundsätzliche Einstellung der Bevölkerung zu Wasserstoff .....	45
4.1.3.2	Auswirkungen der Elektrolyseanlagen.....	45
4.1.3.3	Sicherheit.....	45
4.1.4	Technologische Einflussfaktoren.....	47
4.1.4.1	Permeation.....	47
4.1.4.2	Permeabilität .....	47
4.1.4.3	Wasserstoffversprödung .....	48
4.1.4.4	Schutzmöglichkeiten .....	49
4.1.4.5	Wasserstoffbeimischung in die deutsche Erdgasinfrastruktur.....	50
4.1.5	Ökologische Einflussfaktoren .....	51
4.1.5.1	Faktoren zur Wasserstoffelektrolyse .....	51
4.1.5.2	Emissionen beim Transport.....	52
4.1.6	Rechtliche Einflussfaktoren .....	53
4.1.6.1	Normung, Standardisierung und Zertifizierung .....	53
4.1.6.2	Gesetze und Verordnungen .....	54
4.2	Experteninterviews zu Wasserstofferzeugung, -transport und -infrastruktur sowie dessen Verwendung in der Industrie.....	56
4.2.1	Wasserstofferzeugung, -transport und -infrastruktur.....	56
4.2.2	Wasserstofferzeugung und industrierelevante Aspekte .....	59
5	Fazit und Ausblick.....	60
6	Literaturverzeichnis.....	IV
7	Anhang.....	XV
A1	Projektflyer zu grünem Ammoniak in Angola .....	XVI
A2	Übersicht der Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland (Stand: März 2020) .....	XVIII

A3	Experteninterviews zur Wasserstofferzeugung sowie zum Transport und dessen Infrastruktur in Deutschland .....	XIX
A4	Experteninterviews zur Wasserstofferzeugung und dessen Verwendung in der deutschen Industrie .....	XXXIV
8	Eidesstattliche Erklärung .....	XXXVIII

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der AEL.....	7
Abbildung 3.2: Schematische Darstellung der PEMEL .....	10
Abbildung 3.3: Schematische Darstellung der HTEL/SOEC .....	16
Abbildung 3.4: Verlauf der H <sub>2</sub> -Dichte in Abhängigkeit des Drucks .....	21
Abbildung 3.5: Gegenüberstellung der Dichte von CH <sub>4</sub> - und H <sub>2</sub> -Gas mit dem jeweiligen Energieinhalt von 1 m <sup>3</sup> in flüssiger Form .....	24
Abbildung 3.6: Methanausbeute im Gleichgewicht als Funktion von Temperatur und Druck mit 80 Vol.-% H <sub>2</sub> und 20 Vol.-% CO <sub>2</sub> (barg=bar <sub>abs</sub> -bar <sub>atm</sub> ).....	27
Abbildung 3.7: Prozesseffizienzen zur NH <sub>3</sub> -Herstellung mit dem Haber-Bosch-Verfahren....	31
Abbildung 4.1: Gestehungskosten für den Schiffstransport von flüssigem Wasserstoff, LOHCs und Ammoniak über eine Distanz von 10.000 km.....	42
Abbildung 4.2: Übersicht über die günstigsten Transportoptionen in Abhängigkeit der Entfernung und des Transportvolumens.....	44
Abbildung 4.3: Kohlendioxidemissionen beim Schiffstransport von Wasserstoff und H <sub>2</sub> -Verbindungen.....	53

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Grundlegende physikalische und chemische Eigenschaften von Wasserstoff unter Normbedingungen ( $p=1,01325$ bar und $T=0$ °C).....	2
Tabelle 3.1: Übersicht über die wichtigsten H <sub>2</sub> -Farbenbezeichnungen und Herstellungsverfahren sowie ihre Umweltrelevanz .....	4
Tabelle 3.2: Wichtige Kenngrößen der Elektrolyseverfahren .....	20
Tabelle 3.3: Potentialabschätzung einiger (vor-)konzentrierter CO <sub>2</sub> -Quellen in Deutschland	28
Tabelle 3.4: Vor- und Nachteile weiterer Prozessschritte zum Transport von Wasserstoff....	33
Tabelle 4.1: Stand der Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie im Bereich Infrastruktur und Versorgung (September 2021).....	36
Tabelle 4.2: Stand der Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie auf europäischer Ebene (September 2021) .....	37
Tabelle 4.3: Maximal theoretisch übertragbare und auf den Heizwert bezogene Wasserstoffleistung sowie Energiemenge pro Jahr bei 5.000 Betriebsstunden in verbreiteten Erdgaspipeline-Konfigurationen.....	40
Tabelle 4.4: Kostenannahmen für das European Hydrogen Backbone (EHB) .....	41
Tabelle 4.5: Übersicht der Transportmöglichkeiten und -kapazitäten eines LKW .....	43
Tabelle 4.6: Sicherheitsrelevante Eigenschaften von Wasserstoff, Methan (Erdgas) und Propan .....	46
Tabelle 4.7: Schutzmöglichkeiten gegen die Wasserstoffversprödung .....	49
Tabelle 4.8: Übersicht relevanter Paragraphen für H <sub>2</sub> -Transport in Pipelines .....	55
Tabelle 4.9: Übersicht relevanter Paragraphen für H <sub>2</sub> -Transport in Behältern.....	56



# Formelverzeichnis

Formel 3.1: Reaktionsgleichung der AEL auf Kathodenseite .....	8
Formel 3.2: Reaktionsgleichung der AEL auf Anodenseite .....	8
Formel 3.3: Reaktionsgleichung der PEMEL auf Anodenseite .....	12
Formel 3.4: Reaktionsgleichung der PEMEL auf Kathodenseite .....	12
Formel 3.5: Reaktionsgleichung der HTEL/SOEC auf Kathodenseite .....	18
Formel 3.6: Reaktionsgleichung der HTEL/SOEC auf Anodenseite .....	18
Formel 3.7: Mechanischer Energieaufwand (Verdichterarbeit) .....	21
Formel 3.8: Umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (Retroschift-Reaktion) .....	26
Formel 3.9: CO-Methanisierung .....	26
Formel 3.10: Gesamtreaktion der Methanisierung .....	26
Formel 3.11: Inverse Trockenreformierung .....	26
Formel 3.12: Reaktionsgleichung der Ammoniaksynthese .....	30

# Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Bedeutung</b>
%	Prozent
€	Euro
§	Paragraf
A	Ampere
a	Jahr
abs.	absolut
AEL	Alkalische Elektrolyse
ArbStättV	Arbeitsstättenverordnung
atm.	atmosphärisch
bar	Bar
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
bez.	bezogen
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
bspw.	beispielsweise
ca.	circa
CAPEX	Capital Expenditures
CGH <sub>2</sub>	Compressed Gaseous Hydrogen
CH <sub>4</sub>	Methan
cm	Zentimeter
cm <sup>2</sup>	Quadratcentimeter
CO	Kohlenmonoxid/Kohlenstoffmonoxid
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid/Kohlenstoffdioxid
d. h.	das heißt
DIN	Deutsches Institut für Normung
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
e <sup>-</sup>	Elektron
EE	Erneuerbare Energien
el.	elektrisch
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
evtl.	eventuell
Fraunhofer IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik

Fraunhofer IFAM	Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und angewandte Materialforschung
g	Gramm
GasHDrLtgv	Gashochdruckleitungsverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GefStoffV	Gefahrstoffverordnung
Gew.-%	Gewichtsprozent
ggf.	gegebenenfalls
ggü.	gegenüber
GGVSEB	Verordnung über die innerstaatliche und grenzüberschreitende Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, mit Eisenbahnen und auf Binnengewässern
GGVSee	Verordnung über die Beförderung gefährlicher Güter mit Seeschiffen
grav.	gravimetrisch
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
h	Stunde
H <sup>+</sup>	Wasserstoffion
H <sub>2</sub>	Wasserstoff(-molekül)
H <sub>2</sub> O	Wasser
HCl	Salzsäure
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
IKEM	Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität
IPCEI	Important Project of Common European Interest
ISO	International Organization for Standardization
J	Joule
K	Kelvin
kg	Kilogramm
kJ	Kilojoule
KOH	Kalilauge
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LärmVibrationsArb-SchV	Lärm- und Vibrations-Arbeitsschutzverordnung
LH <sub>2</sub>	Liquid Hydrogen
LKW	Lastkraftwagen
ln	Logarithmus Naturalis

LNG	Liquified Natural Gas
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
m	Meter
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
Mio.	Million
mJ	Millijoule
MJ	Megajoule
mol	Mol
Mol-%	Molprozent
Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
N <sub>2</sub>	Stickstoff(-molekül)
NaCl	Natriumchlorid
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
nm	Nanometer
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
NO <sub>x</sub>	Stickoxide/Stickstoffoxide
Nr.	Nummer
NWR	Nationaler Wasserstoffrat
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
o. ä.	oder ähnlich
o. J.	ohne Jahr
O <sub>2</sub>	Sauerstoff(-molekül)
O <sup>2-</sup>	Sauerstoffion
ODV	Ortsbewegliche-Druckgeräte-Verordnung
OH <sup>-</sup>	Hydroxidion
OPEX	Operational Expenditures
Pa	Pascal
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse/Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse
ProdSG	Produktsicherheitsgesetz
ProdSV	Produktsicherheitsverordnung
PtA/P2A	Power-to-Ammonia
PtG/P2G	Power-to-Gas
PtX/P2X	Power-to-X
RohrFLtgV	Rohrfernleitungsverordnung

S	Siemens
SNG	Synthetic Natural Gas
SOEC	Solid-Oxide-Electrolyzer-Cell
TNT	Trinitrotoluol
TÜV	Technischer Überwachungsverein
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunden
u. a.	unter anderem
ÜAnIG	Gesetz über überwachungsbedürftige Anlagen
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
V	Volt
vol.	volumetrisch
Vol.-%	Volumenprozent
W	Watt
z. B.	zum Beispiel
µm	Mikrometer
µS	Mikrosiemens

## Symbolverzeichnis

<b>Symbol</b>	<b>Einheit</b>	<b>Bedeutung</b>
<i>I</i>	A	Stromstärke
<i>P</i>	W	Leistung
<i>R</i>	-	Universelle Gaskonstante
<i>T</i>	K	Temperatur
<i>U</i>	V	Spannung
<i>V</i>	m <sup>3</sup>	Volumen
<i>W</i>	Wh	Arbeit
<i>m</i>	kg	Masse
<i>n</i>	mol	Stoffmenge
<i>p</i>	Pa	Druck
<i>v</i>	m <sup>3</sup> /kg	spezifisches Volumen
<i>ρ</i>	kg/m <sup>3</sup>	Dichte

# 1 Ansatz einer Einordnung des Themas

Wasserstoff wird in der Energiewirtschaft als eine vielversprechende Alternative zu fossilen Brennstoffen betrachtet und gilt als klimafreundlicher Energieträger. Insbesondere in Deutschland gewinnt Wasserstoff als zentraler Bestandteil der Energiewende zunehmend an Bedeutung. Die Bundesregierung hat das Ziel formuliert, bis zum Jahr 2050 eine klimaneutrale Energieversorgung zu erreichen und sieht Wasserstoff als wichtigen Baustein dieser Strategie. Bis zum Stand Oktober 2021 betrug die geschätzte Gesamtleistung der Elektrolyseanlagen in Deutschland 80 MW. Die Bundesregierung plant bis zum Jahr 2030 eine Elektrolysekapazität von mindestens 10 GW aufzubauen (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung 2022). Um dieses Ziel zu erreichen, müssen einige Herausforderungen überwunden werden. Eine davon ist die Schaffung einer geeigneten Wasserstoffinfrastruktur, um den Transport und die Verteilung von Wasserstoff in großem Maßstab zu ermöglichen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020).

Dabei ist die Schaffung einer geeigneten Wasserstoffinfrastruktur ein wichtiger Schritt auf dem Weg zu einer klimaneutralen Energiewirtschaft. Eine wichtige Rolle spielt hierbei die Wahl des Transportmediums. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Wasserstoff zu transportieren, darunter Pipelines, LKW, Züge oder Schiffe. Jedes dieser Transportmittel hat seine Vor- und Nachteile hinsichtlich der Kosten, Effizienz, Sicherheit und Umweltauswirkungen.

# 2 Die wichtigsten Eigenschaften von Wasserstoff

Im Jahr 1766 wurde das leichteste Element des Periodensystems vom englischen Naturforscher Henry Cavendish entdeckt. Wasserstoff war nach gängigen kosmologischen Theorien das einzige Element nach dem Urknall. Alle weiteren Elemente sind daraufhin in Fusionsreaktionen aus ihm entstanden (Töpler 2014, S. 4). Dabei macht es 70-80 Gew.-% des sichtbaren Universum aus (Viebahn et al. 2018, S. 18).

Die feste Erdkruste besteht, bezogen auf das Gewicht, zu 0,88 Gew.-% aus Wasserstoff. Dabei kommt es fast ausschließlich gebunden in Form von Wasser, Kohlenwasserstoffen und Mineralien vor. Bei Umgebungsbedingungen ist das farb- und geruchslose Element gasförmig und als zweiatomiges Molekül gebunden. Von den drei Isotopen sind einfacher Wasserstoff und schwerer Wasserstoff (Deuterium) stabil. Superschwerer Wasserstoff (Tritium) ist dagegen radioaktiv und kommt in der Natur quasi nicht vor (Töpler 2014, S. 4–5). Für technische Anwendungen relevant sind die molekularen Zustände „ortho“ und „para“. Sie bezeichnen den atomaren Drehimpuls („Spin“), welcher temperatur- und druckabhängig ist. Weitere Informationen liefert Schmidt (Schmidt 2022, S. 25-26, 380-392).

Wasserstoff ist im Normzustand ( $p_n=1,01325$  bar,  $T_n=0$  °C) um den Faktor 14 leichter als Luft. Die sehr geringe Dichte sowie die niedrige Viskosität im Vergleich zu anderen Elementen hat ein hohes Diffusionsvermögen zur Folge (Schmidt 2022, S. 25). Das bedeutet, dass Wasserstoff zum Durchdringen anderer Materialien neigt (siehe Kapitel 4.1.4).

Energetisch betrachtet, ist der gewichtsbezogene (gravimetrische) Heizwert im Vergleich zu anderen Brennstoffen hoch. 1 kg<sub>H2</sub> enthält die gleiche Energiemenge wie 2,1 kg Erdgas oder 2,8 kg Benzin. Wird der Heizwert dagegen auf das Volumen bezogen, ist er gering (Töpler 2014, S. 4–5). Flüssiger Wasserstoff enthält volumetrisch betrachtet etwa ein Viertel der Energiemenge von Benzin und etwa ein Drittel der von Erdgas.

Bei der Verbrennung von H<sub>2</sub> mit Luft entstehen nur sehr geringe bis vernachlässigbare Emissionen. Die Stickoxidemissionen (NO<sub>x</sub>) nehmen dabei mit der Verbrennungstemperatur exponentiell zu. Wasserstoff bietet jedoch größere Freiheiten und es können die NO<sub>x</sub>-Emissionen durch eine Verringerung der Verbrennungstemperatur, z. B. durch einen hohen Luftüberschuss, gegenüber konventionellen Brennstoffen deutlich gesenkt werden (TÜV SÜD AG o. J.a).

Tabelle 2.1: Grundlegende physikalische und chemische Eigenschaften von Wasserstoff unter Normbedingungen ( $p=1,01325$  bar und  $T=0$  °C)

Eigenschaft	Wert	Einheit
Dichte (gasförmig)	0,899	kg/Nm <sup>3</sup>
Dichte (flüssig)	70,79	kg/m <sup>3</sup>
Schmelzpunkt	-259,125	°C
Siedepunkt	-252,882	°C
Heizwert (gravimetrisch)	33,3	kWh/kg
Heizwert (volumetrisch)	3,0	kWh/Nm <sup>3</sup>
Brennwert (gravimetrisch)	39,4	kWh/kg
Brennwert (volumetrisch)	3,5	kWh/Nm <sup>3</sup>
Molmasse	1,0079	g/mol

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Töpler (Töpler 2014, S. 5)



# 3 Wesentliche theoretische Grundlagen zur Wasserstoffgewinnung

In dieser Arbeit sollen relevante Verfahren zur Herstellung grünen Wasserstoffs beschrieben werden, bevor anschließend weitere Umwandlungsschritte vorgestellt werden. Um die Bedeutung der Farbe Grün in Bezug auf Wasserstoff besser einordnen zu können, sollen zunächst die wichtigsten Farben werden.

## 3.1 Übersicht über die Farbenbezeichnungen von Wasserstoff

Wasserstoff gilt als sekundärer Energieträger und muss daher mit verschiedenen Verfahren aus bestehenden molekularen Verbindungen gelöst werden. Um die Vielzahl der Methoden besser unterscheiden zu können, werden in der Literatur Farbenbezeichnungen verwendet. Sie beschreiben somit die Herstellungsverfahren, da Wasserstoff ein farbloses Element ist. Die häufigsten Farbenzuweisungen sollen im Weiteren kurz vorgestellt werden.

Als **weißen** Wasserstoff werden die Vorkommen bezeichnet, die durch geochemische Reaktionen in geologischen Formationen kontinuierlich entstehen. Die Nutzbarkeit sowie soziale Auswirkungen auf die lokale Bevölkerung dieser natürlichen Energiequelle wird im Projekt Hy-Africa untersucht (Fraunhofer IEE 2022). Je nach Definition wird auch der in der Chemie als Nebenprodukt entstandene Wasserstoff als weiß bezeichnet (Herrig 2022, S. 53). Die Farben **braun** und **schwarz** richten sich nach der verwendeten Braun- und Steinkohle als Brennstoff für die Vergasungsmethode. Weitere Informationen zur Kohlevergasung können Noyan et al. (Noyan et al. 2023, S. 5–6) entnommen werden. Die häufigste Form der Wasserstoffgewinnung ist die Dampfreformierung von Erdgas bzw. Methan und wird als **grau** bezeichnet. Um die kostengünstige und industrialisierte Dampfreformierung ökologischer zu gestalten, kann das ausgestoßene Kohlendioxid abgefangen und langfristig (unterirdisch) gespeichert werden. Dieses Verfahren wird als „Carbon Capture and Storage (CCS)“ bezeichnet. Anstelle einer Speicherung, kann das CO<sub>2</sub> auch als Grundstoff für weitere chemische Verfahren verwendet werden, auch „Carbon Capture and Utilization (CCU)“ genannt (Herrig 2022, S. 52). In beiden Fällen gilt der Wasserstoff als **blau**. Wird das im Erdgas enthaltene Methan ohne Sauerstoff erhitzt, entsteht bei diesem als Methanpyrolyse bezeichneten Verfahren fester Kohlenstoff, der sich leicht speichern und weiterverwenden lässt. Diese Pyrolysetechnik für **türkisen** Wasserstoff kann jedoch noch nicht in großskalig umgesetzt werden. Für die sogenannte Power-to-Gas-Technologie (PtG/P2G) können, mithilfe von elektrischer Energie, Wassermoleküle in Sauerstoff und Wasserstoff gespaltenen werden. Stammt dieser Strom aus Atomkraftwerken, wird der Wasserstoff als **violett/lila**, **rosa/pink** oder **rot** bezeichnet. Für rotes H<sub>2</sub> kann neben dem Atomstrom auch das Hochtemperatur-Abwasser des Atomkraftwerks für die sogenannte Thermochemische Wasserspaltung (TWS) genutzt werden (Horng et al. 2020, S.

10). Das TWS-Verfahren wird von Schnurrnberger et al. (Schnurrnberger et al. 2004, S. 51–52) näher erläutert. Wird die elektrische Energie aus Biomasse, -gas oder -kraftstoff gewonnen, bspw. in Müllverbrennungsanlagen, zählt der Wasserstoff als **orange**. Schmieder et al. (Schmieder et al. 2000) geht näher auf die Biomasseverwendung ein. Unter Verwendung des Strommixes aus dem Netz für die Elektrolyse, gilt das H<sub>2</sub> als **gelb**. Für **grünen** Wasserstoff muss der Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien stammen. Grüner Wasserstoff gilt für die Bundesregierung als die einzig nachhaltige Art der Wasserstoffgewinnung (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020, S. 2) und soll in dieser Arbeit näher betrachtet werden. Tabelle 3.1 fasst die genannten Farbenbezeichnungen in einer Übersicht zusammen und zeigt die jeweils wichtigsten ökologischen Aspekte auf. Tiefergreifende Informationen können Herrig (Herrig 2022), Horng (Horng et al. 2020, S. 8–13), Kapp (Kapp 2022), Machhammer et al. (Machhammer et al. 2015) und Noyan (Noyan et al. 2023, S. 5–11) entnommen werden.

Tabelle 3.1: Übersicht über die wichtigsten H<sub>2</sub>-Farbenbezeichnungen und Herstellungsverfahren sowie ihre Umweltrelevanz

Farbe	Herstellungsverfahren	Rohstoff/ Energiequelle	Ökologie
Weiß	Natürliche geochemische Reaktionen		Fracking
Braun	Kohlevergasung	Braunkohle	CO <sub>2</sub> -Freisetzung
Schwarz	Kohlevergasung	Steinkohle	CO <sub>2</sub> -Freisetzung
Grau	Dampfreformierung	Erdgas (Methan)	CO <sub>2</sub> -Freisetzung
Blau	Dampfreformierung	Erdgas (Methan)	CO <sub>2</sub> -Speicherung
Türkis	Methanpyrolyse	Erdgas (Methan)	CO <sub>2</sub> -frei
Grün	Wasserelektrolyse	Ökostrom	CO <sub>2</sub> -frei
Rot	Wasserelektrolyse/TWS-Verfahren	Atomstrom/-wärme	Atom Müll
Lila/Pink	Wasserelektrolyse	Atomstrom	Atom Müll
Gelb	Wasserelektrolyse	Netzstrommix	Alle genannten
Orange	Wasserelektrolyse	Biomasse/-gas	CO <sub>2</sub> -Freisetzung

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Kapp (Kapp 2022)

### 3.2 Begriffsdefinition sowie Beschreibung des Technologiefeldes Power-to-Gas (PtG/P2G)

Übersetzt bedeutet Power-to-Gas „(elektrische) Leistung zu Gas“. In der ursprünglichen Definition dieser Technologie wird elektrischer Strom (aus erneuerbaren Quellen) eingesetzt, um ein Gas herzustellen. Durch die Wasserelektrolyse wird Wasser in die Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff gespalten.

Ein Vorteil dabei ist, dass mit bis zu 99,999 Vol.-% $\text{H}_2$  (Ursua et al. 2012, S. 411) eine sehr hohe Reinheit des produzierten Wasserstoffs erreichbar ist. So entstehen fast keine Verunreinigungen wie Kohlenmonoxid (CO) und Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ), die in anderen Herstellungsprozessen wie der Dampfreformierung oft als Nebenprodukte anfallen. Dadurch lässt sich der Wasserstoff u. a. für Brennstoffzellen direkt verwenden (Ursua et al. 2012, S. 411). Weiter kann PtG zur Flexibilisierung des Stromnetzes beitragen. Durch die Umwandlung von überschüssiger erneuerbarer Energie in Wasserstoff können Schwankungen ausgeglichen und so die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Chemisch gibt es für den synthetisch hergestellten Wasserstoff aus PtG-Anlagen keine Unterschiede zu  $\text{H}_2$  aus konventioneller Herstellung und somit keine Beschränkung in der Nutzung. In weiteren Prozessschritten lässt sich der Wasserstoff besser nutz- und transportierbar machen (siehe Kapitel 3.4). Ein Beispiel hierfür ist die in Kapitel 3.4.3 näher beschriebene Methanisierung, bei welcher  $\text{H}_2$  unter Zuführung von Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ) zu Methan ( $\text{CH}_4$ ), dem Hauptbestandteil von Erdgas, reagiert. Nachteilig an der PtG-Technologie sind die mit 3-15 €/kg $\text{H}_2$  (Ursua et al. 2012, S. 411) angegebenen (noch) höheren Prozesskosten im Vergleich zur Dampfreformierung.

Zu den relevantesten Anwendungsfällen von erneuerbaren PtG-Gasen zählt Viebahn et al. (Viebahn et al. 2018, S. 18) folgende auf:

- „Einsatz als Rohstoff in der chemischen Industrie
- Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Kraftstoffen, die nicht anderweitig substituiert werden können ...
- Langzeitspeicher für erneuerbare Energie (EE) ...
- Stabilisierung des Stromnetzes
- Partielle Verlagerung des Energietransports vom Stromnetz auf das Gasnetz
- Wärmebereitstellung“.

Mithilfe der Elektrolyse sind Nutzung, Speicherung und Verteilung von elektrischer Energie in Gasform möglich. Die dafür nötige Infrastruktur wird in Kapitel 4 näher betrachtet. Im Anhang A2 ist eine Übersicht der bestehenden und geplanten PtG-Projekte in Deutschland zu finden.

### 3.3 Ausgewählte Elektrolyseverfahren

Zur Herstellung von grünem Wasserstoff werden in der Literatur überwiegend drei Elektrolyseverfahren behandelt: die Alkalische Elektrolyse (AEL), die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) und die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL). Diese sollen im Folgenden näher betrachtet und einander gegenübergestellt werden.

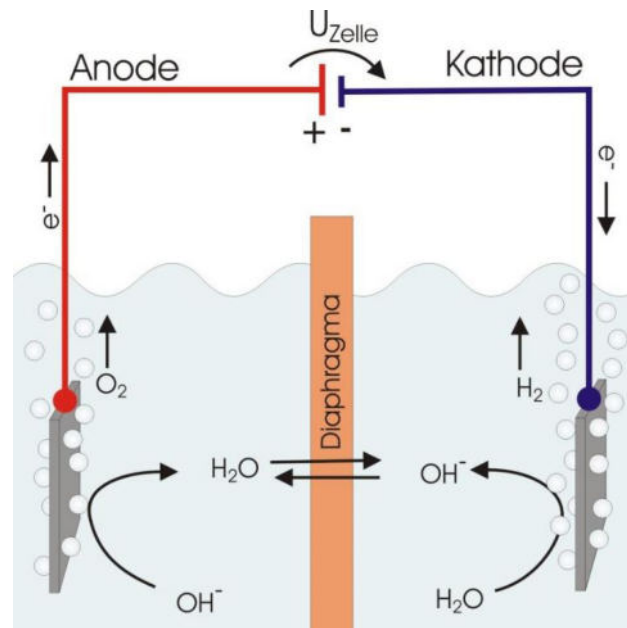
### 3.3.1 Alkalische Elektrolyse (AEL)

Die Alkalische Elektrolyse (AEL) ist am weitesten verbreitet und das wohl einfachste Elektrolyseverfahren zur Wasserstoffgewinnung. Im Jahr 1902 waren bereits über 400 Anlagen in Betrieb (KREUTER 1998, S. 662). Heute gilt die AEL als Standard in der Industrie.

#### 3.3.1.1 Aufbau

In Abbildung 3.1 ist der Aufbau einer einzelnen Elektrolysezelle schematisch dargestellt. Die Elektrolysezelle ist in der Mitte durch eine 1-3 m<sup>2</sup> große, ionendurchlässige Trennschicht bzw. Membran, auch „Diaphragma“ oder „Separator“ genannt, in zwei Bereiche unterteilt. In beiden Bereichen befindet sich jeweils eine Metallelektrode, welche elektrisch über eine Gleichspannungsquelle miteinander verbunden sind. Um einen Kurzschluss der Elektroden zu verhindern, verfügt das Diaphragma über einen hohen elektrischen bzw. ohmschen Widerstand. Die Elektroden müssen korrosionsbeständig sein, eine hohe elektrische Leitfähigkeit sowie gute katalytische und strukturelle Eigenschaften aufweisen (Ursua et al. 2012, S. 412). Meistens sind sie aus Nickel oder vernickeltem Stahl gefertigt. Um die Oberfläche zu vergrößern, sind die Elektroden porös bzw. perforiert. Auf der elektrisch negativ geladenen Seite wird die Elektrode „Kathode“ genannt, auf der elektrisch positiven Seite „Anode“. Kathode, Anode sowie das Diaphragma befinden sich in einem Flüssigkeitsgemisch aus Wasser und 20-40 Gew.-% Kalilauge (KOH), der „Elektrolyt(-lösung)“. Neben Basen wie der Kalilauge gibt es ebenfalls Verwendungsbeispiele von Säuren wie der Salzsäure (HCl) oder löslichen Salzen wie Natriumchlorid (NaCl), besser bekannt als Kochsalz (Zapf 2017, S. 167). Sinn und Zweck der Zusätze ist bei allen identisch: Sie senken den ohmschen Widerstand des Wassers und erhöhen somit dessen Leitfähigkeit. Die Kalilauge, im Wasser auch wässrige Lösung von Kaliumhydroxid genannt, hat dabei den größten Effekt. Während der Elektrolyse darf sie sich nicht verändern und eine Reaktion mit den Elektroden gilt es zu verhindern.

Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der AEL



Quelle: Fraunhofer IFAM (Fraunhofer IFAM o. J.)

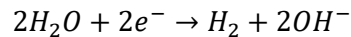
Üblicherweise werden 30-200 dieser Elektrolysezellen zu einem Verbund, dem sogenannten „Stack“, kombiniert. Dabei wird zwischen zwei Arten unterschieden, der parallelen Zellenverschaltung (unipolar) und der Reihenschaltung (bipolar). Wegen dem niedrigeren elektrischen Widerstand wird der bipolare Aufbau bis auf wenige Ausnahmen verwendet. Dennoch ist diese Art der Verschaltung komplexer und erfordert eine höhere Präzision in der Herstellung (Lehner et al. 2014, S. 25). Tiefgreifende Details zu Konstruktion und Funktionsweise der Zellenverschaltung sollen hier nicht weiter thematisiert werden und können unter ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) 2021) nachgelesen werden.

### 3.3.1.2 Funktionsweise und Betriebsbedingungen

Die in Formel 3.1 aufgeführte Reaktionsgleichung beschreibt die Teilreaktion auf Kathodenseite (rechts in Abbildung 3.1). Sofern die angelegte Spannung der Gleichspannungsquelle über der Zersetzungsspannung von Wasser (1,23 V) liegt und die ohmschen Widerstände der Elektroden sowie des Elektrolyts überwunden sind, beginnt die Reaktion. Es gehen zwei Elektronen ( $e^-$ ) von der negativ geladenen Kathode in die Elektrolytlösung über. Dort spalten sie zwei Wassermoleküle ( $H_2O$ ) in zwei Wasserstoffmoleküle ( $H_2$ ) und vier Hydroxidionen ( $OH^-$ ). Zusammen mit vielen weiteren bilden die  $H_2$ -Moleküle Gasblasen, die an die Oberfläche der Lösung wandern und dort ausperlen. Durch die Zirkulation der Elektrolytlösung und der Anziehungskraft der positiven Anode, bewegen sich die negativ geladenen Hydroxidionen zum Diaphragma und durchdringen dieses bzw. „diffundieren“. Positive Nebeneffekte der

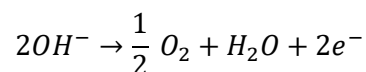
Elektrolytzirkulation sind die effektivere Kühlmöglichkeit der Zelle sowie die bessere Durchmischung des Wassers mit der Kalilauge (Ursua et al. 2012, S. 418).

Formel 3.1: Reaktionsgleichung der AEL auf Kathodenseite



In einer zweiten Teilreaktion lösen sich nach Formel 3.2 insgesamt zwei Elektronen von zwei Hydroxidionen und werden von der Anode aufgenommen. Der Stromkreis ist somit geschlossen. Von zwei Hydroxidionen spaltet sich jeweils ein Sauerstoffatom (O) und ein Wasserstoffatom (H) ab. Ein Sauerstoffatom löst sich daraufhin, analog zum Wasserstoff auf der Kathodenseite, aus dem Elektrolyt. Das andere Sauerstoffatom verbindet sich mit den Wasserstoffmolekülen zu einem Wassermolekül. Das verbrauchte Wasser wird nachgefüllt.

Formel 3.2: Reaktionsgleichung der AEL auf Anodenseite



Der Elektrolyseprozess verläuft üblicherweise bei einer Temperatur von 70-90 °C und Umgebungsdruck. Bezogen auf die Fläche werden Ströme von 0,3-0,5 A/cm<sup>2</sup> eingesetzt. Die Spannungen in der Elektrolysezelle bewegen sich im Bereich von 1,9-2,4 V. Unter Druck gesetzte Anlagen und können bei bis zu 30 bar Betriebsdruck Leistungen von 2,5 MW<sub>el</sub> erreichen. Durch den hohen Druck kann eine der Verdichtungsstufen für den Transport von Druckwasserstoff eingespart werden. Noch höhere Betriebsdrücke können bislang nicht verwendet werden, da sich die Investitionskosten deutlich erhöhen würden. Ebenfalls besteht die Gefahr der Entstehung von giftigen Gasgemischen (Ursua et al. 2012, S. 418).

Der Wirkungsgrad variiert stark mit Systemgröße, Reinheitsgrad der Produktgase und Druckniveau der Elektrolysezelle. Bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff werden üblicherweise Werte im Bereich von 51-79 % (Viebahn et al. 2018, S. 22), 47-82 % (Ursua et al. 2012, S. 416) und 60-80 % (Lehner et al. 2014, S. 26) genannt.

### 3.3.1.3 Vorteile

Zunächst ist die AEL eine bewährte Technologie, die seit über 100 Jahren eingesetzt wird. Sie ist einfach zu implementieren und erfordert keine teuren Katalysatoren oder Materialien. Dadurch ist sie kosteneffektiv im Betrieb und in der Wartung. Insbesondere die Möglichkeit, große Mengen an Wasserstoff zu produzieren, senkt die Kosten pro produzierter Einheit und macht die AEL zu einer attraktiven Option für den industriellen Einsatz. Die größten Anlagen

erreichen Gesamtkapazitäten von über 10.000 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/h bei einer H<sub>2</sub>-Reinheit von über 99,5 % (Lehner et al. 2014, S. 26).

#### 3.3.1.4 Nachteile

Als eine der Herausforderungen bei der AEL wird das Teillastverhalten gesehen. Konstruktiv bedingt ist eine Minimallast von 20-40 % der Nennleistung nicht zu unterschreiten (Schiebahn et al. 2015, S. 4287). Ein niedrigerer Teillastbetrieb sollte zum jetzigen Stand der Technik nicht genutzt werden, da das Diaphragma eine kritische Menge an Wasserstoffmolekülen in den Sauerstoffstrom hindurchlassen würde. Beim Betrieb im unteren Teillastbereich verschlechtert sich der Reinheitsgrad der Produktgase deutlich. Auch der Wirkungsgrad sinkt (Lehner et al. 2014, S. 26). In Großanlagen könnte dieses Problem durch Abschalten einzelner Elektrolysemodule umgangen werden.

Ein weiterer Nachteil ist die Startzeit des Elektrolyseprozesses. Aus dem Standby dauert es Minuten, bei einem Kaltstart können es Stunden werden (Lehner et al. 2014, S. 26). Zusammen mit einem schlechten Verhalten bei Stromschwankungen, ist diese Elektrolysetechnologie nicht optimal in Kombination mit Erneuerbaren Energien.

#### 3.3.1.5 Forschung und Entwicklung

Nach Ursua et al. (Ursua et al. 2012, S. 416) beliefen sich die größten Fortschritte bis zum Jahr 2012 auf zwei wesentliche Punkte: Zum einen, die Reduzierung der Betriebskosten, in dem die eingesetzte Energiemenge in Form von elektrischem Strom optimiert wurde. Zum anderen, die Senkung der Investitionskosten, durch eine Erhöhung der Stromdichten im Elektrolyseprozess. Die Investitionskosten werden abhängig der Produktionskapazität mit 1.000-5.000 \$/kW angegeben (Ursua et al. 2012, S. 416). Für große AEL-Anlagen beziffert Schiebahn et al. (Schiebahn et al. 2015, S. 4287) die Kosten auf 1.000 €/kW<sub>el</sub> mit der Erwartung, dass sich die nötigen Investitionsausgaben in der Zukunft auf 500-600 €/kW<sub>el</sub> reduzieren werden. Des Weiteren sind bei groß dimensionierten Einheiten die Investitionskosten nahezu proportional zur Oberfläche der Elektrolysezelle.

Als einige der weiteren Verbesserungen bis zum Jahr 2012 zählt Ursua et al. (Ursua et al. 2012, S. 417) folgende Punkte auf:

1. „Minimierung des Abstands zwischen den Elektroden, um die ohmschen Verluste zu verringern und die Verwendung höherer Stromdichten zu erlauben. ...
2. Entwicklung neuer fortschrittlicher Materialien für das Diaphragma ....
3. Entwicklung einer Hochtemperatur-AEL. Betriebstemperaturen von bis zu 150 °C erhöhen die Elektrolytleitfähigkeit ....

4. Entwicklung von verbesserten elektrokatalytischen Materialien zur Verringerung der Elektrodenüberspannungen.“<sup>1</sup>

Die erwähnte Elektrodenüberspannung wird von Wille et al. (Wille et al. 2011) näher erläutert.

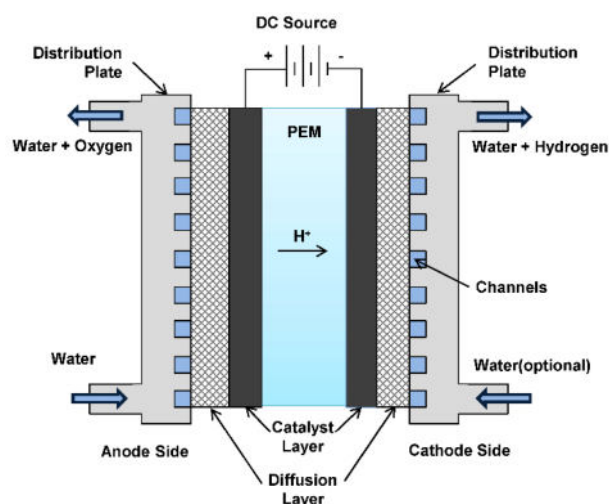
### 3.3.2 Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)

Mit der Entwicklung der Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse oder Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL) in den 1950er Jahren entstand ein weiteres, mittlerweile industriell angewandtes Wasserelektrolyseverfahren. Im Jahr 1966 konstruierte General Electric die erste Elektrolysezelle nach dem PEM-Prinzip, bevor das Unternehmen im Jahr 1978 das Verfahren kommerzialisierte (Ursua et al. 2012, S. 418).

#### 3.3.2.1 Aufbau

Das Herzstück der PEMEL ist die Membran-Elektroden-Einheit (MEA). Sie umfasst eine zentrale Membran, beidseitig angrenzende Katalysatoren sowie mit den Katalysatoren meist direkt verbundene Elektroden. An diesem „Sandwich“-Aufbau der MEA grenzt jeweils eine poröse Stromabnehmer- bzw. Stromverteilerschicht, welche elektrisch mit sogenannten „Bipolarplatten“ verbunden sind. Diese wesentlichen Bestandteile sind in Abbildung 3.2 dargestellt und sollen im Weiteren näher beschrieben werden.

Abbildung 3.2: Schematische Darstellung der PEMEL



Quelle: Sood et al. (Sood et al. 2020, S. 2)

Die in etwa 50-250 µm starke Membran weist eine sehr geringe Gasdurchlässigkeit auf und funktioniert als Festpolymer-Elektrolyt. Sie ersetzt die Elektrolytflüssigkeit der AEL (Lehner et

<sup>1</sup> Übersetzung des Verfassers



al. 2014, S. 29). Die Membran ist in der Lage, Wassermoleküle und Wasserstoffprotonen diffundieren zu lassen. Mit  $100\text{-}300\text{ cm}^2$  ist die nutzbare Membranfläche um den Faktor 5-10 kleiner als bei der AEL (Lehner et al. 2014, S. 29). Die Schicht besteht hauptsächlich aus Kunststoff „auf der Basis von Perfluorsulfonsäure Ionomeren (PFSA)“ (Viebahn et al. 2018, S. 23). „Ionomere gehören zur Werkstoffklasse der Thermoplasten, haben aber im Vergleich zu diesen in herkömmlicher Ausführung den Vorteil, dass in ihnen Ionenbindungen wirksam werden und sie im Gegensatz zu den meisten herkömmlichen Kunststoffen als Elektrolyte eingesetzt werden können“ (Schmidt 2022, S. 284). Einer dieser Materialien ist „Nafion“, welches laut Lehner et al. (Lehner et al. 2014, S. 30) „gute mechanische und elektrochemische Stabilitäten, geringe Gasübertragungsraten und hohe Proton-Leitfähigkeiten im Bereich von rund  $0,1\text{ S/cm}^2$  aufweist. Ihre hohe Proton-Leitfähigkeit erreicht sie durch ihre stark saure Eigenschaft.

Um die nötige Aktivierungsenergie der Reaktion zu senken, befindet sich auf beiden Seiten der Membran eine Katalysatorschicht. An dieser ist die jeweilige Elektrode montiert. Für die Katalysator-Elektrodenpaare werden abhängig der Produktgasseite unterschiedliche Materialien eingesetzt. Auf der Kathodenseite mit Wasserstoff kommen platinbasierte Kohlenwerkstoffe zum Einsatz. Der Edelmetallverbrauch ist durch die schnelle Wasserstoffentwicklung im Elektrolyseprozess sowie der im Vergleich zur Anode niedrigeren Überspannung gering. Dagegen werden als Katalysatormaterial auf der Sauerstoffseite „nahezu ausschließlich iridiumbasierte Systeme  $\text{IrO}_2$ , die auch mit dem sehr aktiven Ruthenium kombiniert werden“ verwendet (Schmidt 2022, S. 284).

In einem Stackverbund werden üblicherweise 60 einzelne Elektrolysezellen bipolar, d. h. in Reihe, miteinander verschaltet. Die elektrische Verschaltung erfolgt analog zur AEL über die Bipolarplatten. Sie formen einen Rahmen auf beiden Seiten der einzelnen PEM-Zelle und grenzen jeweils an eine weitere Elektrolysezelle. Innerhalb der Platten verlaufen Kanäle, durch welche die Produktgase strömen und auf der Anodenseite zusätzlich das Wasser eingelassen wird. Der in Abbildung 3.2 aufgeführte Wassereinlass auf Kathodenseite ist optional und soll die Entnahme des produzierten Wasserstoffs erleichtern (Sood et al. 2020, S. 2).

Um den Stromfluss zwischen Bipolarplatten und MEA zu ermöglichen, befindet sich zwischen den Komponenten eine Stromabnehmer- bzw. Stromverteilerschicht. Sie ist für Wasser und die Reaktionsgase durchlässig. In seltenen Fällen werden spezielle Stromabnehmerschichten verwendet, welche die Funktion der Strömungskanäle in den bipolaren Platten übernehmen. Die Bipolarplatten sowie die Stromverteilerschichten sind aus Titan gefertigt. Ihre

---

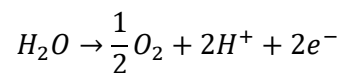
<sup>2</sup> Übersetzung des Verfassers

korrosionsbeständige Eigenschaft erhalten sie durch eine passivierende Oxidschicht, d. h. eine hauchdünne Schicht trennt das Metall von der Atmosphäre. Diese erhöht jedoch wiederum den elektrischen Kontaktwiderstand (Lehner et al. 2014, S. 32).

### 3.3.2.2 Funktionsweise und Betriebsbedingungen

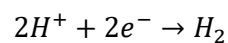
Bei der PEM-Elektrolyse wird zunächst die Teilreaktion auf Anodenseite betrachtet. Speisewasser wird durch die Kanäle innerhalb der Bipolarplatte eingelassen und stetig nachgefüllt. Die Wassermoleküle diffundieren daraufhin durch die Stromverteilerschicht zum Katalysator-Elektrodenpaar. Durch das Anlegen der notwendigen Spannung wird ein Wassermolekül in ein Sauerstoffatom, zwei positiv geladene Wasserstoffprotonen und zwei negativ geladene Elektronen gespalten. Während die Elektronen von der Anode aufgenommen werden, verbindet sich das Sauerstoffatom mit weiteren und bildet Moleküle aus. Diese Moleküle steigen in weiteren Kanälen der Bipolarplatte auf und werden abgeführt.

Formel 3.3: Reaktionsgleichung der PEMEL auf Anodenseite



Zeitgleich diffundieren die beiden Wasserstoffprotonen durch beide Katalysatorschichten und der mittigen Membran zur Kathode. Dort nehmen sie zwei neue Elektronen auf und bilden zwei vollständige Wasserstoffatome, welche direkt eine molekulare Bindung eingehen. Die Wasserstoffmoleküle strömen durch die Kanäle der kathodenseitigen Bipolarplatte und werden ebenfalls abgeführt.

Formel 3.4: Reaktionsgleichung der PEMEL auf Kathodenseite



Im Vergleich zur AEL kann die PEM-Elektrolyse mit höheren Stromstärken pro Fläche von 0,5-2 A/cm<sup>2</sup> betrieben werden (Schiebahn et al. 2015, S. 4287). Lehner et al. (Lehner et al. 2014, S. 30) nennt für den Normalbetrieb einen Bereich von 1-2 A/cm<sup>2</sup>, bei einer anliegenden Spannung von 1,6-2 V. Unter Laborbedingungen wurden bereits Stromdichten von 5-10 A/cm<sup>2</sup> bei Spannungen unter 2,5 V erreicht. Die Betriebstemperatur bewegt sich zwischen 60 °C und 80 °C. Während die meisten PEM-Elektrolyseure mit Betriebsdrücken von 30-60 bar arbeiten, sind vereinzelte Anlagen in der Lage, mit 100-200 bar betrieben zu werden. Eine Verdichtung mit externen Kompressoren ist in beiden Fällen nicht erforderlich. Die meisten verfügbaren Zellen erreichen einen Wasserstoffertag von 1-40 Nm<sup>3</sup>/h. Die Reinheit des Produktgases

beträgt dabei mindestens 99,99 %. Als Hauptfaktor der verbleibenden Unreinheit gilt der erzeugte Sauerstoff auf der Anodenseite.

Der Wirkungsgrad der einzelnen Zelle bewegt sich in ähnlicher Dimension zur AEL, jedoch sinkt die Effizienz im Stackverbund. Mit steigenden Leistungswerten und Größenordnungen der PEM-Elektrolyseure, soll sich dieser Unterschied allerdings abschwächen (Schiebahn et al. 2015, S. 4287). Bezogen auf den Brennwert gibt Lehner et al. (Lehner et al. 2014, S. 30) eine Effizienz von 60-70 % an. Ursua et al. (Ursua et al. 2012, S. 419) beziffert den Wirkungsgrad mit 48-65 %.

### 3.3.2.3 Vorteile

Ein wesentlicher Unterschied zur AEL ist der fehlende Zusatz im Elektrolyt. Es wird reines Wasser verwendet. Durch die Verwendung der festen MEA-Einheit ist die Zirkulation einer Elektrolytlösung nicht notwendig. Dieser Aufbau reduziert die Trägheit des Systems deutlich und erlaubt eine schnelle Reaktionszeit auf Stromschwankungen. Besonders in Kombination mit elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen ist die Eigenschaft von hoher Bedeutung.

Das Wegfallen der Zirkulationspumpen und die einfachere Gastrennung ermöglichen eine Reduzierung der Zellengröße. Im Vergleich zur AEL kann die Membran mit einer höheren Stromdichte von 0,5-2 A/cm<sup>2</sup> arbeiten, was ebenfalls eine kompaktere Bauweise der Zelle erlaubt.

Neben der höheren Stromdichte bietet die Festpolymerelektrolytmembran einen weiteren Vorteil. Die gasundurchlässige Eigenschaft erlaubt den Betrieb der PEM-Elektrolyse bei einer deutlich geringeren Teillast von 0-5 % der Nennleistung (Schiebahn et al. 2015, S. 4287).

Des Weiteren können beide Produktgase bei unterschiedlichen Drücken hergestellt werden. So kann auf der Kathodenseite Wasserstoff bei 100 bar erzeugt und abgeführt werden, während der Sauerstoff auf Umgebungsdruckniveau bleibt (Schiebahn et al. 2015, S. 4287). Dies erhöht die Effizienz und eliminiert mögliche Gefahren beim Umgang mit Drucksauerstoff.

### 3.3.2.4 Nachteile

Als eines der Hauptprobleme der PEMEL werden die hohen Investitionskosten gesehen. Die für die Katalysator-Elektrodenpaare verwendeten Edelmetalle der Platingruppe - Iridium, Platin und Ruthenium - zählen zu den seltensten Elementen der Erde und sind eine der Hauptkostenfaktoren der Elektrolysezelle. Der Bedarf an Titan für die Bipolarplatten lässt die Kosten weiter steigen auf rund 2.000 €/kW<sub>el</sub>. Schiebahn et al. (Schiebahn et al. 2015, S. 4287) schätzt das „Kostensenkungspotenzial durch Nutzung alternativer Materialien, Verbesserung des

Wirkungsgrads und Nutzung von Upscaling-Effekten .. auf eine Größenordnung von 500 €/kW<sub>el</sub><sup>3</sup>. Generell sind die spezifischen Investitionskosten der PEMEL mindestens doppelt so hoch wie bei vergleichbaren alkalischen Elektrolyseuren. Die bipolaren Platten und Stromabnehmerschichten sind die kostspieligsten Komponenten der PEM-Stacks und sind für rund 50 % der Kosten verantwortlich. Durch die MEA entstehen 25 % der Kosten, welche weiter in 60 % für die Membran und in 40 % für die Katalysator-Elektrodenpaare unterteilt werden können (Lehner et al. 2014, S. 33).

Diese Vielzahl an teuren Edelmetallen ist erforderlich, um den harschen Bedingungen innerhalb der Zelle standzuhalten (siehe Kapitel 3.3.2.1). Der Alterungsprozess („Degradation“) der Systemkomponenten gilt als eine der weiteren großen Herausforderungen bei der PEM-Elektrolyse. Durch die zunehmende Degradation der Polymerstruktur der Membran, nennt Schmidt (Schmidt 2022, S. 284) eine Steigerung des Energieverbrauchs im Elektrolyseprozess um etwa 1 % pro Jahr.

Ein weiterer Nachteil ist die hohe Anforderung an das Speisewasser. Es muss hochgradig rein sein und darf eine Leitfähigkeit von 0,1 µS/cm nicht überschreiten (Ursua et al. 2012, S. 419).

### 3.3.2.5 Forschung und Entwicklung

Generell sind die Anforderungen an die Komponenten der PEM-Elektrolyse sehr hoch. Nur wenige Materialien können den Bedingungen innerhalb der Zelle standhalten. Eines davon ist das in Kapitel 3.3.2.1 erwähnte Nafion. Dieses ist allerdings teuer und limitiert die Betriebstemperatur auf ca. 80 °C. Um diese Hindernisse zu überwinden, wird an alternativen Materialien wie „sulfonierte Polyetheretherketone (PEEK), Polyethersulfonen (PES) und sulfonierte Polyphenylquinoxaline (SPPQ)<sup>4</sup>“ (Lehner et al. 2014, S. 30–31) geforscht. Noch weisen diese jedoch niedrigere Stromdichten und geringere Strapazierfähigkeiten auf.

Um die Betriebstemperatur erhöhen zu können, ohne den Alterungsprozess zu beschleunigen, können, neben weiteren Maßnahmen, Zusätze wie Zirkoniumdioxid (ZrO<sub>2</sub>), Titandioxid (TiO<sub>2</sub>) oder Siliziumdioxid (SiO<sub>2</sub>) verwendet werden. Eine Steigerung der maximalen Prozesstemperatur auf 100-150 °C, teilweise auf bis zu 200 °C, kann dadurch erreicht werden (Lehner et al. 2014, S. 31).

Auch bei den Katalysator-Elektrodenpaaren sind die Materialien Thema vieler Forscher. Hier erscheint eine Reduzierung der Schichtdicke der Edelmetalle vielversprechend. Bislang

---

<sup>3</sup> Übersetzung des Verfassers

<sup>4</sup> Übersetzung des Verfassers

beträgt die Menge der verwendeten Edelmetalle aus der Platingruppe (siehe Kapitel 3.3.2.1) auf der Kathodenseite unter  $1 \text{ mg/cm}^2$ , auf der Anodenseite ca.  $2\text{-}3 \text{ mg/cm}^2$  (Lehner et al. 2014, S. 31). Hierzu wurde eine Technologie entwickelt, welche mithilfe von sogenannten „nanostrukturierten dünnen Filmen (NSTF)“<sup>5</sup> Schichtdicken von  $2\text{-}3 \text{ nm}$  erzielen kann (Ahluwalia et al. 2017, 306). Die benötigte Materialmenge reduziert sich somit auf etwa  $0,1 \text{ mg/cm}^2$ . Nähere Details zu den Materialeigenschaften der Systemkomponenten können Lehner et al. (Lehner et al. 2014, S. 30–32) entnommen werden.

Generell ist die PEM-Elektrolyse noch nicht auf dem gleichen Entwicklungsstand wie die AEL und bedarf weiterer Forschung. Die hohe Systemkomplexität, schwierige Hochskalierung der Stacks und kostenintensiven Edelmetalle sorgen dafür, dass dieses Elektrolyseverfahren bis zum Jahr 2014 nur in kleinen Systemen Anwendung fand. Durch die schnelle Start- und Reaktionszeit, der großen Teillastabdeckung und kompakteren Systemgröße erscheint die PEMEL jedoch besonders für dezentrale Anwendungsfälle direkt bei Power-to-Gas-Anlagen ideal (Lehner et al. 2014, S. 32–33).

### 3.3.3 Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL/SOEC)

Bis zum Jahr 2016 befand sich die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) auf dem niedrigsten Entwicklungsstand der bereits genannten Technologien zur Wasserelektrolyse. Die Zelle wird ebenfalls als Festoxid-Elektrolysezelle<sup>6</sup> (SOEC) bezeichnet. Fast alle dieser Elektrolysezellen können im umgekehrten Betrieb auch als Festoxid-Brennstoffzelle<sup>7</sup> (SOFC) eingesetzt werden (Zapf 2017, S. 173). Zwischen 1975 und 1987 wurde das Verfahren in Deutschland entwickelt (Schiebahn et al. 2015, S. 4287), wobei bereits 1960 erste Forschungen zur Dampfelektrolyse mit Festoxidelektrolyten in den USA und Deutschland betrieben wurden (Ursua et al. 2012, S. 419).

#### 3.3.3.1 Aufbau

Eine Elektrolysezelle der HTEL ist durch einen dünnen, Sauerstoffionen-leitenden und gasdichten Festelektrolyten in zwei Halbzellen separiert. Auf beiden Seiten des Elektrolyten befinden sich poröse Elektrodenschichten mit direkt angrenzenden Stromabnehmern. Der „Sandwich“-artige Aufbau ähnelt dem der PEM-Zelle mit dem Unterschied, dass durch die verschiedenen Betriebsarten andere Materialien verwendet werden. Diese sind in Abbildung 3.3 anhand eines Projekts von Toshiba dargestellt und sollen im Folgenden näher erläutert werden.

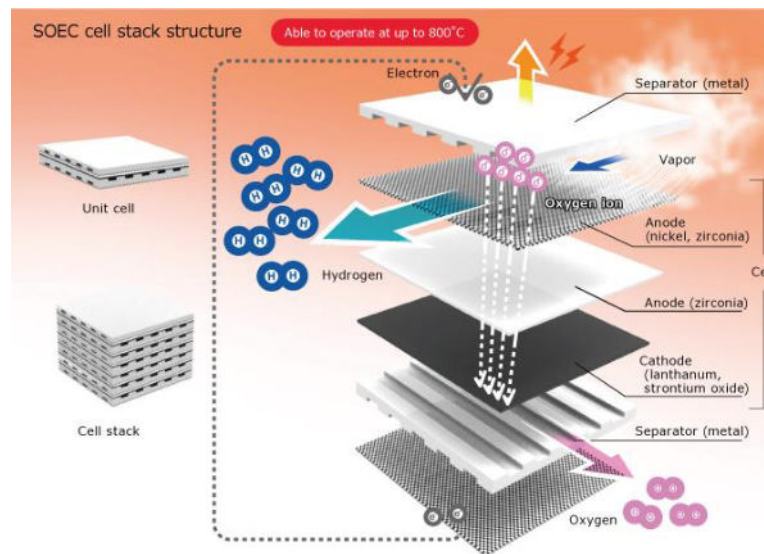
---

<sup>5</sup> Übersetzung des Verfassers („Nanostructured Thin Films“)

<sup>6</sup> Übersetzung des Verfassers („Solid Oxide Electrolyzer Cell“)

<sup>7</sup> Übersetzung des Verfassers („Solid Oxide Fuel Cell“)

Abbildung 3.3: Schematische Darstellung der HTEL/SOEC



Quelle: Toshiba Energy System & Solutions Corporation (Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation o. J.)

Für den Festelektrolyten wird meistens eine Hochleistungskeramik aus Yttrium-stabilisiertem Zirkoniumdioxid (YSZ) verwendet. Das bedeutet, dass Zirkoniumdioxid (ZrO<sub>2</sub>) mit einer dünnen Schicht aus ca. 3 Mol-% Yttriumoxid (Y<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) versehen wird (Bocanegra-Bernal und La Torre 2002, S. 4947). Hayd (Hayd 2012, S. 10) hingegen nennt einen Anteil von 8 Mol-%. Dieser stabilisierende Zusatz ist notwendig, da Zirkoniumdioxid beim Abkühlen nach der Produktion seine kristalline Struktur ändert und dies zu einem Bruch des Materials führen kann (Bocanegra-Bernal und La Torre 2002, S. 4947). Aufgrund des hohen Schmelzpunktes, der hervorragenden Korrosionsbeständigkeit und der guten Ionen-Leitfähigkeit eignet sich die Keramik für die Hochtemperatur-Bedingungen in der Elektrolysezelle.

Als Elektrodenmaterial kommen je nach Polseite unterschiedliche Materialien zum Einsatz. Edelmetalle wie Platin und Gold können eingesetzt werden, jedoch schließt der Kostenfaktor dies meistens aus. Auf der Wasserstoff-produzierenden Kathodenseite wird üblicherweise sogenanntes „Cermet“ verwendet. Der Begriff setzt sich aus den englischen Übersetzungen von Keramik und Metall zusammen. Fast ausschließlich wird dabei ein Cermet aus einer Kombination von Nickel und dem Material des Festelektrolyten, dem YSZ, genutzt (Ni et al. 2008, S. 2345). Einige Studien beschäftigen sich mit u. a. Ceroxid-basierten Alternativen wie beispielsweise Samarium-dotiertes Ceroxid (SDC)<sup>8</sup> und Gadolinium-dotiertes Ceroxid (CGO) (Hayd 2012, S. 10–11). Für die Anode kommt meistens eine Kombination von YSZ und elektrisch leitfähigen Sauerstoffverbindungen in der Perowskit-Struktur wie Lanthan-Strontium-Manganit

<sup>8</sup> Die Dotierung bezeichnet die Hinzugabe von Fremdstoffen zu einem hochreinen Material. Es soll die Materialeigenschaften gezielt beeinflussen.

(LSM), Lanthan-Strontium-Kobaltoxid (LSC) oder Lanthan-Strontium-Kobalt-Ferrit (LSCF) zum Einsatz (Ni et al. 2008, S. 2346).

Zwischen den einzelnen Zellen im Stack sind Verbindungsplatten angebracht. Sie bestehen aufgrund der hohen Temperaturen vorwiegend aus Keramiken. Für Zellen in Nieder- oder Mitteltemperaturbereichen kommen auch Metalle zum Einsatz. Abgedichtet werden die Elektrolysezellen mit Dichtungen aus Glas, Glaskeramiken oder Verbundglas (Menzler et al. 2010, S. 3114–3115).

Während bei der PEMEL eine Katalysatorschicht aus Edelmetallen der Platingruppe notwendig ist, kommt die HTEL ohne einer solchen reaktionsfördernden Schicht aus. Bedingt durch die hohen Betriebstemperaturen, ist bei modernen Elektrolysezellen eine Senkung der Aktivierungsenergie nicht zwingend erforderlich. Dennoch werden seltene Erden für eine dünne Schicht auf den elektrischen Kontaktflächen verwendet (Lehner et al. 2014, S. 35).

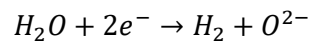
Bei einigen Kombinationen der Materialien kann es zwischen den Festelektrolyten und Teilen der angebrachten Elektroden zu unerwünschten Reaktionen kommen. Um diese zu verhindern, wird zwischen den Komponenten eine dünne Oxidschicht eingebracht. Die Schichtdicken der Zellkomponenten hängt von der jeweiligen Eigenleitfähigkeit ab und ob sie die Zelle mechanisch stabilisieren soll. Eine solche der Stabilität dienende Schicht hat typischerweise eine Stärke von wenigen 100  $\mu\text{m}$ , während die restlichen zwischen 10-30  $\mu\text{m}$  liegen. Neben der ebenen Anordnung der Zelle und der Komponenten ist auch eine röhrenförmige Konfiguration möglich. Der Vorteil dieser Form ist die höhere Stabilität sowie schnellere Start- und Abschaltzeiten. Dennoch ist die plane Variante der HTEL durch die bessere elektrochemische Performance und der simpleren Herstellung verbreiteter (Lehner et al. 2014, S. 34).

Weitere Informationen und tieferegreifende Hintergründe zu den eingesetzten Materialien können unter Lehner et al. (Lehner et al. 2014, S. 35–36), Menzler et al. (Menzler et al. 2010, S. 3111–3115) und Ni et al. (Ni et al. 2008, S. 2339–2346) nachgeschlagen werden.

### 3.3.3.2 Funktionsweise und Betriebsbedingungen

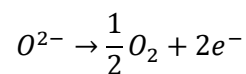
Während bei der AEL und der PEMEL Wasser in die Zelle eingelassen wird, gilt es bei der HTEL überhitzten Wasserdampf zu spalten. Der 700-1.000 °C heiße Wasserdampf strömt auf der Kathodenseite ein. Dort gehen zwei Elektronen aus der Elektrode in den Dampf über und spalten ein Wassermolekül entsprechend der Formel 3.5 in ein Wasserstoffmolekül und ein Sauerstoffion. Daraufhin wird der Wasserstoff abgeführt, während das  $\text{O}_2$ -Ion durch den Ionenleitfähigen Festelektrolyten zur Anode diffundiert.

Formel 3.5: Reaktionsgleichung der HTEL/SOEC auf Kathodenseite



Wie in Formel 3.6 dargestellt, gibt das zweifach negativ geladene Sauerstoffion zwei Elektronen ab. Die Elektronen gehen daraufhin in die Anode über und schließen den elektrischen Stromkreis. Das entstandene Sauerstoffatom verbindet sich mit einem weiteren aus einer anderen Elektrolyse-Teilreaktion und formt ein Molekül. Der Sauerstoff wird ebenfalls abgeführt.

Formel 3.6: Reaktionsgleichung der HTEL/SOEC auf Anodenseite



Bis zum Stand im Jahr 2014 wurden die meisten Hochtemperatur-Elektrolyseure bei Umgebungsdruck betrieben. Dennoch ist ein allgemeiner Trend bei der Wasserelektrolyse hin zu höheren Prozessdrücken erkennbar. Einige SOEC-Systeme erreichten bereits Drücke von bis zu 25 bar (Lehner et al. 2014, S. 35). Experimentell untersuchte Jensen et al. (Jensen et al. 2010) dazu die Auswirkungen und Leistungen einer planförmigen Zelle bei 750 °C und Gasdrücken von 0,4-10 bar<sub>abs.</sub> Die Studie kam dabei zum Ergebnis, dass sich die Druckveränderung nur schwach auf die SOEC auswirkt. Dennoch konnte im umgekehrten Brennstoffzellenbetrieb ein Anstieg der Leistung der SOFC zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Betriebsdruck um über 50 % festgestellt werden.

Das hohe Temperaturniveau und der gasförmige Aggregatzustand erlauben eine Absenkung der anliegenden Spannung um mehr als 0,5 V auf unter 1 V im Vergleich zur AEL und PEMEL (Zapf 2017, S. 173). Lehner et al. (Lehner et al. 2014, S. 34) nennt hingegen 1,2-1,3 V als typische Zellspannungen. In Kombination mit AEL-ähnlichen Stromdichten von 0,3-0,6 A/cm<sup>2</sup> ist somit nur eine geringe Menge elektrischer Energie von 3,2 kWh<sub>el</sub>/Nm<sup>3</sup> nötig, um Wasserstoff herzustellen.

Für den Wirkungsgrad ist dabei entscheidend, ob die benötigte Energie zur Spaltung des Wasserdampfes vollständig elektrisch ist („autotherm“) oder ob die Energie anteilig von einer externen Hochtemperaturquelle stammt („allotherm“). Dadurch variiert der Energiebedarf um etwa 0,6 kWh/Nm<sup>3</sup>. Sofern der Wasserdampf nicht bereits in Form von Prozessdampf oder ähnlichem vorliegt, muss dieser mit weiterem Energieaufwand aus einer Niedertemperatur-Wärmequelle erzeugt werden. Bezogen auf den Energieeinsatz von Elektrizität und Wärme beläuft sich der Systemwirkungsgrad auf über 90 % (Lehner et al. 2014, S. 34).



### 3.3.3.3 Vorteile

Der große Vorteil liegt im hohen Wirkungsgrad, sofern Prozesswärme zur Verfügung steht. Auch die Möglichkeit, geringe Spannungen zu verwenden, ist ebenso vorteilhaft wie die im umgekehrten Prozess nutzbare Brennstoffzellenfunktion.

Des Weiteren ist es mit der HTEL möglich,  $\text{CO}_2$  elektrochemisch zu  $\text{CO}$  zu reduzieren, anstatt  $\text{H}_2$  zu produzieren. Üblicherweise wird in einem Prozess  $\text{H}_2\text{O}$  und  $\text{CO}_2$  zusammen zu einem Gemisch aus  $\text{H}_2$  und  $\text{CO}$  reduziert. Weitere Informationen können Ebbesen et al. (Ebbesen et al. 2012) entnommen werden.

### 3.3.3.4 Nachteile

Als einer der wesentlichen Nachteile wird wie bei der PEMEL der Alterungsprozess der Zellkomponenten gesehen. Durch die hohen Betriebstemperaturen von 700-1.000 °C werden diese stark beansprucht und die Degradation beschleunigt. So muss die Stromdichte auf einem AEL-typischen Niveau gehalten werden, obwohl die Zelle mit Stromdichten im Bereich einer PEMEL-Zelle arbeiten könnte. Höhere Werte würden die Lebensdauer deutlich verkürzen. In der Literatur variieren die Degradationsraten zwischen wenigen Prozentpunkten und bis zu 20 % bei einer Betriebszeit von 1.000 Stunden. Grund dafür sind die Unterschiede bei den Betriebsbedingungen sowie den verwendeten Materialien (Lehner et al. 2014, S. 34–36).

### 3.3.3.5 Forschung und Entwicklung

Um die Degradationsprozesse und deren Auswirkungen zu reduzieren, wird an drei Bereichen geforscht. Zum einen sollen die eingesetzten Materialien überarbeitet und widerstandfähiger gemacht werden. Zum anderen gilt es, neue Werkstoffe zu entwickeln. Ein Ansatz ist, das Temperaturniveau zu senken. Anstatt des Mittel- bis Hochtemperaturbereichs von 700-1.000 °C sollen die Zellkomponenten im Nieder- bis Mitteltemperaturbereich von 500-700 °C erheblich weniger belastet werden (Lehner et al. 2014, S. 34–36).

## 3.3.4 Zusammenfassung

Die größten Unterschiede der behandelten Elektrolyseure liegen bei den Betriebstemperaturen, den Stromdichten, den Spannungen und dem Aufbau. Bei der Konstruktion unterscheiden sich die Materialien, welche u. a. die Investitionskosten beeinflussen. Tabelle 3.2 stellt die wichtigsten Parameter gegenüber.

Tabelle 3.2: Wichtige Kenngrößen der Elektrolyseverfahren

Kenngrößen	Einheit	AEL	PEMEL	HTEL/SOEC
Ladungsträger				
Stack-Wirkungsgrad (bez. auf Brennwert)	%	60-80	46-84	>100 <sup>9</sup>
Betriebstemperatur	°C	60-80	50-80	700-1.000
Betriebsdruck	bar	<30	<200	<25
Stromdichte	A/cm <sup>2</sup>	0,2-0,4	0,6-3	0,4-2
Spannung	V	>1,9	>1,8	>1
Minimale Teillast	%	20-40	0-10	5
H <sub>2</sub> -Produktionsrate	Nm <sup>3</sup> /h	<760	<40	<5
Systemgröße	kW	1,8-5.300	0,2-400	<40
Lebensdauer	h	<90.000	>60.000	3.500
Spezifischer elektrischer Energiebedarf	kWh/Nm <sup>3</sup>	>4,6	>4,8	<3,2
Investitionskosten	€/kW	1.000-2.000	1.500-2.300	2.500

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Lehner et al. (Lehner et al. 2014, S. 37), Sanz-Bermejo et al. (Sanz-Bermejo et al. 2015, S. 8302), Tjarks (Tjarks 2017, S. 6) und Viebahn et al. (Viebahn et al. 2018, S. 24)

## 3.4 Auswahl weiterer Prozessschritte

Die im Normzustand geringe volumetrische Energiedichte von Wasserstoff ist für viele Anwendungen sowie die Transportierbarkeit ein entscheidender Nachteil. Um den grünen Energieträger für weitere Nutzungsbereiche attraktiv zu machen, bieten sich verschiedene Technologien an. Im Folgenden soll eine Auswahl dieser Verfahren näher vorgestellt werden. Weitere Optionen, wie die Bindung von H<sub>2</sub> in Metallhydriden, Methanol oder in flüssigen organischen Trägern, den sogenannten „Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)“, sollen in dieser Arbeit nicht näher beschrieben werden. Dennoch werden LOHC mitunter in Betrachtung gezogen. Weitere Informationen liefern Behrens (Behrens 2015), Niermann et al. (Niermann et al. 2021) und Tarasov et al. (Tarasov et al. 2021).

### 3.4.1 Verdichtung

Die Verdichtung gilt als die wohl naheliegendste Möglichkeit, die geringe volumetrische Energiedichte von Wasserstoff zu erhöhen. Dabei empfiehlt sich eine Kompression auf das

<sup>9</sup> Unter Substitution elektrischer Energie durch thermische Hochtemperatur-Energie

höchstmögliche Druckniveau. Über Formel 3.7 lässt sich die benötigte mechanische Energiemenge bzw. Arbeit einer Kompression ohne Temperaturänderung (isotherm) bestimmen. Dabei ist zu erkennen, dass Arbeit und Druck logarithmisch zusammenhängen.

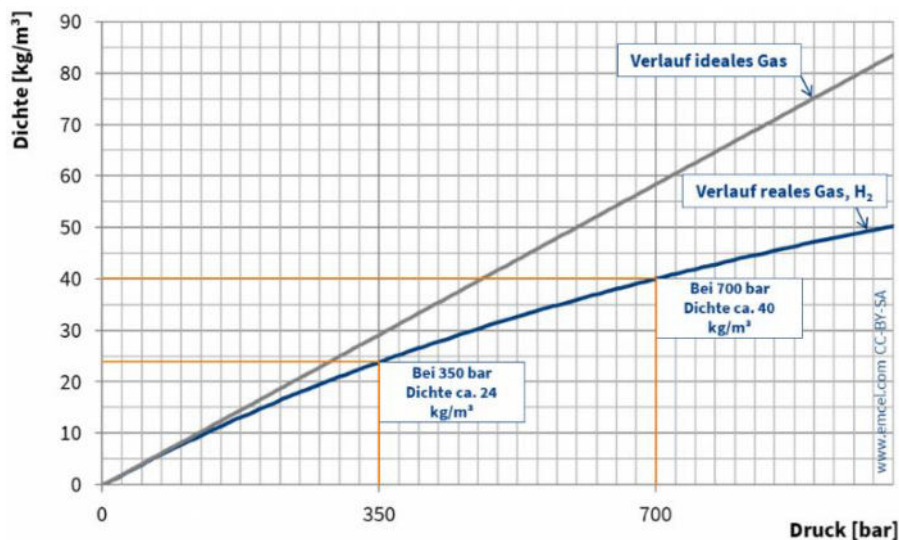
Formel 3.7: Mechanischer Energieaufwand (Verdichterarbeit)<sup>10</sup>

$$W = R \times T \times \ln\left(\frac{p_2}{p_1}\right)$$

Die „Verdichtung von 1 bar auf 300 bar benötigt etwa 10 % mehr Energie als die Verdichtung von 1 bar auf 200 bar. Der elektrische Strombedarf für die Verdichtung von 2 auf 450 bar beträgt etwa 0,11 kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub>, bzw. von 2 auf 880 bar 0,13 kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub>. Für eine Verdichtung von 2 auf 30 bar liegt der Strombedarf bei 0,05 bis 0,07 kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub>“ (Jungmeier 2006, S. 31). Dagegen beziffert Viebahn et al. (Viebahn et al. 2018, S. 25) den Strombedarf einer Verdichtung auf 200 bar mit 0,08 kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub>, auf 800 bar mit 0,13 kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub>.

In Abbildung 3.4 ist aufgezeigt, dass aus einer Verdopplung des Druckniveaus nicht eine Verdopplung der Dichte resultiert. Während dieser Aspekt bei niedrigen Drücken noch vernachlässigbar ist, gewinnt er in den für Wasserstoff relevanten Bereichen an Bedeutung.

Abbildung 3.4: Verlauf der H<sub>2</sub>-Dichte in Abhängigkeit des Drucks



Quelle: EMCEL GmbH (EMCEL GmbH 2019)

<sup>10</sup> Mit  $W$ : Druckänderungsarbeit  $R$ : Universelle Gaskonstante,  $T$ : Temperatur,  $p_1$ : Anfangsdruck,  $p_2$ : Enddruck

Nach Jungmeier (Jungmeier 2006, S. 31) können die gleichen Kompressoren verwendet werden, die bereits für Erdgas eingesetzt werden, sofern die Dichtungen geeignet und „die Ölfreiheit des verdichteten Gases gewährleistet“ sind. In einem Pipelinesystem kommen üblicherweise Radialverdichter (Turbomaschinen) zum Einsatz (Krieg 2012, S. 117). Durch den kontinuierlichen Volumenstrom und dem erforderlichen Druckniveau von 30-100 bar, eignen sie sich als Zwischenverdichter. Im Falle einer stationären Speicherung, wie beispielsweise an Wasserstofftankstellen, müssen hochdruckfähige Kompressoren wie Hubkolben- oder Membranverdichter (Verdrängungsmaschinen) eingesetzt werden (Krieg 2012, S. 105). Weitere Details zu Kompressoren und Verdichtungsprinzipien können Krieg (Krieg 2012, S. 101–117) und Schmidt (Schmidt 2022, S. 351–366) entnommen werden.

Als Anforderungen an Wasserstoffkompressoren nennt Viebahn (Viebahn et al. 2018, S. 25–26):

- „Erzielung sehr hoher Enddrücke (Nennarbeitsdruck bis zu 100 MPa, z. B. PKW-Betankung)
- Arbeit bei variierenden Arbeitsdrücken
- Hohe Förderraten z. B. zur Verkürzung der Betankungszeit
- Schnelles Anlaufen und intermittierender Betriebsweise
- Verlängerung der Lebensdauer
- Senkung der Investitionskosten
- Erhöhung der energetischen Effizienz
- Senkung der Wartungskosten; z. B. durch Verlängerung der Serviceintervalle des Austauschs“

#### 3.4.1.1 Vorteile

Die Kompression von Wasserstoff ist ein einfacher und technisch ausgereifter Prozess und dabei vergleichsweise günstig. Um das Gas von Umgebungsdruck auf 350 bar oder 700 bar zu verdichten, sind etwa 10-15 % des nutzbaren Energiegehalts des Brennstoffs nötig. Des Weiteren kann gasförmiger Wasserstoff schnell getankt werden und die Transportbehälter viele Male ohne Einbußen in Qualität oder Funktionsfähigkeit wiederverwendet werden (Romm 2006, S. 72).

#### 3.4.1.2 Nachteile

Als großer Nachteil gilt die sehr niedrige volumenbezogene Energiedichte von komprimiertem Wasserstoff. Der Umweltaspekt ist ebenfalls zu beachten. Laut Romm (Romm 2006, S. 72–73) wird für die Kompression von 1 kg Wasserstoff auf 700 bar mindestens 5 kWh elektrische

Energie benötigt. Wird der Strom dem US-amerikanischen Netz entnommen, entstehen dabei rund 7 kg Kohlendioxid.

### 3.4.1.3 Forschung und Entwicklung

Ein Ansatz in der Forschung und Entwicklung von komprimiertem Wasserstoff ist die Kopplung von verschiedenen Kompressionsprinzipien. Ein Beispiel ist hierfür die Einführung von kaskadierten (mehrstufigen) Gesamtprozessen mit stufenweisem Druckanstieg und Zwischenspeicherung (Viebahn et al. 2018, S. 25).

### 3.4.2 Verflüssigung

Meistens wird Wasserstoff für den Transport und die Speicherung verflüssigt. Auf diese Art lässt sich die volumetrische Energiedichte von  $H_2$  weiter erhöhen. Die Verflüssigung wird seit den 1950er Jahren in der Raumfahrtindustrie eingesetzt. Zum Stand im Jahr 2018 sind einige Dutzend Verflüssigungsanlagen im kommerziellen Einsatz (Viebahn et al. 2018, S. 26).

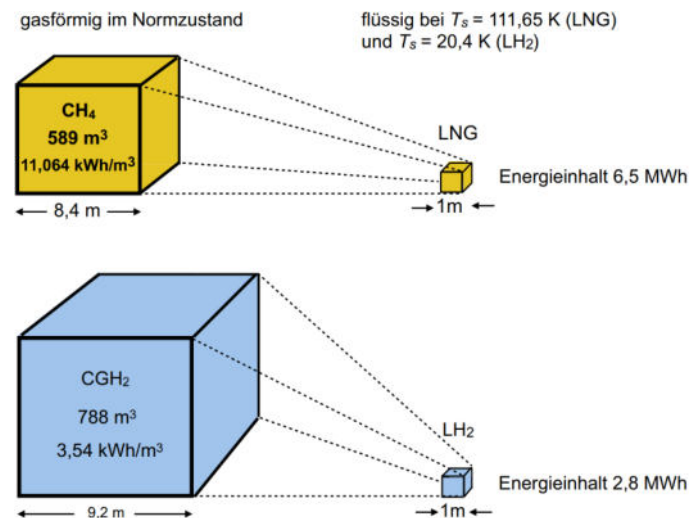
Die Verflüssigung verläuft in mehreren Verdichtungs- und Abkühlungsstufen, bis die Zieltemperatur von ca.  $-253\text{ °C}$  erreicht ist. Mit flüssigem Stickstoff wird das Wasserstoffgas auf etwa  $-80\text{ °C}$  vorgekühlt, bis der sogenannte Joule-Thomson-Effekt den Kühlprozess unterstützt. Der Effekt gilt als einer der wichtigsten zum Erreichen tiefkalter Temperaturen und beschreibt die Temperaturänderung eines Gases bei einer isenthalpen Druckminderung (Jungmeier 2006, S. 32). Wird Gas unterhalb der sogenannten Inversionstemperatur entspannt, kühlt es sich ab, oberhalb erwärmt es sich. Weitere Informationen zum Joule-Thomson-Effekt können Schmidt (Schmidt 2022, S. 67–70) und der Studie von Li et al. (Li et al. 2023) entnommen werden. Neben der isenthalpen wird auch eine isentrope Entspannung des Gases angewandt. In der Industrie geschieht dies heutzutage ausschließlich auf Basis des Claude-Prozesses (Viebahn et al. 2018, S. 26). Lüders (Lüders 1985) geht näher auf das Claude-Verfahren ein.

Etwa  $0,2\text{ kWh/kg}_{H_2}$  der benötigten Energie für die Verflüssigung fallen dabei für die Ortho-Para-Umwandlung an, welche den Kernspin der  $H_2$ -Moleküle umkehrt. Dieser sehr langsame Prozess wird von Jungmeier (Jungmeier 2006, S. 31) und Schmidt (Schmidt 2022, S. 25-26, 380-392) weiter ausgeführt.

#### 3.4.2.1 Vorteile

Flüssiger Wasserstoff verfügt, bezogen auf das Volumen, über eine deutlich höhere Energiedichte als verdichtetes  $H_2$ -Gas. Im Behälter-Transport ist  $LH_2$  dadurch wesentlich kosteneffektiver zu transportieren. Abbildung 3.5 zeigt die Volumenreduktion durch den Verflüssigungsprozess im Vergleich zu Erdgas bzw. verflüssigtem Erdgas, dem LNG („Liquified Natural Gas“).

Abbildung 3.5: Gegenüberstellung der Dichte von CH<sub>4</sub>- und H<sub>2</sub>-Gas mit dem jeweiligen Energieinhalt von 1 m<sup>3</sup> in flüssiger Form



Quelle: Schmidt (Schmidt 2022, S. 380)

### 3.4.2.2 Nachteile

Durch die hohe Temperaturdifferenz des LH<sub>2</sub> zur Umgebung, verdampft ein Teil des Wasserstoffs unweigerlich mit der Zeit. Um unzulässige Druckerhöhungen in den Speicherbehältern zu verhindern, muss ein Teil des Gases abgelassen werden. Diese Gasmengen werden als „Boil-Off-Gas“ bezeichnet und verursachen nicht zu vernachlässigende Verlustmengen (Schmidt 2022, S. 428).

Dabei ist der Verflüssigungsprozess sehr energieintensiv und der Wirkungsgrad begrenzt. 40 % der H<sub>2</sub>-Energie wird für die Verflüssigung benötigt (Romm 2006, S. 70–71). Viebahn et al. (Viebahn et al. 2018, S. 26) nennt die Reduzierung des Stromeinsatzes und damit der Kosten als die größte Herausforderung der Verflüssigung. Da die Energieintensivität bei sinkender Anlagengröße steigt, ist eine Verflüssigung u. a. für lokale Tankstellen ungeeignet (Romm 2006, S. 70–71).

Verflüssigungsanlagen sollten konstant mit hohen Vollaststunden betrieben werden. Aufgrund dessen sind Zwischenspeicher nötig, um eine schwankende Energieversorgung durch z. B. Windkraft zu integrieren (Viebahn et al. 2018, S. 26).

Ein weiterer Nachteil ist, dass die Arbeit mit dem tiefkalten Stoff gefährlich ist und somit teure Ausrüstung erfordert. Häufig findet die Betankung von Fahrzeugen mit Roboterarmen statt (Romm 2006, S. 70–71).

### 3.4.2.3 Forschung und Entwicklung

Zur Effizienzsteigerung der Verflüssigung können andere Kältemittel wie Neon oder Neon-Helium-Gemische anstelle von Wasserstoff oder Helium verwendet werden. Ebenfalls wird an anderen Verfahren geforscht, welche nicht auf den Joule-Thomson-Effekt angewiesen sind. Viebahn et al. (Viebahn et al. 2018, S. 26) nennt dafür Peltier-Elemente und magnetokalorische Verfahren. Ein intelligente Systemtechnik, durch z. B. eine H<sub>2</sub>-Produktion mit hohem Vor- druck oder durch eine Kopplung von Hochdruckzwischen Speichern mit Verflüssigern, könnte weitere Einsparungen ermöglichen.

Im Forschungsverbund „AppLHy!“ des Wasserstoff-Leitprojekts TransHyDE (Wasserstoff-Leit- projekt TransHyDE 2022, S. 14) sollen „verschiedene Technologien zur Bereitstellung, zur ef- fizienten Speicherung sowie des Transports von flüssigem Wasserstoff (LH<sub>2</sub>) analysiert und zur Anwendung gebracht“ werden. Ein weiteres Ziel ist, „Synergien ... mit elektrischen Kom- ponenten sowie dem effizienten Transport elektrischer Energie“ zu erarbeiten. Auch eine Nut- zung der Kälte in Verbindung mit Hochtemperatur-Supraleitern (HTS) wird als möglich ange- sehen.

### 3.4.3 Methanisierung

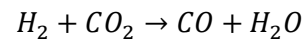
Neben der Möglichkeit einer simplen Zustandsänderung von Wasserstoff, können auch wei- tere Reaktionen eingeleitet werden, um Syntheseprodukte zu erhalten. Eines dieser Synthe- seprodukte ist Methan (CH<sub>4</sub>). Über die sogenannte „Methanisierung“ verbindet sich der Was- serstoff mit Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) bzw. Kohlenmonoxid (CO) zum Produktgas Methan. Für das synthetisch hergestellte Gas werden in der Literatur verschiedene Bezeichnungen wie „Wind- gas, e-gas, erneuerbares Methan oder SNG (Synthetic Natural Gas oder Substitute Natural Gas)“ (Zapf 2017, S. 165) verwendet. Bei der Methanisierung wird zwischen zwei gängigen Verfahren unterschieden, der chemischen und der biologischen Methanisierung. Auf das bio- logische Verfahren soll in dieser Arbeit nicht näher eingegangen werden. Lehner (Lehner et al. 2014, S. 48–51) bietet weitere Informationen.

#### 3.4.3.1 Funktionsweise und Betriebsbedingungen

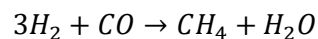
Zur chemischen Reaktion wurden bereits 1902 erste Ergebnisse veröffentlicht. Diese Ergeb- nisse stammten vom französischen Chemiker Paul Sabatier, welcher dem Umwandlungspro- zess seinen Namen gab, den „Sabatier-Prozess“ (Sterner 2016, S. 374). Die Methanisierung ist dabei meistens in zwei reversible Gleichgewichtsreaktionen unterteilt. Zunächst wird in ei- ner umgekehrten „Wassergas-Shift-Reaktion“ (siehe Formel 3.8) das sehr schwach reaktive Kohlendioxidmolekül mithilfe von Wasserstoff in Kohlenmonoxid mit Wasser als Nebenprodukt aufgetrennt. In der Literatur ist diese Reaktion auch als „Retroschift-Reaktion“ bekannt (Viebahn et al. 2018, S. 75). In einer zweiten Reaktion entsteht daraufhin das Produktgas Methan.

Hierzu wird Kohlenmonoxid hydriert. Das bedeutet, dass nach Formel 3.9 drei Wasserstoffmoleküle mit einem CO-Molekül zu einem Methanmolekül und einem Wassermolekül als Nebenprodukt reagieren. Als Gesamtreaktion der Methanisierung ergibt sich somit Formel 3.10.

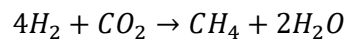
Formel 3.8: Umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (Retroschift-Reaktion)



Formel 3.9: CO-Methanisierung

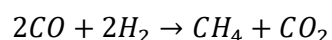


Formel 3.10: Gesamtreaktion der Methanisierung



Neben der hier vorgestellten Reaktionskette laufen weitere Reaktionen parallel ab. So reagiert beispielsweise ein Teil des Kohlendioxids mit Wasserstoff nach Formel 3.10 direkt zu Methan, ohne vorher in der umgekehrten Wassergas-Shift-Reaktion zu Kohlenmonoxid aufgetrennt zu werden. In einer sogenannten „inversen Trockenreformierung“ (siehe Formel 3.11) entsteht ebenfalls Methan, allerdings mit dem Nebenprodukt CO<sub>2</sub>. Auf weitere Reaktionen bei der Methanisierung soll hier nicht näher eingegangen werden. Ghaib (Ghaib et al. 2016, S. 1436–1437) führt diese weiter aus und stellt die Häufigkeiten dar.

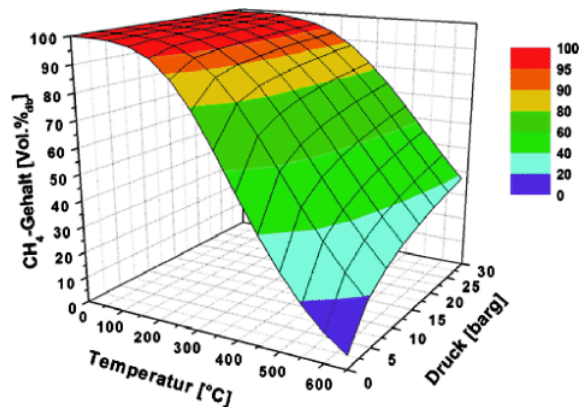
Formel 3.11: Inverse Trockenreformierung



Der Sabatier-Prozess ist stark exotherm und volumenreduzierend. Für die Reaktionsbedingungen gilt das Prinzip vom kleinsten Zwang von Le Chatelier: „Übt man auf ein chemisches System im Gleichgewicht einen Zwang aus, so reagiert es so, dass die Wirkung des Zwanges minimal wird“ (Sicker 2020, S. 402–403). Somit sind entsprechend Abbildung 3.6 niedrige Temperaturen und hohe Drücke von Vorteil, um die Reaktion in Richtung Methan ablaufen zu lassen (Zapf 2017, S. 182). Für den maximalen Methanertrag muss die entstehende Reaktionswärme über ein angemessenes Wärmemanagement abgeführt werden. In umgekehrter Richtung ist die Reaktion als Dampfreformierung von Erdgas bekannt und ist das häufigste Verfahren zur Wasserstoffherstellung (Sternner 2016, S. 377).



Abbildung 3.6: Methanausbeute im Gleichgewicht als Funktion von Temperatur und Druck mit 80 Vol.-% H<sub>2</sub> und 20 Vol.-% CO<sub>2</sub> (barg=bar<sub>abs</sub>-bar<sub>atm</sub>)



Quelle: (Zapf 2017, S. 182)

Um die nötige Aktivierungsenergie des Sabatier-Prozesses zu senken, werden Katalysatoren eingesetzt. Für diese katalytische Methansynthese können insbesondere Metalle der 8. Nebengruppe des Periodensystems verwendet werden. Nickel eignet sich u. a. durch die niedrigeren Kosten und wird daher am häufigsten eingesetzt (Viebahn et al. 2018, S. 76). Alle dieser Katalysatoren sind jedoch stark gegen Gasverunreinigen empfindlich und es herrschen hohe Anforderungen an die Gasaufbereitung.

Das für die Reaktion benötigte CO<sub>2</sub> kann verschiedenen Quellen entnommen werden. Diese lassen sich in die Kategorien atmosphärische, biogene und fossile Quellen einordnen. Zur atmosphärischen Quelle zählt die direkte Entnahme aus der Luft. Weltweit betrug der Kohlenstoffdioxidgehalt in der Luft über 400 ppm, was 0,04 Vol.-% entspricht (Best et al. 2021, S. 5). Um diese niedrige Konzentration nutzbar zu machen, wird das sogenannte „Direct-Air-Capture-System (DAC)“ eingesetzt. Vorteilhaft ist dabei die Standortunabhängigkeit und dass keine weitere CO<sub>2</sub>-Logistik in Form von Aufbereitung, Speicherung oder Transport notwendig ist. Der benötigte Energiebedarf setzt sich aus einem elektrischen Anteil von rund 2 kWh/m<sup>3</sup><sub>CO<sub>2</sub></sub> und einem thermischen Anteil von rund 4-6 kWh/m<sup>3</sup><sub>CO<sub>2</sub></sub> zusammen (Viebahn et al. 2018, S. 79–80). Als biogene Quelle kann CO<sub>2</sub> von Biogasanlagen entnommen werden. Dort entsteht es mit Konzentrationen von 35-50 % als Nebenprodukt und muss dem Gasgemisch vor einer Einspeisung in das Erdgasnetz entnommen werden. Wird das Methan in einem Blockheizkraftwerk verbrannt, kann das CO<sub>2</sub> zusätzlich dem Rauchgas entnommen werden (Best et al. 2021, S. 5). Gleiches gilt für (Groß-)Anlagen aus der Industrie, der Chemiebranche oder thermischen Kraftwerken. Diese Entnahme u. a. aus den Abgasen zählt zu den fossilen Quellen. Eine Übersicht der Potentiale einiger CO<sub>2</sub>-Quellen sind in Tabelle 3.3 aufgeführt.

Tabelle 3.3: Potentialabschätzung einiger (vor-)konzentrierter CO<sub>2</sub>-Quellen in Deutschland

CO <sub>2</sub> -Quelle	CO <sub>2</sub> -Konzentration (Vol.-%)	CO <sub>2</sub> -Potential (Mrd. m <sup>3</sup> /h)	CH <sub>4</sub> -Potential (TWh/a)
<b>Fermentation:</b> Biogas-, Ethanol-, Kläranlagen	30-100	7	70
<b>Industrie:</b> Stahl-, Zementwerke	10-20	34	340
<b>Chemie:</b> Ammoniak-, Ethylenoxid-Synthese	≤100	2	20
<b>Thermische Kraftwerke</b>	10-15	147	1.470

Quelle: Eigene Darstellung nach Viebahn et al. (Viebahn et al. 2018, S. 79)

Die Methanisierung findet in Reaktoren statt. Dabei wird zwischen Festbett-, Wirbelschicht-, Waben- und Drei-Phasen-Reaktoren unterschieden. Im Rahmen dieser Arbeit sollen Reaktorsysteme nicht näher betrachtet werden. Rönsch (Rönsch und Ortwein 2011, S. 1202–1205), Viebahn (Viebahn et al. 2018, S. 76–79) sowie Zapf (Zapf 2017, S. 183–184) bieten weitere Informationen. Den Einsatz von Wabenreaktoren behandelt Schollenberger (Schollenberger et al. 2018).

Je nach verwendetem Reaktorkonzept bewegen sich die Betriebsdrücke zwischen 4 bar und 80 bar mit Temperaturen von 200-750 °C (Viebahn et al. 2018, S. 77). Unter 200 °C darf die Temperatur nicht fallen, da eine Reaktion des Katalysatormetall Nickel zum giftigen Nickeltetra-carbonyl zu vermeiden ist (Sterner 2016, S. 377). Sterner (Sterner 2016, S. 377) nennt als übliche Betriebsbedingungen Temperaturen von ca. 200-600 °C und einen Druckbereich von ca. 20-80 bar. Der Wirkungsgrad beläuft sich auf 70-85 %. Als Investitionskosten werden 600-1.000 €/kW<sub>SNG</sub> angegeben (Viebahn et al. 2018, S. 77).

### 3.4.3.2 Vorteile

Verglichen mit Wasserstoff, sind die Speicherung und der Transport von Methan deutlich unkomplizierter und günstiger. So kann bspw. die bestehende Erdgasinfrastruktur weitergenutzt werden, solange entsprechende Normen eingehalten werden. Des Weiteren gibt es wenige Einschränkungen in Produktion und Verwendung des synthetischen Methans. Die Kompatibilität mit bestehenden Erdgas-nutzenden Anlagen ist hoch. Durch die ähnlichen Eigenschaften zu Erdgas, können Abrechnungsmethoden weiterverwendet werden oder benötigen nur geringe Anpassungen. Bei einer limitierten Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz können Abhängigkeiten zu anderen einspeisenden Marktteilnehmern entstehen, die bereits den H<sub>2</sub>-Anteil gesättigt haben. Ein solches Problem könnte bei einer SNG-Einspeisung umgangen

werden (Lehner et al. 2014, S. 79–80). Hinzu kommt die etwa dreifache volumetrische Energiedichte von Methan ( $39,8 \text{ MJ/m}^3_{\text{CH}_4}$ ) gegenüber Wasserstoff ( $12,7 \text{ MJ/m}^3_{\text{H}_2}$ ).

### 3.4.3.3 Nachteile

Durch den zusätzlichen Methanisierungsprozess sind die Herstellungskosten für SNG höher als die für reinen Wasserstoff. Dessen Elektrolyse lässt sich ebenfalls dynamischer und ohne weitere Zwischenspeicher gestalten. Die Produktion von SNG ist mit höheren Umwandlungsverlusten und einem niedrigeren Gesamtwirkungsgrad behaftet. Der Bedarf einer  $\text{CO}_2$ -Quelle verursacht eine Standort-Abhängigkeit. Bei der Verbrennung von Methan werden Emissionen frei, welche bei Wasserstoff nicht entstehen. Systeme zur autarken Energiespeicherung lassen sich mit Wasserstoff leichter realisieren (Lehner et al. 2014, S. 79).

### 3.4.3.4 Forschung und Entwicklung

Für die  $\text{CO}_2$ -Bereitstellung wird an einer Reduzierung der benötigten Energie für das DAC-System geforscht (Viebahn et al. 2018, S. 79–80). Ein weiterer Schwerpunkt der Forschung liegt bei der Entwicklung von innovativen Reaktorkonzepten (Lehner et al. 2014, S. 57–58). Zum einen sollen Katalysatoren widerstandfähiger werden. Zum anderen gilt es, den dynamischen Betrieb zu verbessern, Wärme zu nutzen, den Standby-Energiebedarf sowie die (Kalt-)Startzeiten zu senken und ein modulares Design zur einfacheren Hochskalierung der Anlagen zu entwickeln. Die Komplexität der Gasaufbereitung soll sinken, um leichter Gasqualitäten für das Erdgasnetz zu erzielen. Die  $\text{CO}_2$ -Quellen sind sektorübergreifend auf Potentiale und Kosten zu untersuchen. Die Verknüpfung der chemischen und biologischen Methanisierung mit Biogasanlagen wird erforscht. Nähere Information zu den Forschungsschwerpunkten können Lehner et al. (Lehner et al. 2014, S. 57–60) entnommen werden.

## 3.4.4 Ammoniaksynthese

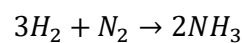
Neben der Methanisierung wird in der Literatur häufig die Ammoniaksynthese als weitere Möglichkeit zur Bindung von Wasserstoff genannt. Im Rahmen der Energiewende ist dabei Ziel, Ökostrom aus Erneuerbare Energien in Form von Ammoniak zu speichern und besser transportierbar zu machen. Daraus resultiert die Bezeichnung „Power-to-Ammonia (PtA/P2A)“. Ammoniak ( $\text{NH}_3$ ) ist nach der Schwefelsäure die am zweithäufigsten hergestellte Chemikalie der Welt (Cheema und Krewer 2018, S. 34926) und wird zu großen Teilen in der Düngemittelherstellung verwendet (Katner und Bluhm 2022, S. 32). 200 Megatonnen werden jedes Jahr produziert (Aziz et al. 2020, S. 6). Ähnlich dem Wasserstoff, kann Ammoniak aus verschiedenen Primärenergieträgern gewonnen werden. Dafür kommen thermo-, elektro-, und photochemische sowie auf Plasma basierende Umwandlungstechnologien zum Einsatz. Weitere Details zu den Verfahren können Aziz et al. (Aziz et al. 2020) und Li et al. (Li et al. 2020) entnommen werden.

Eine dieser Technologien ist das nach den Chemikern Fritz Haber und Carl Bosch benannte Haber-Bosch-Verfahren. Es gilt als einer der größten Fortschritte des 20. Jahrhunderts und ist heute mit einem Anteil von rund 85 % weltweit das wichtigste Verfahren zur Ammoniakherstellung (Aziz et al. 2020, S. 6). Im Jahr 1909 schaffte es Haber, die ersten Tropfen Ammoniak im Labor herzustellen. Zusammen mit Bosch entwickelte er daraufhin die Bedingungen für eine großtechnische Synthese, bevor er 10 Jahre später für seine Arbeit den Nobelpreis erhielt (Birch 2016, S. 70).

#### 3.4.4.1 Funktionsweise und Betriebsbedingungen

Für den Syntheseprozess werden gereinigter Wasserstoff und Stickstoff ( $N_2$ ) komprimiert und in einen mit Katalysatoren ausgestatteten Synthesereaktor eingelassen. Das nach Formel 3.12 produzierte Ammoniak wird zusammen mit nicht-reagiertem Wasser- und Stickstoff sowie weiteren Verunreinigungen abgekühlt. Das Ammoniak kondensiert und lässt sich vom Gasgemisch trennen. Die verbleibenden Wasser- und Stickstoffanteile werden zurück in den Anfangsstrom für den Reaktor geleitet (Aziz et al. 2020, S. 6–7).

Formel 3.12: Reaktionsgleichung der Ammoniaksynthese

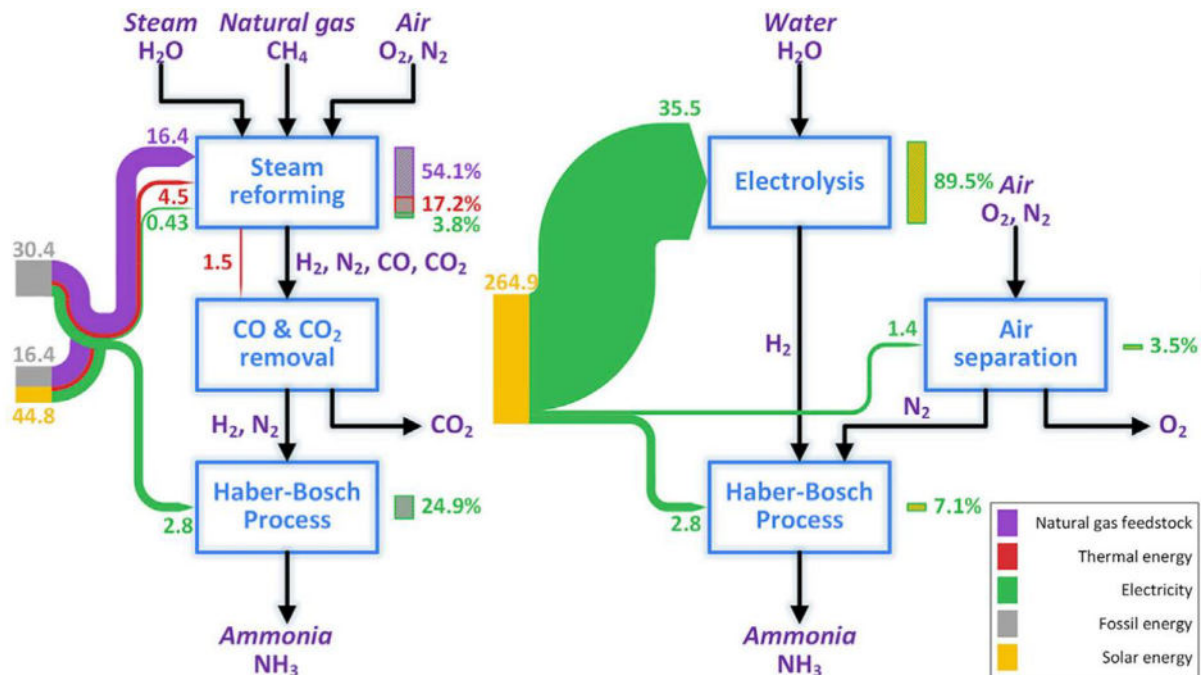


Die exotherme Reaktion tritt spontan bei niedrigen Temperaturen bzw. Raumtemperatur auf. Für eine industrielle Herstellung ist die Reaktionsrate bei Umgebungsbedingungen zu gering. Um diese zu erhöhen, werden Betriebstemperaturen von 400-500 °C und Betriebsdrücke von 100-300 bar eingesetzt. Der auf Eisen basierende Katalysator unterstützt die Reaktion weiter. Durch die exotherme Eigenschaft entsteht im Reaktionsprozess ein geringer Wärmestrom, der für die Synthese genutzt werden kann. Insgesamt können 88 % des kalorischen Wertes von Wasserstoff erhalten werden (Aziz et al. 2020, S. 6–7). Einschließlich einer Dampfreformierung zur Herstellung von Wasserstoff, wird für die Gesamtreaktion zu Ammoniak eine Energiemenge von ca. 8,47 kWh/kg<sub>NH<sub>3</sub></sub> (30,5 MJ/kg<sub>NH<sub>3</sub></sub>) benötigt. Davon sind 25,2 % (ca. 2,13 kWh/kg<sub>NH<sub>3</sub></sub>) für die Ammoniaksynthese nötig. Der größte Anteil der Syntheseenergie ist für die Gaskompression und -kühlung verantwortlich. Wird Solarenergie zur Gewinnung von Wasserstoff per Elektrolyse eingesetzt, ist mit etwa 73,58 kWh/kg<sub>NH<sub>3</sub></sub> (264,9 MJ/kg<sub>NH<sub>3</sub></sub>) ein deutlich größerer Energieeinsatz nötig (Wang et al. 2018, S. 1067).

Abbildung 3.7 zeigt die Prozessverläufe zur Ammoniaksynthese nach dem Haber-Bosch-Verfahren unter Angabe der Wirkungsgrade auf. Dabei wird die konventionelle Dampfreformierung mit anschließender Gasreinigung der klimafreundlicheren Elektrolyse mit Lufttrennung

gegenübergestellt. Die Pfeile der Grafik stellen dabei die Energieströme in MJ/kg<sub>NH<sub>3</sub></sub> dar. Die Prozentangaben auf der jeweils rechten Seite der Prozessketten geben die Anteile der eingesetzten Gesamtenergie an.

Abbildung 3.7: Prozesseffizienzen zur NH<sub>3</sub>-Herstellung mit dem Haber-Bosch-Verfahren



Quelle: Wang et al. (Wang et al. 2018, S. 1071)

### 3.4.4.2 Vorteile

Für die Verwendung von Ammoniak sprechen die einfachere Handhabung und Speicherung sowie die leichtere Transportierbarkeit. Das liegt u. a. daran, dass NH<sub>3</sub> bei -33 °C flüssig wird und die Entflammbarkeit sowie Explosionsgefahr geringer als bei Wasserstoff ist. Die volumenbezogene Energiedichte von NH<sub>3</sub>-Gas ist bei Umgebungstemperaturen deutlich höher als die von H<sub>2</sub>-Gas. Somit lassen sich beispielsweise pro Schiff ca. 50 % mehr Energie transportieren (Francke 2021). Dafür wird es üblicherweise durch Temperaturabsenkung oder Druckerhöhung verflüssigt. Generell ist die Arbeit mit Ammoniak sowie dessen Transport und Wirtschaftlichkeit gut erprobt (Aziz et al. 2020, S. 12) und hat ein „hohes techno-ökonomisches Potenzial“ (Thomann et al. 2022, S. 22).

### 3.4.4.3 Nachteile

Einige Nachteile basieren auf den Eigenschaften des Ammoniaks. Es ist alkalisch, farblos, hochgiftig, reizend, ätzend und hat einen „erstickenden“ Geruch (Wijayanta et al. 2019, S. 15035). Soll es nur als Trägerstoff dienen, ist ein weiterer stark endothermer Prozessschritt bei rund 500 °C nötig, um H<sub>2</sub> zu lösen (Scheuermann 2022).

Bezogen auf das Haber-Bosch-Verfahren, sind einige Nachteile mit dem autothermischen Betrieb des Reaktors, der Katalysatorart sowie dem Inhalt und der Zusammensetzung der Reaktorspeisung verbunden. Da nur 25-35 % der eingefüllten Gase die gewünschte Reaktion eingehen, ist der Recyclestrom der nicht-reagierten Gase deutlich höher als der der Reaktorspeisung (Cheema und Krewer 2018, S. 34928). Diese Rückführung erfordert u. a. einen größeren Reaktor und erhöht neben den Investitions- und Betriebskosten auch die Komplexität (Aziz et al. 2020, S. 7). Des Weiteren muss ein Teil des Recyclestroms abgeführt werden, um die Konzentration der Verunreinigungen z. B. durch das Edelgas Argon zu kontrollieren (Cheema und Krewer 2018, S. 34928).

#### 3.4.4.4 Forschung und Entwicklung

Ein Forschungsansatz ist die Wahl eines anderen Herstellungsverfahrens. Das elektrochemische Verfahren bspw. verspricht einen rund 20 % geringeren Energiebedarf als das Haber-Bosch-Verfahren. Thermochemische Technologien können bei Umgebungsbedingungen stattfinden und kommen ohne Katalysatoren aus. Um die Sicherheit im Umgang mit  $\text{NH}_3$  zu verbessern, wird an einer Speicherung in fester Form geforscht (Aziz et al. 2020, S. 8–10). Weitere Details zu den Verfahren sowie Effizienzangaben können Aziz et al. (Aziz et al. 2020), Ikäheimo et al. (Ikäheimo et al. 2018), Li et al. (Li et al. 2020), Rafiqul et al. (Rafiqul et al. 2005) sowie Wang et al. (Wang et al. 2018) entnommen werden.

Der Forschungsverbund „AmmoRef“ des Leitprojekts TransHyDE (siehe Kapitel 4.1.1.2) hat das Ziel, eine „anwendungsbezogene, industriell umsetzbare, sichere und kosteneffiziente Technologie zur Reformierung von Ammoniak, d. h. die Rückgewinnung von reinem Wasserstoff, zu erforschen und weiterzuentwickeln, um eine umweltschonende, ökonomische und sichere Lösung für die zukünftige Energieversorgung zu gewährleisten“ (Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE 2022, S. 13). Dafür wird an einer  $\text{NH}_3$ -Reformierung bei Nieder- und Hochdruck mit einer Integration in die Infrastruktur gearbeitet.

In Angola wird bereits ein Projekt zu grünem Ammoniak aus Erneuerbaren Energien umgesetzt. In einer Kooperation der Unternehmen Sonangol, Conjuncta und GAUFF Engineering soll der bisher ungenutzte grüne Überschussstrom eines 2-GW-Wasserkraftwerks nahe der Hauptstadt Luanda verwendet werden. In einer Wasserelektrolyse soll zunächst Wasserstoff und anschließend Ammoniak produziert werden. Die Gesamtelektrolysekapazität ist für das Jahr 2024 mit 400 MW angegeben. Für die Zukunft sind 1 GW anvisiert (Münchener Zeitungsverlag GmbH & Co. KG 2022). Weitere Informationen können dem Flyer im Anhang A1 entnommen werden.

### 3.4.5 Zusammenfassung

Weitere Umwandlungsschritte von Wasserstoff, wie die Verdichtung, Verflüssigung, Methanisierung und Ammoniaksynthese, können die Transportierbarkeit von Wasserstoff erheblich erleichtern. Alle der behandelten Technologien ermöglichen durch die Steigerung der Dichte einen höheren volumetrischen Energietransport. Das optimale Verfahren ist dabei je nach Anwendungsfall individuell zu betrachten. Tabelle 3.4 bietet einen zusammenfassenden Überblick über die Vor- und Nachteile.

Tabelle 3.4: Vor- und Nachteile weiterer Prozessschritte zum Transport von Wasserstoff

Verfahren	Vorteile	Nachteile
<b>Verdichtung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Leicht umzusetzen</li> <li>- Günstigste Option</li> <li>- Weit verbreitet</li> <li>- Quasi emissionsfrei bei Verbrennung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Geringste vol. Energiedichte</li> <li>- Elementare Nachteile wie Permeation bleiben</li> </ul>
<b>Verflüssigung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Höhere vol. Energiedichte als Verdichtung</li> <li>- Leicht wieder in Gasform umzuwandeln</li> <li>- Quasi emissionsfrei bei Gas-Verbrennung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hohe Investitions- und Betriebskosten</li> <li>- Energieintensiv</li> <li>- Boil-Off-Verluste</li> <li>- Gefährlich</li> <li>- Senkt den Gesamtwirkungsgrad</li> </ul>
<b>Methanisierung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bestehende Erdgas-Infrastruktur kann weitergenutzt werden</li> <li>- Höchste vol. Energiedichte</li> <li>- CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre und anderen Prozessen kann gebunden werden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ausstoß von Emissionen bei Verbrennung</li> <li>- Großer Bedarf an CO<sub>2</sub></li> <li>- Senkt den Gesamtwirkungsgrad</li> </ul>
<b>Ammoniaksynthese</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bestehende Ammoniak-Infrastruktur kann weitergenutzt werden</li> <li>- Hohe vol. Energiedichte</li> <li>- Weit verbreitet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ammoniak ist hochgiftig und gefährlich</li> <li>- Noch wird der größte Anteil Ammoniak unter voriger H<sub>2</sub>-Dampf-reformierung erzeugt und ist dadurch nicht emissionsfrei</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

## 4 Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland

Um den grünen Wasserstoff aus Elektrolyseanlagen zum Verbraucher transportieren zu können, ist eine entsprechende Infrastruktur von hoher Bedeutung. Im Ruhrgebiet wird die mit 240 km Länge größte Wasserstoffpipeline Deutschlands vom Industriegaskonzern Air Liquide betrieben (Göbelbecker 2021), während in das deutsche Erdgasnetz bereits (kleine) H<sub>2</sub>-Mengen eingespeist werden. Für den Aufbau einer deutschen Wasserstoffwirtschaft sind jedoch weitere Maßnahmen erforderlich. Um diese effektiv planen und umsetzen zu können, müssen einige Rahmenbedingungen ermittelt werden. Im Folgenden soll in einer sogenannten „PESTEL-Analyse“ das Umfeld für den Transport von Wasserstoff insbesondere in Deutschland untersucht werden. Anschließend sollen Erkenntnisse aus mit Experten geführten Interviews dargestellt werden.

### 4.1 PESTEL-Analyse zum Transport von Wasserstoff

Die Abkürzung PESTEL steht für politische („Political“), wirtschaftliche („Economic“), soziokulturelle („Social“), technologische („Technological“), ökologische („Ecological“) und rechtliche („Legal“) Einflussfaktoren. Sie ist dabei eine Weiterentwicklung des PEST-Konzeptes von Fahey und Narayanan aus dem Jahr 1986 (Kaufmann 2021, S. 20–22), neben welcher weitere Varianten, wie STEP und STEEP verbreitet sind. Sie lassen einzelne Faktoren bei der Betrachtung aus.

Die PESTEL-Analyse ist ein häufig verwendetes Analysewerkzeug, welches das „Unternehmensumfeld im Hinblick auf spezifische Marktgegebenheiten, derzeitige und wahrscheinlich zukünftige Entwicklungen sowie deren positive oder negative Auswirkungen .. klassifiziert“ (Schomaker und Sitter 2019, S. 5). Sie stellt ein „makroökonomisches Instrument ... zur Strukturierung und Durchdringung der Unternehmensumwelt dar“ (Schomaker und Sitter 2019, S. 5). Für jeden PESTEL-Bereich gibt es eine Vielzahl von möglichen Faktoren, die Einfluss auf strategische Entscheidungen eines Unternehmens haben können. Eine nähere Beschreibung der PESTEL-Analyse und dessen Hintergründe können Büsch (Büsch 2019), Kaufmann (Kaufmann 2021), Schomaker und Sitter (Schomaker und Sitter 2019) sowie Theobald (Theobald 2018) entnommen werden.

Im Rahmen dieser Arbeit sollen Einflussfaktoren ermittelt und dargestellt werden, die u. a. Auswirkungen auf Unternehmen und andere Institutionen haben könnten, die im Bereich des Wasserstofftransports tätig sind oder sein möchten. Ausgewählte Faktoren der einzelnen Dimensionen sollen vorgestellt werden, um relevante Aspekte für den Transport von Wasserstoff insbesondere im Rahmen der Infrastruktur Deutschlands aufzudecken. Ein großer Teil der Literatur, darunter beispielsweise Krieg (Krieg 2012), beschäftigt sich mit der Entwicklung eines



leitungsgebundenen Wasserstoffnetzes, für den Ausbau einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur. Aus diesem Grund liegt bei der Betrachtung der Einflussfaktoren ein erhöhter Fokus auf den Pipelinetransport.

#### 4.1.1 Politische Einflussfaktoren

Die Politik setzt die Rahmenbedingungen für eine Wasserstoffwirtschaft. Unter anderem durch Förderungen und Zuschüsse kann sie die Attraktivität eines Wirtschaftszweigs maßgeblich beeinflussen. In den letzten Jahren ist die Bedeutung von Wasserstoff stark gestiegen. Da für die Bundesregierung nur grüner Wasserstoff auf Dauer nachhaltig ist (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020, S. 2), wird diesem in den aktuellen Plänen einen hohen Stellenwert zugeschrieben. Aufgrund dessen sollen im Folgenden zwei richtungsweisende Impulse der Politik der letzten Jahre vorgestellt werden.

##### 4.1.1.1 Nationale Wasserstoffstrategie (NWS)

Um Deutschland zu einer Wasserstoffwirtschaft zu entwickeln, wurde im Juni 2020 die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) veröffentlicht. Eines der Ziele und Ambitionen der Bundesregierung ist die Weiterentwicklung der Transport- und Verteilstruktur mit dem „Aus- und Zubau von dezidierten Wasserstoffnetzen“ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020, S. 7). Es sollen der regulatorische Rahmen und die technischen Gegebenheiten auf Anpassungsbedarf geprüft werden. Ein Fokus liegt dabei auf der Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen, die nicht mehr benötigt werden. Bis zum Jahr 2030 soll das gesamte deutsche Erdgasnetz vom L-Gas („Low Calorific Value Gas“) auf das H-Gas („High Calorific Value Gas“) umgestellt werden. Das aus deutschen und niederländischen Quellen stammende L-Gas hat einen niedrigeren Brennwert und Energiegehalt (Bundesnetzagentur 2022). Da beide Gase in getrennten Gasnetzen transportiert werden, bietet sich die Möglichkeit einer Umnutzung des L-Gas-Netzes. Dieses soll auf Wasserstoffverträglichkeit geprüft werden. Allerdings können solche Veränderungsprozesse nur in Kooperation mit den Nachbarländern umgesetzt werden, da Deutschland als wichtiges Transitland in Europa gilt. Weiter sollen neben der Produktion auch für den Transport und den dabei entstehenden Emissionen einheitliche Qualitäts- und Nachhaltigkeitsstandards sowie Nachweisverfahren entwickelt werden.

Um den Stand der Umsetzung der Wasserstoffstrategie überwachen zu können und diese weiterzuentwickeln, wurde der Nationale Wasserstoffrat (NWR) berufen. Der NWR berät und unterstützt den Staatssekretärsausschuss für Wasserstoff mit Vorschlägen und Handlungsempfehlungen. In seinem „Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021-2025“ stellt er einige politische und rechtliche Rahmenbedingungen für eine deutsche Wasserstoffwirtschaft vor. Dabei werden die Sektoren Aufkommen, Industrie, Mobilität, Wärme, Infrastruktur sowie

Forschung und Entwicklung, Innovation und Bildung thematisiert (Nationaler Wasserstoffrat 2021, S. 22–42). Kurzfristig fordert er den Aufbau einer Finanzierung für ein Wasserstoffnetz.

In einem Aktionsplan nennt die Bundesregierung notwendige Schritte für den Erfolg der Nationalen Wasserstoffstrategie. Der Aktionsplan enthält ein Maßnahmenpaket aus 38 Maßnahmen für die Bereiche Erzeugung und Anwendung. Dabei behandeln die in Tabelle 4.1 aufgeführten Maßnahmen 20 und 21 die für den Transport von Wasserstoff wichtige Infrastruktur und Versorgung. Die Maßnahmen 31 und 33 beziehen sich auf die Wasserstoffinfrastruktur im europäischen Kontext und sind in Tabelle 4.2 dargestellt. Dabei sind den Kernpunkten der Maßnahmen der jeweilige Stand der Entwicklung vom Stand September 2021 gegenübergestellt.

Tabelle 4.1: Stand der Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie im Bereich Infrastruktur und Versorgung (September 2021)

Nr.	Maßnahme	Stand der Umsetzung (September 2021)
<b>20</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diskussion über Möglichkeiten der Nutzung bestehender Gasinfrastrukturen („H<sub>2</sub>-Readiness“)</li> <li>- Setzen von regulatorischen Grundlagen</li> <li>- Durchführung eines Markterkundungsverfahrens</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einführung der EnWG-Novelle</li> <li>- Ankündigung des EU-Gas- und Wasserstoffmarkt-Dekarbonisierungspakets</li> <li>- Markterkundungsverfahren soll im Jahr 2022 durchgeführt werden</li> </ul>
<b>21</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verzahnung von Strom-, Wärme- und Gasinfrastrukturen</li> <li>- Planung, Finanzierung und der regulatorische Rahmen sollen eine Weiterentwicklung der Infrastrukturen koordiniert, energiewendetauglich, bedarfsgerecht und kosteneffizient ermöglichen</li> <li>- Anschlussfähigkeit der Infrastruktur im EU-Kontext muss gewahrt werden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Die Studie AIRE („Anforderungen an die Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende“) untersucht die Verzahnung im Auftrag des BMWi. Der Abschlussbericht steht noch aus.</li> <li>- Im Rahmen einer Systementwicklungsstrategie untersucht die dena-Netzstudie 3 eine integrierte Planung der Energieinfrastrukturen.</li> <li>- Die überarbeitete Fassung der Leitlinien für die „transeuropäische Energieinfrastruktur (TEN-E)“ der Europäischen Kommission behandelt erstmals grenzüberschreitende Wasserstoffnetze.</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung nach BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2021, S. 8–26)

Tabelle 4.2: Stand der Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie auf europäischer Ebene (September 2021)

Nr.	Maßnahme	Stand der Umsetzung (September 2021)
31	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verstärkung der Investitionen in Forschung, Entwicklung und Demonstration für grünen Wasserstoff</li> <li>- Schaffung eines IPCEI („Important Project of Common European Interest“) zur gesamten Wertschöpfungskette in Zusammenarbeit mit anderen EU-Staaten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ein Manifest zu IPCEI Wasserstoff wurde bei der EU-Ratspräsidentschaft verabschiedet. Mehr als 8 Mrd. Euro stehen Bund und Ländern zur Verfügung. 62 H<sub>2</sub>-Vorhaben über die gesamte Wertschöpfungskette werden mit dem Geld unterstützt.</li> <li>- Das Bundesministerium für Forschung Bildung hat einen Agendaprozess zu grünem Wasserstoff eingeleitet. Forschungs- und Innovationsfragen werden europaweit besprochen und in einer Agenda für den Europäischen Forschungsraum (SRIA) gesammelt.</li> </ul>
33	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ausloten der Gründung einer europäischen Wasserstoffgesellschaft und vorantreiben bei einer ausreichenden europäischen Unterstützung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deutschland setzt sich für eine Gründung der Wasserstoffgesellschaft ein. Weitere Schritte werden basierend auf Erfahrungen mit europäischen und internationalen Kooperationen beschlossen.</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung nach BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2021, S. 8–26)

Im Manifest für die Entwicklung einer europäischen Wertschöpfungskette "Wasserstofftechnologien und -systeme" (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2021) ist das europäische Interesse an Wasserstoff festgehalten. Eine zentrale Rolle für die europäische Wasserstoffwirtschaft nehmen die IPCEI ein. Sie enthalten unter anderem Elektrolyseprojekte und sollen ein Wasserstoffstartnetz von über 1.700 km Länge ermöglichen. In einer Karte hat das BMWK die Projekte aus den Bereichen Erzeugung, Infrastruktur, Nutzung Industrie und Nutzung Mobilität mit Bezug zu Deutschland dargestellt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2021). Nähere Informationen zu den IPCEI können der Europäischen Kommission (Europäische Kommission o. J.) und dessen Pressemitteilung (Europäische Kommission 2022) sowie dem BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) o. J.) entnommen werden.

Das vermutlich wichtigste europäische Vorhaben im Bereich Wasserstofftransport nennt sich „European Hydrogen Backbone (EHB)“ und soll ein europaweites Leitungsnetz werden. Bis zum Jahr 2030 ist eine Gesamtlänge von 28.000 km geplant, 2040 sollen es 53.000 km sein. Über fünf Korridore sollen 28 europäische Länder miteinander verbunden und an Afrika angeschlossen werden (Van Rossum et al. 2022, S. 8–11). Näheres zum EHB kann unter Van Rossum et al. (Van Rossum et al. 2022) nachgeschlagen werden.

#### 4.1.1.2 TransHyDE

Auf nationaler Ebene werden im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung „Innovationen für die Energiewende“ vom Februar 2019 Zuwendungen gefördert. Im Förderaufruf dieses Ideenwettbewerbs werden neben der Grundlagenforschung zu Wasserstoff auch drei Leitprojekte genannt. Die Fokusbereiche sind „Wasserelektrolyse im Industriemaßstab“, „Transportlösungen für Grünen Wasserstoff“ und „Europäische Systemintegration von Wasserstofftechnologien“ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2019).

Aus den Fokusbereichen sind drei Leitprojekte entstanden:

1. „H<sub>2</sub>Giga“, zur Unterstützung der Herstellung von serienmäßigen Elektrolyseuren.
2. „H<sub>2</sub>Mare“, zur Erforschung von Möglichkeiten, Wasserstoff und seine Folgeprodukte direkt auf See mithilfe von Windkraftanlagen zu produzieren.
3. „TransHyDE“, zur Entwicklung, Bewertung und Demonstration von Technologien zum Wasserstoff-Transport.

Das Leitprojekt TransHyDE hat das Ziel, technologieoffen entlang verschiedener Entwicklungspfade Transportoptionen für Wasserstoff weiterzuentwickeln. Dafür wurden vier Demonstrationsprojekte ins Leben gerufen (Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE 2022, S. 18–25):

1. „Mukran“, zum Transport von Wasserstoff in kugelförmigen Hochdruckbehältern. In Kooperation mit dem Leitprojekt H<sub>2</sub>Mare soll dieser Speicherbehälter bei Offshore-Windparks eingesetzt werden.
2. „Get-H<sub>2</sub>“, zur Bestimmung der Bedingungen und des Aufwands einer Umstellung von bestehenden Gasleitungen auf Wasserstoff. Neben diesen Erkenntnissen sollen Normen, Sicherheitsvorschriften und Überwachungsstandards durch den Bau einer Versuchspipeline ermittelt werden.
3. „Campfire“, zur Verwendung von Ammoniak als Trägerstoff für den Transport und die Wieder-Auslösung von Wasserstoff. Des Weiteren soll mithilfe von Prototypen die Machbarkeit von Logistikstrukturen für den Import und die Verteilung von Ammoniak erforscht werden.

4. „Helgoland“, zum Testen einer Logistikkette über Land und über See für gebundenen Wasserstoff in LOHC. Auf der Insel Helgoland soll grüner Wasserstoff des Leitprojekts H<sub>2</sub>Mare in eine Trägerflüssigkeit gebunden, nach Hamburg verschifft und dort in einer sogenannten „Dehydrieranlage“ wieder gelöst werden.

In den fünf Forschungsverbänden „Systemanalyse“, „Sichere Infrastruktur“, „AmmoRef“, „AppLHy!“ und „Norm“ geht es um Materialforschung, die Entwicklung neuer Komponenten und die Simulation von Anlagen im Dauerbetrieb. Ein weiteres Ziel ist es, auch übergeordnete Fragen zu Unfallsicherheit, Lebensdauer und ökologischen Auswirkungen der Anlagen in enger Zusammenarbeit mit den TransHyDE-Projekten zu untersuchen. In einer sogenannten „Roadmap“ sollen der aktuelle Wissensstand und Handlungsempfehlungen festgehalten werden (Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE 2022, S. 8–17).

#### 4.1.2 Wirtschaftliche Einflussfaktoren

Neben den politischen Rahmenbedingungen ist die Wirtschaftlichkeit ein entscheidender Faktor für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff. Große Unterschiede bei den Investitionsausgaben und laufenden Kosten sprechen der Entscheidung zu einer der Dimension entsprechenden Transportart eine hohe Bedeutung zu.

Für den Transport von Wasserstoff werden in der Literatur häufig vier Optionen genannt. Pipelines, Schiffe, LKW und Züge. Der Transport über das Schienennetz wird zum Stand November 2021 in Deutschland noch nicht praktiziert (Egenolf-Jonkmanns et al. 2021, S. 43) und soll in dieser Arbeit nicht näher untersucht werden. Hierfür empfiehlt sich die Studie der DB Energie GmbH von Milella et al. (Milella et al. 2020). Im Folgenden soll der Transport per Pipeline, Schiff und LKW mit den jeweiligen Kosten vor- und gegenübergestellt werden.

##### 4.1.2.1 Pipeline

Der Transport von Wasserstoff in Pipelines ist am weitesten verbreitet und im Fokus für eine deutschlandweite H<sub>2</sub>-Infrastruktur. In Abhängigkeit des Rohrdurchmessers ändert sich die übertragbare Menge an Wasserstoff erheblich. Für Erdgasleitungen sind Durchmesser von 20-48 Zoll bei 50-80 bar Druck üblich. Diese Werte sind für Wasserstoffpipelines ebenso anzunehmen, gegebenenfalls mit leichter Druckreduktion (Wang et al. 2021, S. 71). Tabelle 4.3 fasst die häufigsten Konfigurationen zusammen und zeigt die jeweils transportierbare Gasmenge auf.

Tabelle 4.3: Maximal theoretisch übertragbare und auf den Heizwert bezogene Wasserstoffleistung sowie Energiemenge pro Jahr bei 5.000 Betriebsstunden in verbreiteten Erdgaspipeline-Konfigurationen

Durchmesser	Betriebsdruck	100 % Kapazität		75 % Kapazität	
		16,9 GW	148 TWh/a	12,7 GW	111 TWh/a
<b>48 Zoll</b>	<b>80 bar</b>				
<b>36 Zoll</b>	<b>50 bar</b>	4,7 GW	42 TWh/a	3,6 GW	32 TWh/a
<b>20 Zoll</b>	<b>50 bar</b>	1,2 GW	10 TWh/a	0,9 GW	8 TWh/a

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Wang et al. (Wang et al. 2021, S. 71)

Der auf die Stoffmenge oder das Volumen im Normzustand bezogene Brennwert von Erdgas (ca. 11 kWh/Nm<sup>3</sup>) ist in etwa dreimal so hoch wie der von Wasserstoff (3,5 kWh/Nm<sup>3</sup>). Dennoch lässt sich über eine Anhebung der Strömungsgeschwindigkeit bei gleichem Betriebsdruck fast die gleiche Energiemenge pro Zeiteinheit transportieren. Dies erfordert jedoch die rund dreifache Verdichterleistung (Egenolf-Jonkmanns et al. 2021, S. 31). Die Kosten für die Kompressoren zählen zu den Hauptausgaben einer Pipeline.

Während Pipelines mit kleinerem Durchmesser geringere Investitionskosten erfordern, erhöht sich der Kilogrammpreis für Wasserstoff, da sie ein geringeres Fördervolumen aufweisen. Größere Hochdruck-Leitungen schaffen einen höheren Durchsatz aber erfordern neben den hohen Konstruktionskosten auch mehr Planungsaufwand aufgrund verschiedener Sicherheitsbestimmungen (Egenolf-Jonkmanns et al. 2021, S. 30–31).

Die 2040-Vision des erweiterten European Hydrogen Backbone (EHB) sieht für das Pipelinetz 46 % große, 42 % mittlere und 12 % kleine Pipelines (siehe Tabelle 4.3) vor. 69 % des 53.000 km langen Netzes durch Europa sollen aus umfunktionierten Erdgasleitungen bestehen. Unter Einbeziehung der Länge und der Kapazität der neuen und umgenutzten Leitungen, sind für die durchschnittlichen Gestehungskosten, d. h. Selbst- bzw. Herstellungskosten, pro 1.000 km Leitungslänge 0,11-0,21 €/kg<sub>H2</sub>/1.000km angesetzt (Wang et al. 2021, S. 73). Für den auf den Heizwert bezogenen Energiegehalt werden 3,3-6,3 €/MWh/1.000km genannt. Im Durchschnitt bedeutet dies 0,15 €/kg<sub>H2</sub>/1.000km bzw. 4,5 €/MWh/1.000km. Für den Transport von Wasserstoff unter Wasser in ausschließlich Offshore-Pipelines, setzt Van Rossum et al. (Van Rossum et al. 2022, S. 16) etwas höhere Kosten von 0,17-0,32 €/kg<sub>H2</sub>/1.000km bzw. 4,5-8,7 €/MWh/1.000km an. Tabelle 4.4 zeigt die wichtigsten Kostenpunkte, die bei der Berechnung der Kosten für das EHB zugrunde liegen.

Tabelle 4.4: Kostenannahmen für das European Hydrogen Backbone (EHB)

Kostenparameter		Einheit	Niedrig	Medium	Hoch
Pipeline Capex <sup>11</sup> (neu)	Klein	Mio. €/km	1,4	1,5	1,8
	Mittel		2,0	2,2	2,7
	Groß		2,5	2,8	3,4
	Offshore mittel		3,4	3,7	4,6
	Offshore groß		4,3	4,8	5,8
Pipeline Capex (umgenutzt)	Klein	Mio. €/km	0,2	0,3	0,5
	Mittel		0,2	0,4	0,5
	Groß		0,3	0,5	0,6
	Offshore mittel		0,3	0,4	0,5
	Offshore groß		0,4	0,5	0,6
Verdichterstationen Capex		Mio. €/MW <sub>e</sub>	2,2	3,4	6,7
Abstand zwischen Verdichterstationen		km	100-200		
Betriebs- und Wartungskosten (Pipelines)		% Capex in	0,8	0,9	1,0
Betriebs- und Wartungskosten (Kompressoren)		€/a	1,7	1,7	1,7

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Van Rossum et al. (Van Rossum et al. 2022, S. 17) und Wang et al. (Wang et al. 2021, S. 236)

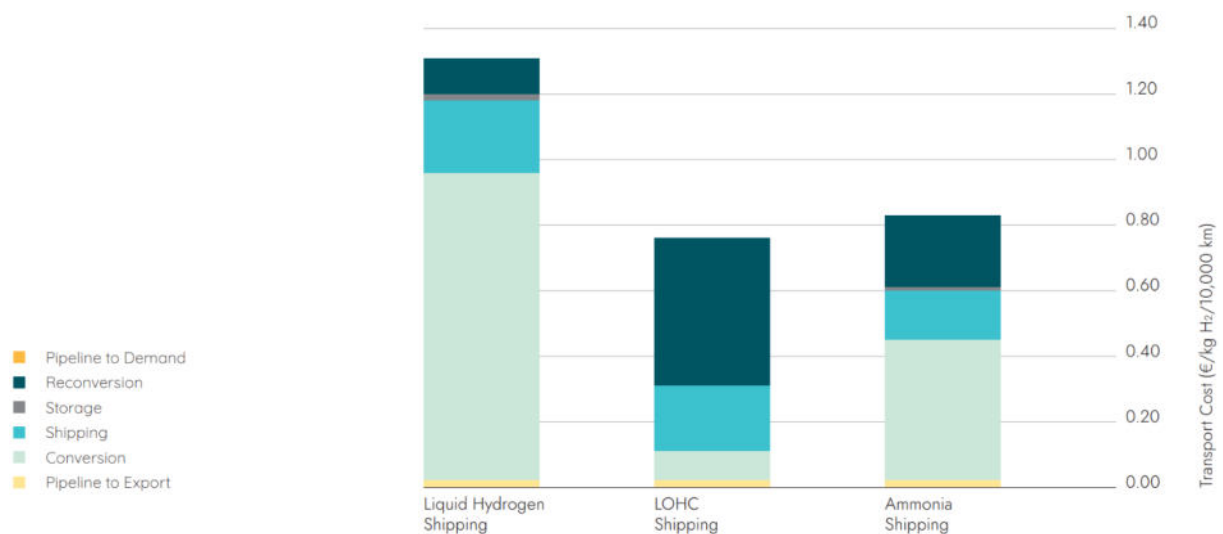
#### 4.1.2.2 Schiff

Für den Schiffstransport wird Wasserstoff üblicherweise verflüssigt. Alternativ ist das Verschiffen in Form von Ammoniak oder LOHC möglich (Egenolf-Jonkmanns et al. 2021, S. 36). Der Transportprozess läuft bei allen Optionen in den gleichen sieben Schritten ab. Zunächst muss der gasförmige Wasserstoff über eine Pipeline vom Herstellungsort zum Exportterminal geleitet werden. Dort wird er dann in das jeweilige Transportmedium umgewandelt und gespeichert. Nach dem Verschiffen folgt ein weiteres Zwischenspeichern, bevor eine Rückumwandlung zu H<sub>2</sub>-Gas stattfindet und es über eine Pipeline zum Zielort geführt werden kann. Die Fixkosten der Umwandlungsschritte machen dabei den größten Anteil der Transportkosten aus. Bei einer Strecke von 10.000 km belaufen sie sich auf 60-80 % der gesamten Transportkosten. Dabei ist der marginale Kostenzuwachs pro Kilometer relativ gering und der Schiffstransport über größere Distanzen somit attraktiver (Wang et al. 2021, S. 74–75).

<sup>11</sup> CAPEX (engl. für „Capital Expenses“) beschreiben die Investitionsausgaben im Bereich der Kapitalanlagen, während sich OPEX (engl. für „Operating Expenses“) auf sofortige Aufwendungen bzw. Betriebskosten beziehen, die nicht über einen längeren Zeitraum abschreibbar sind.

In Abbildung 4.1 sind die per Schiff transportierbaren Medien in ihre Kostenbestandteile für den Transport pro Kilogramm Wasserstoff über eine Distanz von 10.000 km aufgeteilt und einander gegenübergestellt. Die Werte für die Pipelines enthalten neben den Kosten für zwei 100 km Pipelines auch die Kompressorkosten. Unter „Storage“ ist die Speicherung des H<sub>2</sub>-Gases am Import- und Exportterminal zusammengefasst. Die Berechnung sieht für den Transport von Ammoniak und flüssigem Wasserstoff eine Leerfahrt des Schiffes auf dem Rückweg vor, wobei sogenannte „Dual-Use“-Schiffe zukünftig eingesetzt werden könnten (Krishnamoorti und Datta 2019).

Abbildung 4.1: Gestehungskosten für den Schiffstransport von flüssigem Wasserstoff, LOHCs und Ammoniak über eine Distanz von 10.000 km



Quelle: Wang et al. (Wang et al. 2021, S. 75)

Für den Schiffstransport über 10.000 km ist eine Kostenspanne pro Kilogramm Wasserstoff von 0,78-1,31 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/10.000km anzunehmen. Dabei schätzt Wang et al. (Wang et al. 2021, S. 75) die Kosten für flüssigen Wasserstoff als Transportmedium am höchsten ein. Grund dafür ist der hohe Energiebedarf für den Verflüssigungsprozess. Dieser findet jedoch im Exportland statt, wo niedrigere Energiekosten im Vergleich zum Importland zu erwarten sind. Somit ist eine Kostensenkung für den Transport von flüssigem H<sub>2</sub> in Zukunft denkbar. LOHC und Ammoniak bewegen sich auf ähnlichem Kostenniveau im Schiffstransport. Der leichte Kostenvorteil der LOHC steht dem ausgereifteren Ammoniaktransport gegenüber.

#### 4.1.2.3 LKW

Lastkraftwagen sind in der Lage, neben den drei Optionen für die Verschiffung, auch gasförmigen Wasserstoff in Druckgasbehältern wirtschaftlich zu transportieren. Möglich ist dies dadurch, dass sich LKW aufgrund geringerer Investitionskosten besonders für kurze Distanzen eignen. Mit zunehmenden Distanzen wachsen die Transportkosten für komprimiertes H<sub>2</sub>-Gas



linear. Dieser große Einfluss der Entfernung ist durch die benötigte Anzahl an LKW sowie durch die Betriebs-, Wartungs- und Kraftstoffkosten begründet. Die Betriebs- und Wartungskosten enthalten u. a. die Lohnkosten und stellen den größten Kostenanteil dar. Kosten für die Verdichtung sind gering, somit ist die Wasserstoffmenge relativ unabhängig für die Transportkosten. Für Flüssigwasserstoff ist, wie beim Schifftransport, der Verflüssigungsprozess am kostspieligsten und stellt 80-95 % der Gesamtkosten dar. Die Gewichtung der Kostenfaktoren H<sub>2</sub>-Menge und zu überbrückende Distanz sind im Vergleich zum Transport von komprimierten H<sub>2</sub> umgekehrt. Die Wasserstoffmenge ist entscheidend, die Distanz von geringer Bedeutung (Egenolf-Jonkmanns et al. 2021, S. 43).

Tabelle 4.5: Übersicht der Transportmöglichkeiten und -kapazitäten eines LKW

Transportmedium	Druck	Temperatur	Kapazität
<b>CGH<sub>2</sub></b> <sup>12</sup>	200-700 bar	20 °C	1-1,5 t <sub>H2</sub> /LKW
<b>LH<sub>2</sub></b> <sup>13</sup>	1 bar	-253 °C	4,3 t <sub>H2</sub> /LKW
<b>LOHC</b>	1 bar	20 °C	1,7 t <sub>H2</sub> /LKW
<b>Ammoniak</b>	1 bar	-33 °C	5 t <sub>H2</sub> /LKW

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Egenolf-Jonkmanns et al. (Egenolf-Jonkmanns et al. 2021, S. 43–44) und Mulder et al. (Mulder et al. 2019, S. 20)

In einer Studie von Reuß et al. (Reuß et al. 2021) ist der Transport von gasförmigem Wasserstoff bis 130 km am wirtschaftlichsten. Bei größeren Distanzen lohnt sich die Verflüssigung und Flüssigwasserstoff ist die wettbewerbsfähigste Option. Für Entfernungen um 50 km gelten LOHC als vorteilhaft.

#### 4.1.2.4 Zusammenfassung

Nach Egenolf-Jonkmanns et al. (Egenolf-Jonkmanns et al. 2021, S. 46) gelten Pipelines für Wasserstoffmengen von über 10 Tonnen pro Tag als am wirtschaftlichsten. Die hohen Investitionskosten relativieren sich durch die Nutzung in lokalen Verteilnetzen einerseits und andererseits durch die hohen Kapazitäten im Fernleitungsnetz von über 100 Tonnen H<sub>2</sub> pro Tag. Wang et al. (Wang et al. 2021, S. 70) sieht Wasserstoffleitungen für lange Distanzen und hohe Transportvolumen für die kostengünstigste Option, um die EU, Großbritannien sowie mögliche Export-Nachbarländer mit einem H<sub>2</sub>-Netz zu verbinden. Der Schifftransport ist bei allen Transportmedien mit hohen Investitionskosten verbunden. Preislich liegt dieser um den Faktor 3-5 höher gegenüber Pipelines, wenn beispielsweise Nordafrika und Saudi-Arabien an Europa angeschlossen werden sollen (Wang et al. 2021, S. 70). Sollen große H<sub>2</sub>-Mengen von über

<sup>12</sup> CGH<sub>2</sub> (engl. für „Compressed Gasous Hydrogen“) ist die englische Abkürzung für komprimiertes Wasserstoffgas.

<sup>13</sup> LH<sub>2</sub> (engl. für „Liquefied Hydrogen“) ist die englische Bezeichnung für verflüssigten Wasserstoff.

100 Tonnen pro Tag interkontinental über mehr als 5.000 km befördert werden, lohnt sich das Verschiffen von Ammoniak. Kleine Volumen von unter 10 Tonnen H<sub>2</sub> pro Tag sind am günstigsten mit LKW zu transportieren, für kurze Strecken bis 200 km als komprimiertes Gas, für mittlere Distanzen von 300-400 km und kleine Mengen in flüssiger Form (Egenolf-Jonkmanns et al. 2021, S. 46).

In Abbildung 4.2 sind die Transportoptionen Pipeline, CGH<sub>2</sub>-LKW, LH<sub>2</sub>-LKW und Containerbasiertem Schifftransport mit anschließendem LKW-Weitertransport zum Stand vom Jahr 2010 dargestellt. Die Daten der Berechnungsgrundlage für die Ergebnismatrix sind in Stiller et al. (Stiller et al. 2010, S. 127–133) aufgeschlüsselt.

Abbildung 4.2: Übersicht über die günstigsten Transportoptionen in Abhängigkeit der Entfernung und des Transportvolumens

Kosten der günstigsten Transportoption (€/Nm <sup>3</sup> )		Entfernung (km)									
		1	2	5	10	20	30	50	100	200	400
Menge (Mio. Nm <sup>3</sup> /a)	0,10	0,211	0,321	0,321	0,322	0,323	0,324	0,326	0,333	0,345	0,369
	0,20	0,105	0,210	0,213	0,217	0,227	0,229	0,231	0,237	0,250	0,274
Legende: Pipeline LH <sub>2</sub> -LKW Druckröhren-LKW Komposit-Container-Schiff	0,50	0,042	0,084	0,095	0,099	0,108	0,118	0,136	0,179	0,193	0,217
	1	0,021	0,042	0,055	0,060	0,069	0,078	0,096	0,106	0,122	0,154
	2	0,011	0,021	0,036	0,040	0,049	0,058	0,061	0,069	0,085	0,117
	5	0,004	0,008	0,021	0,028	0,034	0,036	0,039	0,047	0,063	0,095
	10	0,002	0,004	0,011	0,021	0,027	0,029	0,032	0,040	0,056	0,088
	20	0,001	0,002	0,005	0,011	0,021	0,025	0,028	0,036	0,052	0,084
	50	0,000	0,001	0,002	0,004	0,008	0,013	0,021	0,034	0,050	0,082
	100	0,000	0,000	0,001	0,002	0,004	0,006	0,011	0,021	0,042	0,081

Quelle: Stiller et al. (Stiller et al. 2010, S. 132)

### 4.1.3 Sozio-kulturelle Einflussfaktoren

Um den Transport von Wasserstoff effektiv zu gestalten, müssen auch soziale Einflüsse wie die Zusammenarbeit zwischen verschiedenen Interessengruppen, die Akzeptanz von Infrastrukturen und die öffentliche Wahrnehmung betrachtet werden. Sie spielen eine wichtige Rolle bei der Planung und Umsetzung von Wasserstofftransportlösungen. Neben Faktoren, welche die H<sub>2</sub>-Erzeugung und -Infrastruktur direkt betreffen, soll zunächst die grundsätzliche Einstellung der Bevölkerung zu Wasserstoff erfasst werden.

#### 4.1.3.1 Grundsätzliche Einstellung der Bevölkerung zu Wasserstoff

Die Bevölkerung ist grundsätzlich positiv gegenüber Wasserstoff eingestellt und assoziiert diesen mit der Nutzung als zukünftigen Treibstoff in Fahrzeugen (Jungmeier 2006, S. 92). Über Sicherheitsprobleme, Effizienz und Kosten ist in der Bevölkerung weniger bekannt.

Im Projekt „HyTrust“ wurden im Zeitraum 2009-2013 „gesellschaftliche Auswirkungen der Einführung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Mobilitätssektor“ (Zimmer 2013, S. 5) untersucht. Dazu standen Fragen zur Akzeptanz und zum Vertrauen der Bevölkerung in die H<sub>2</sub>-Technologie im Fokus. Es wurde festgestellt, dass die deutsche Bevölkerung eine grundsätzliche Offenheit gegenüber der Wasserstoffmobilität aufbringt und diese mit Innovation und Umweltfreundlichkeit in Verbindung bringt. Dabei sollte der Wasserstoff aus Sicht der Bevölkerung grün sein (Zimmer 2013, S. 47). Als Kritikpunkt wird die sogenannte „Reichweitenangst“ gesehen. Sie ist laut Zimmer (Zimmer 2013, S. 41) eine bei Elektro-Fahrzeugen häufig thematisierte Angst vor einer zu geringen Dichte an Ladesäulen. Um den Menschen diese Angst nehmen zu können, sind laut Experten deutschlandweit 1.000 H<sub>2</sub>-Tankstellen nötig. Im Gegensatz zu den Erdgastankstellen, sollen diese allerdings dort gebaut werden, wo die Energie tatsächlich benötigt wird und nicht, wo die höchste Verfügbarkeit herrscht.

#### 4.1.3.2 Auswirkungen der Elektrolyseanlagen

Die in Kapitel 3.3 behandelten Elektrolyseverfahren benötigen große Mengen an Wasser. Je nach verwendeter Quelle, hat dieser Bedarf entsprechende soziale Auswirkungen zur Folge. Besonders im Ausland, wo die Energie- und Trinkwasserversorgung eng mit Ernährung und Gesundheit verknüpft ist, stellt dies die Bevölkerung vor eine Herausforderung. Laut Thomann et al. (Thomann et al. 2022, S. 23) könnten Meerwasserentsalzungsanlagen, über die Ausnutzung von Synergieeffekten, die Wasserversorgung jedoch verbessern und dabei den Ausbau des Stromnetzes sowie die Energieversorgung sicherstellen.

Beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft gilt es nach Thomann et al. (Thomann et al. 2022, S. 23), die lokale Wertschöpfung zu fördern. Das Schaffen von Arbeitsplätzen, das Vermitteln von Wissen sowie das Weiterbilden der Fachkräfte vor Ort trägt zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft bei. Dabei sind Konventionen gegen Kinderarbeit und für Menschenrechte einzuhalten.

#### 4.1.3.3 Sicherheit

Sicherheitsrelevante Aspekte von Wasserstoff haben einen direkten Einfluss auf den Menschen. Um das Gefährdungspotential einordnen zu können, bietet sich der Vergleich zu anderen gasförmigen und flüssigen Energieträgern wie Erdgas, Propan und Benzin an. Tabelle 4.6 stellt die wichtigsten sicherheitsrelevanten Kenngrößen der genannten Gase gegenüber.

Tabelle 4.6: Sicherheitsrelevante Eigenschaften von Wasserstoff, Methan (Erdgas) und Propan

Kenngrößen	Einheit	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	Methan (CH <sub>4</sub> )	Propan (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )
Selbstentzündungstemperatur	K	858	813	760
Minimale Zündenergie in Luft	mJ	0,02	0,29	0,26
Zündgrenzen in Luft	Vol.-%	4...75	5,3-15	2,1-9,5
Flammentemperatur in Luft	K	2.318	2.148	2.385
Detonationsgrenzen in Luft	Vol.-%	13-59	6,3-14	
Explosionsenergie	kg <sub>TNT</sub> /m <sup>3</sup> <sub>Brenn- gas</sub> <sup>14</sup>	2,02	7,03	20,5
Explosionsenergie	g <sub>TNT</sub> /g <sub>Brennstoff</sub> <sup>15</sup>	24	11	10
Explosionsenergie	(g <sub>TNT</sub> /kJ) <sup>15</sup>	0,17	0,19	0,2

Quelle: Eigene Darstellung nach Winter und Nitsch (Winter und Nitsch 1989, S. 90)

Insbesondere der große Zündbereich sticht dabei heraus sowie die geringe notwendige Energie, um Wasserstoff-Luft-Gemische zu entzünden. Um die minimale Zündenergie einordnen zu können, bietet sich ein Vergleich zur elektrostatischen Entladung des menschlichen Körpers an. Dabei werden rund 10 mJ Energie freigesetzt. Das bedeutet, dass eine elektrostatisch aufgeladene Person bei einem „Schlag“ die in Tabelle 4.6 aufgeführten Gase entzünden könnte. Für Winter und Nitsch (Winter und Nitsch 1989, S. 89–92) sind beides keine kritischen sicherheitsrelevanten Faktoren. Vielmehr ist die untere Zündgrenze entscheidend, welche bei Propan niedriger liegt. Die Explosivität von Wasserstoff-Luft-Gemischen ist durch eine höhere Verbrennungsgeschwindigkeit verstärkt. Dennoch ist die wichtige, untere Detonationsgrenze mit 13 Vol.-% deutlich höher als bei Erdgas, welche unter üblichen Bedingungen nur schwer erreicht wird.

Als die Hauptproblematik sehen Winter und Nitsch (Winter und Nitsch 1989, S. 100) „sich selbst beschleunigende Verbrennungsvorgänge in ganz oder teilweise geschlossenen Räumen“. Den Übergang eines Verbrennungsprozesses in eine Detonation gilt es zu verhindern. Im Wasserstoffgas vermischte Gase, sogenannte Inhibitoren, sowie konstruktive Maßnahmen können das Risikopotential auf das Niveau aktueller Energieträger senken und auch Laien den Umgang mit ihnen ermöglichen.

<sup>14</sup> Brenngas bei 20 °C und 1,013 bar

<sup>15</sup> Theoretisches Maximum, 10 % davon sind realistisch

Wird flüssiger Wasserstoff als Treibstoff in Fahrzeugen betrachtet, geht von ihm eine geringere Gefahr aus als von herkömmlichen Treibstoffen. „Wegen der sehr kurzen Verdampfungs- und Brandzeiten sowie des starken Auftriebs des verdampften Wasserstoffs in Luft und dessen rasche Verteilung durch turbulente Konvektion“ (Winter und Nitsch 1989, S. 99), ist das Gefährdungspotential insbesondere bei Unfällen geringer. Nähere Ausführungen zu Sicherheitsaspekten von Wasserstoff als Energieträger und Energiespeicher können Winter und Nitsch (Winter und Nitsch 1989, S. 88–100) entnommen werden.

#### 4.1.4 Technologische Einflussfaktoren

Als eine der größten technischen Herausforderungen im Hinblick auf eine Wasserstoffinfrastruktur werden Effekte zwischen Wasserstoff und dem angrenzenden Material gesehen. Dazu zählen die Permeation, die Permeabilität sowie die Versprödung. Im Weiteren soll näher auf diese Materialeffekte in Bezug auf ein leitungsgebundenes Versorgungsnetz eingegangen werden. Die Effekte sind jedoch auf Behälter und andere H<sub>2</sub>-Transportmöglichkeiten übertragbar.

##### 4.1.4.1 Permeation

Nach Pasiëka und Achenbach (Pasiëka und Achenbach 2014, S. 353) bezeichnet die Permeation die „Durchwanderung eines anstehenden Mediums durch ein Material“. Bei der Permeation dringt Wasserstoff durch das umgebende Material nach außen. Von Bedeutung ist dabei die Menge an freigesetztem Wasserstoff. Als sicherheitsrelevante Grenze wird in der Regel 1 Vol.-% in Luft angesehen (Krieg 2012, S. 21). Befindet sich der Verluststrom unter dieser Grenze, kann der Leckageverlust jedoch weiterhin signifikant sein und muss berücksichtigt werden.

##### 4.1.4.2 Permeabilität

Ausschlaggebend für den Effekt der Permeation ist die Permeabilität des Materials. Falbe und Regitz (Falbe und Regitz 1991, S. 3294) verstehen unter der Permeabilität die „Durchlässigkeit von ggf. porösen Festkörpern, insbesondere dünnen Trennwänden, für bestimmte Stoffe (Gase, Flüssigkeiten, gelöste Moleküle, Ionen oder Atome). So sind z. B. Tonzylinder durchlässig (permeabel) für Wasser und andere polare Flüssigkeiten oder für Gase wie Sauerstoff“.

Für Metalle wird üblicherweise das sogenannte „Trapping-Modell“ verwendet. Grundlegend beschreibt dieses die Absorption von Wasserstoff in bei Eisen und Stählen und dessen „Einnistung“ in Schwachstellen der atomaren Struktur. Wasserstoffatome werden demnach im Metall „gefangen“. Der Wasserstoff wird adsorbiert, absorbiert, diffundiert durch das Metall und desorbiert wieder. Bei Polymeren verhält sich der Prozess analog, mit dem Unterschied, dass

Wasserstoffmoleküle statt Atome die Schicht durchqueren. Eine tiefgreifende Beschreibung kann Krieg (Krieg 2012, S. 21–35) entnommen werden.

#### 4.1.4.3 Wasserstoffversprödung

Die Wasserstoffversprödung hingegen vereint eine Reihe an Effekten, die durch das Eindringen auf atomarer Ebene zur Schwächung von Metallen führen können. „Auch wenn bei der Permeation ähnliche physikalische Effekte vorliegen, gibt es keinen direkten Zusammenhang zwischen den Daten, die die Wasserstoffaufnahme und -permeation durch einen Stahl beschreiben, wie der Permeabilität, dem Diffusionskoeffizienten, der Löslichkeit und der Gesamtwasserstoffkonzentration, und dessen Empfindlichkeit gegenüber Wasserstoff“ (Krieg 2012, S. 36). Der Effekt der Wasserstoffversprödung ist bereits seit über 100 Jahren bekannt, dennoch ist die Ursache noch nicht eindeutig geklärt. Verschiedene Theorien und Ansätze sind in Krieg (Krieg 2012, S. 40) tabellarisch zusammengefasst.

In der DIN-Norm 50969-1 (DIN 50969-1) wird die Wasserstoffversprödung folgendermaßen definiert:

„Unter fertigungsbedingter wasserstoffinduzierter Rissbildung oder wasserstoffinduziertem Sprödbruch wird im Sinne dieser Norm eine Werkstoffschädigung verstanden, die als Folge der Eindiffusion atomaren Wasserstoffs in den Werkstoff eintreten kann. Ausgelöst werden können diese Schäden durch eine kritische Kombination unterschiedlicher Einflussgrößen:

1. Werkstoffbedingt:

- Gefüge/Gefügefehler (Gitterbaufehler, Verunreinigungen, Korngrenzen)
- Festigkeit/Verfestigungen
- Duktilität/Zähigkeit, Reinheitsgrad (Einschlüsse, Seigerungen, Verunreinigungen)
- Gehalte an Elementen wie Phosphor und Schwefel
- Mechanische Spannung

2. Fertigungsbedingt:

- Geometrische Randbedingungen (Kerben, Grate, konstruktiv scharfe Formübergänge)
- Umformgrade/Kaltverformung/Verfestigungen
- Wärmebehandlung ((Einsatz-)Härten, Anlassen, Tempern)
- Zugeigenspannungen

3. Beschichtungsbedingt:

- Vorbehandlung (zum Beispiel Beizen, kathodische Entfettung)
- Elektrolytische Metallabscheidung“

#### 4.1.4.4 Schutzmöglichkeiten

Für den Aufbau eines (Pipeline-)Versorgungssystems von Wasserstoff müssen die genannten Effekte weitestgehend verhindert werden. Krieg (Krieg 2012, S. 82–87) stellt dazu fünf Optionen vor, welche in Tabelle 4.7 zusammengefasst sind:

1. Versprödungsresistente Materialien wie Polymere sind naheliegend, jedoch würde die notwendige Materialfestigkeit, um den hohen Drücken bei Wasserstoff standzuhalten, eine unrealistische Wandstärke voraussetzen. Metalle und Legierungen sind aus Kostengründen uninteressant. Weitere Auswahlkriterien und potentielle Materialien werden in Krieg (Krieg 2012, S. 71–76) näher vorgestellt.
2. Die Rohr-in-Rohr-Technik verwendet ein versprödungssicheres Innenrohr, das von einem stabileren Außenrohr ummantelt ist. Die Vorteile beider Materialien werden kombiniert. Allerdings könnten Fertigungsfehler die Vorteile der inneren Hülle zunichtemachen.
3. Leicht umzusetzen ist eine Überdimensionierung des Rohres. Die Langzeitstabilität ist noch zu prüfen.
4. Eine Beschichtung erscheint simpel und je nach Schichtdicke kostengünstig. Fertigungsanforderungen führt Krieg (Krieg 2012, S. 84–86) weiter aus.
5. Inhibitoren sind Gase, die dem Wasserstoff beigemischt werden. Sie setzen sich an der Rohrinenseite fest und verhindern das Eindringen von Wasserstoff.

Tabelle 4.7: Schutzmöglichkeiten gegen die Wasserstoffversprödung

Schutzart	Vorteil	Nachteil
<b>Verwenden von nicht-versprödungsgefährdeten Materialien</b>	- Sicher	- Teuer
<b>Rohr-in-Rohr-Technik („Cladding“)</b>	- Kombination der Vorteile von äußerem und innerem Rohr	- Relativ teuer - Großtechnische Umsetzung ungeklärt
<b>Überdimensionierung des Rohres</b>	- Einfach	- Eingeschränkte Lebensdauer oder teuer
<b>Beschichten</b>	- Gezielter Schutz und wenig Material notwendig	- Herstellungsprozess ungeklärt
<b>Inhibitoren</b>	- Keine Modifikation der Pipeline notwendig	- Nachreinigung des Wasserstoffs erforderlich - Unklare Grenzen

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Krieg (Krieg 2012, S. 87)

Grundsätzlich ist auch die Betriebsart der Pipelines entscheidend. Hierbei werden in der Literatur häufig zwei Betriebsmöglichkeiten genannt: der „quasistatische“ und der „dynamische“ Betrieb. Beim quasistatischen Betrieb wird ein Betriebszustand mit Parametern wie dem Druck festgelegt und gehalten. Der dynamische Betrieb erlaubt dagegen die Nutzung des Pipeline-netzes als Wasserstoffspeicher. Durch variierende H<sub>2</sub>-Einspeisung und -entnahme treten Druckänderungen auf, welche das Material stärker belasten. Im Interview im Anhang A3 wurden Experten dazu befragt. Weitere Informationen können unter Krieg (Krieg 2012) nachgelesen werden und sollen hier nicht näher betrachtet werden.

#### 4.1.4.5 Wasserstoffbeimischung in die deutsche Erdgasinfrastruktur

Für die Übergangssituation bis zur Errichtung einer vollständigen Wasserstoffversorgung gilt die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz attraktiv. Da Deutschland in der Vergangenheit bereits über Jahrzehnte mit Kokereigas bzw. Stadtgas mit über 50 Vol.-% Wasserstoffanteil versorgt wurde, gibt es bereits Erfahrungswerte (Robinius 2015, S. 46–47). Damit es bei modernen Verbraucheranlagen zu keinen Komplikationen kommt, müssen Anlagen für wasserstoffhaltige Gase dem Arbeitsblatt (AB) G 260 Gasfamilie 1 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) entsprechen. Ein wichtiger Aspekt dabei ist die Wasserstoffkonzentration. Zusammen mit dem Arbeitsblatt G 262 legt der DVGW drei Bedingungen zur Wasserstoffeinspeisung fest:

1. „Wobbe-Index:  $\geq 13,6 \text{ kWh/m}^3$
2. Relative Dichte:  $\geq 0,55$
3. H<sub>2</sub>-Anteil:  $< 10 \text{ Vol.-%}$ “

Im vergangenen Winter hat die E.ON-Tochter Avacon bereits in einem Gemeinschaftsprojekt mit der DVGW in Sachsen-Anhalt Wasserstoffkonzentrationen von bis zu 20 % getestet (E.ON, Avacon und DVGW 2021). Eine weitere Erhöhung der Wasserstoffkonzentration hat Dörr et al. (Dörr et al. 2016) experimentell untersucht. Dabei wurden Auswirkungen auf Verbraucheranlagen bei Zumischungen von bis zu 55 Vol.-% ermittelt. Das Regel-, Start-, Stopp- und Laufverhalten erwies sich selbst unter „Worst-Case-Bedingungen“ als unproblematisch. Unter den weiteren Versuchsergebnissen wurde festgestellt, dass mit steigender H<sub>2</sub>-Konzentration:

- der Brennwert sowie die Maximalleistung sinken,
- sich die CO-Konzentration deutlich reduziert,
- sich die NO<sub>x</sub>-Emissionen leicht verringern,
- die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen abnehmen
- sich die Lautstärke und die Brennqualität nicht verändern,



- der Sauerstoffbedarf abnimmt,
- der Wobbe-Index sinkt.

#### 4.1.5 Ökologische Einflussfaktoren

Neben den bereits behandelten Sektoren haben die Erzeugung und der Transport von grünem Wasserstoff auch ökologische Folgen. Im Folgenden soll eine Auswahl umweltrelevanter Faktoren zur Wasserelektrolyse kurz vorgestellt werden. Anschließend werden Emissionswerte für den H<sub>2</sub>-Transport am Beispiel des Pipelinetransports und der Verschiffung beschrieben.

##### 4.1.5.1 Faktoren zur Wasserstoffelektrolyse

Bei der Erzeugung von gelbem Wasserstoff (siehe Kapitel 3.1) fällt bei der Elektrolyse rund 600 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>H2</sub> an (Quaschnig 2020, S. 345). Die Dampfreformierung kommt dagegen auf die Hälfte mit ca. 300 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>H2</sub>. Dennoch ist diese Menge noch immer deutlich größer als die, die bei einer direkten Nutzung von Erdgas oder -öl anfallen würde. Nur grüner Wasserstoff ist laut Quaschnig (Quaschnig 2020, S. 345) und der Bundesregierung (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020, S. 2) auf Dauer nachhaltig. Die Erzeugung von Methan über die Methanisierung (siehe Kapitel 3.4.3) ist erst klimaneutral, wenn die benötigte Energie aus erneuerbaren Quellen stammt und kein Methan innerhalb der Prozesskette in die Atmosphäre entweicht, da dieses ein deutlich höheres Treibhauspotential als CO<sub>2</sub> aufweist (Quaschnig 2020, S. 345–346).

Der in Kapitel 4.1.3.2 genannte Wasserbedarf der Elektrolyseanlagen hat neben sozialen Auswirkungen auch ökologische Folgen. Insbesondere Meerwasserentsalzungsanlagen haben durch u. a. ihren hohen Energiebedarf negative Folgen. Das im Elektrolyseprozess genutzte Wasser zieht marine Organismen mit ein, während das warme Abwasser Hilfsstoffe sowie Metalle aus Korrosionsprozessen enthält und einen hohen Salzgehalt aufweist. In Studien wurde festgestellt, dass die negativen Auswirkungen in Entfernungen von bis zu 4 km aufgetreten sind (Thomann et al. 2022, S. 20). Für den Fall, dass Trinkwasser für die Elektrolyseanlagen verwendet werden soll, muss dieses strengstens kontrolliert werden. Mithilfe des „Falkenmark-Indikators“ bzw. dem „Water Stress Index (WSI)“ kann die Wasserversorgung eines Landes bestimmt werden. Tiefgreifende Details können Thomann et al. (Thomann et al. 2022, S. 19–20) entnommen werden.

Thomann et al. (Thomann et al. 2022, S. 21) sieht neben dem Wasserbedarf auch die Landnutzung als Kritikpunkt. Dabei gelten Anlagen für Erneuerbare Energien und DAC-Anlagen (siehe Kapitel 3.4.3.1) als problematisch. Der Flächenbedarf könnte zu Nutzungskonkurrenz führen.

#### 4.1.5.2 Emissionen beim Transport

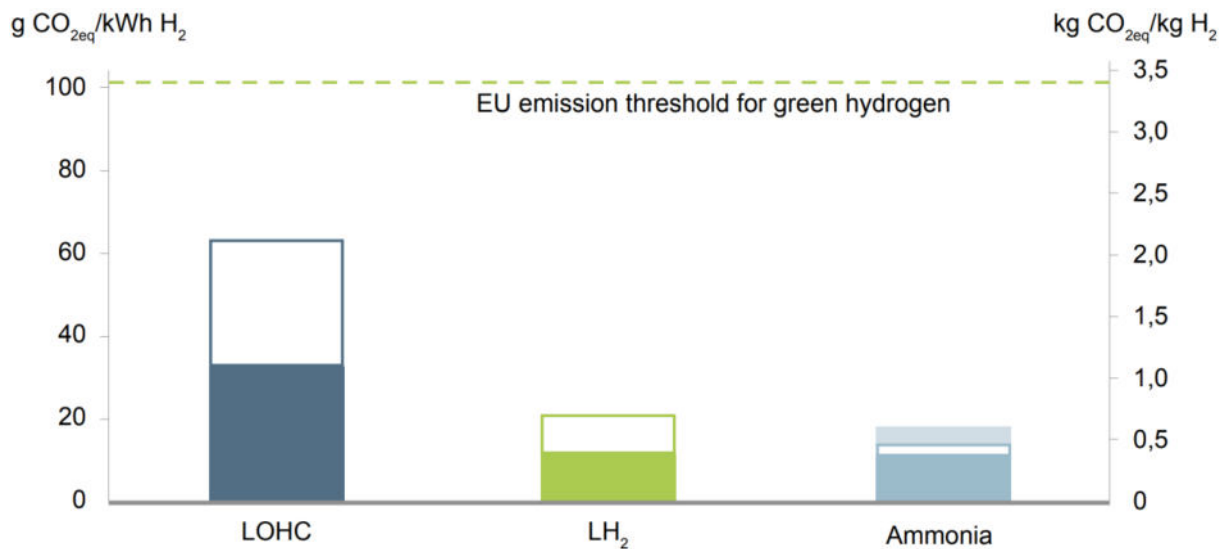
Einen großen Einfluss auf die Umweltverträglichkeit der Transportarten haben die ausgestoßenen Emissionen über den gesamten Lebenszyklus (Dertinger et al. 2022, S. 38). Sie sind einer der Hauptfaktoren bei der Ermittlung der Nachhaltigkeit und ausschlaggebend für mögliche Projekte im Bereich des grünen Wasserstoffs. Der Transport über das Schienennetz wird zum Stand November 2021 in Deutschland noch nicht praktiziert (Egenolf-Jonkmanns et al. 2021, S. 43) und soll für die ökologischen Einflussfaktoren nicht näher betrachtet werden. Die Studie der DB Energie GmbH von Milella et al. (Milella et al. 2020) bietet weitere Informationen. Nach Berechnungen von Egenolf-Jonkmanns et al. (Egenolf-Jonkmanns et al. 2021, S. 43–46) und Kapitel 4.1.2, ist die Nutzung von LKW für den Transport großer H<sub>2</sub>-Mengen ungeeignet und soll ebenfalls nicht weiter behandelt werden. In einem Report des Max-Planck-Instituts für Meteorologie geht Léonardi et al. (Léonardi et al. 2004) näher auf die CO<sub>2</sub>-Reduktion und Energieeffizienz des Straßengüterverkehrs ein.

Beim Transport von Wasserstoff in Pipelines entsteht der Großteil der Treibhausgasemissionen bei der Erzeugung des von den Verdichterstationen benötigten elektrischen Stroms. Dertinger et al. (Dertinger et al. 2022, S. 38) gibt an, dass für den Transport von 64-TWh Wasserstoff pro Jahr in einer 48-Zoll-Pipeline über 5.000 km 4,6 TWh an elektrischer Energie für die Verdichtung benötigt werden würde. Das entspricht rund 7 % der beförderten Energie. Eine mittelgroße 36-Zoll-Pipeline würde für den Transport von 18 TWh an Wasserstoff pro Jahr über eine Distanz von 1.000 km mit 1 TWh etwa 6 % der transportierten Energiemenge in Form von Elektrizität für die Kompressoren erfordern. Werden die Kohlendioxidemissionen des Stromnetzes pro Kilowattstunde des übertragenen Wasserstoffs mit 366 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>H2</sub> angenommen, werden für den Betrieb der größeren Pipeline rund 26 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>el</sub> ausgestoßen. Die Kompressoren der mittelgroßen Pipeline sorgen für etwa 4,1 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>el</sub>. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen beim leitungsgebundenen Transport hängen stark von der Zusammensetzung des Strommixes ab. Um diese zu senken, muss der Anteil erneuerbarer Energien steigen (Dertinger et al. 2022, S. 38).

2 % der weltweiten Treibhausgasemissionen entstehen beim Schiffstransport von Gütern. Herkömmliche Frachtschiffe stoßen 6,5 g<sub>CO2</sub>/km/t<sub>Fracht</sub> aus. Das bedeutet, dass das Verschiffen von 100.000 t<sub>H2</sub> Wasserstoffgas über 10.000 km 6.500 t<sub>CO2</sub> verursachen würde (Dertinger et al. 2022, S. 38). Wird flüssiger Wasserstoff transportiert und das Schiff kehrt leer zurück, sind im Schnitt über beide Fahrten 21 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>H2</sub> anzunehmen. Beim Transport von Ammoniak entstehen für die Hinfahrt und leere Rückfahrt zusammen 14 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>H2</sub>. Soll das Ammoniak nach Erreichen des Zielhafens in Wasserstoff umgewandelt werden, erhöhen sich die Gesamtemissionen auf 18 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>H2</sub>. Für LOHC wird der Kohlendioxidausstoß auf 32 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>H2</sub>

für die Hinfahrt angegeben. Sollen die Trägermoleküle wieder zum Ursprungshafen zurückbefördert werden, sind für die Rundfahrt  $63 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{H}_2}$  anzunehmen. Abbildung 4.3 stellt die Optionen gegenüber. Nähere Informationen zu Berechnungsgrundlagen und den verwendeten Daten können Dertinger et al. (Dertinger et al. 2022, S. 38–39) entnommen werden.

Abbildung 4.3: Kohlendioxidemissionen beim Schiffstransport von Wasserstoff und  $\text{H}_2$ -Verbindungen



Quelle: Dertinger et al. (Dertinger et al. 2022, S. 39)

#### 4.1.6 Rechtliche Einflussfaktoren

Der Transport von Wasserstoff erfordert spezielle Infrastrukturen, die rechtlichen Anforderungen unterliegen. In diesem Zusammenhang spielen die Normierung, Standardisierung und Zertifizierung eine wichtige Rolle, um eine einheitliche und sichere Handhabung von Wasserstoff sowie ein reibungsloses Funktionieren von Technologien und Systemen sicherzustellen. Darüber hinaus sind auch gesetzliche Regelungen und Verordnungen von Bedeutung, um u. a. die Sicherheit im Transportwesen zu gewährleisten.

##### 4.1.6.1 Normung, Standardisierung und Zertifizierung

Der Forschungsverbund „Normung, Standardisierung und Zertifizierung“ des in Kapitel 4.1.1.2 behandelten Leitprojekts TransHyDE soll vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) insgesamt mit ca. 1,2 Mio. Euro gefördert werden und ist größtenteils zum 1. April 2021 gestartet. Die DVGW übernimmt dabei die Gesamtkoordination der sechs Partner (Systemansatz 2021, S. 64).

Als erster großer Meilenstein wurden Ende März 2022 die existierenden Normen, technischen Regeln und Zertifizierungen sowie weitere standardsetzende Dokumente in einer Datenbank

zusammengestellt. Sie soll Planern und Betreibern von H<sub>2</sub>-Infrastrukturen eine rechtssichere Basis liefern. In der Datenbank ist u. a. der Istzustand aller bestehenden Normen, Standards und Zertifizierungsprogramme festgehalten, welche zukünftig regelmäßig aktualisiert werden sollen. In der statistischen Gesamtauswertung wurde, bezogen auf den sogenannten „H<sub>2</sub>-Readiness-Level“<sup>16</sup>, festgestellt, dass 56 % der existierenden Regel- und Standardisierungswerke bereits auf Wasserstoff anzuwenden oder nicht direkt betroffen sind. 3 % galten als „teilweise H<sub>2</sub>-ready“, was bedeutet, dass die Wasserstoffverträglichkeit bei bis zu 20 % liegt. Die restlichen 41 % der Datensätze zählen als „nicht H<sub>2</sub> ready oder nicht geprüft“ (IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. 2022, S. 1).

Weitere Schritte des Forschungsverbundes beinhalten eine Bedarfsanalyse, welche die Anforderungen an „Erstellung, Überarbeitung bzw. Erweiterung von Regelwerken, Normen und Zertifizierungsmethoden“ (IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. 2022, S. 2) aufzeigt. Des Weiteren sollen vorhandene Prüfnormen zu den TransHyDE-Demonstrationsprojekten auf ihre Anwendbarkeit geprüft und evaluiert sowie Anpassungsbedarfe mit den Stakeholdern identifiziert werden. Ziel dabei ist, eine „solide Datengrundlage für die anstehenden Normierungsaktivitäten und für die Entwicklung von Prüfanforderungen für Zertifizierungsprogramme“ (IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. 2022, S. 2) zu entwickeln und daraus Handlungsempfehlungen abzuleiten.

#### 4.1.6.2 Gesetze und Verordnungen

Der Nationale Wasserstoffrat (NWR) nennt für den Bereich der Infrastruktur eine Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) als kurzfristige Maßnahme für den Zeitraum 2021-2022 (Nationaler Wasserstoffrat 2021, S. 35). Zum einen ist Wasserstoff als Energieträger aufzunehmen. Zum anderen müssen Leitungsumstellungen ermöglicht werden. Dazu sollen bestehende Genehmigungen, Grunddienstbarkeiten und Nutzungsrechte an Grundstücken von Erdgasleitungen auch bei Umstellung auf Wasserstoff weiterhin gültig sein. Gleiches gilt für neue Wasserstoffleitungen. In der Novelle 2022 des EnWG wurden neben den genannten Punkten u. a. der Abschnitt 3b zur Regulierung von Wasserstoffnetzen eingeführt. Abschnitt 3b umfasst §§ 28j-q und hat zum Ziel, einen „rechtlichen Rahmen einzuführen, um dadurch geeignete Bedingungen für die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft zu schaffen“ (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2022, S. 86). Weitere der insgesamt sechs Punkte, die der NWR als nötige Maßnahmen im Bereich der Infrastruktur sieht, können dessen Aktionsplan entnommen werden (Nationaler Wasserstoffrat 2021, S. 35–37).

---

<sup>16</sup> „H<sub>2</sub>-Readiness bedeutet, dass eine Komponente oder ein System für die zukünftige Verwendung mit Wasserstoff geeignet ist.“ (TÜV SÜD AG o. J.b)

Einige wichtige Paragraphen für den Transport von Wasserstoff durch Pipelines sind mit dem jeweiligen Rechtsgebiet in Tabelle 4.8 zusammengefasst. Lastkraftwagen, Züge und Schiffe nutzen Behälter für die H<sub>2</sub>-Beförderung. Eine Auswahl hierfür relevanter Paragraphen ist in Tabelle 4.9 dargestellt.

Tabelle 4.8: Übersicht relevanter Paragraphen für H<sub>2</sub>-Transport in Pipelines

<b>Paragraf</b>	<b>Gesetz/Verordnung</b>	<b>Rechtsgebiet</b>
§§ 5 Abs. 1 Nr. 2, 3 Abs. 6	BImSchG	Umwelt- und Technikrecht
§ 65 Abs. 1	UVPG	Umwelt- und Technikrecht
§ 66 Abs. 1 Nr. 1a	UVPG	Umwelt- und Technikrecht
§ 49 Abs. 1 und 2	EnWG	Energierrecht
§ 36 Abs. 1	GasNZV	Energierrecht
§ 113c Abs. 1	EnWG	Energierrecht
§ 2 Abs. 1	GasHDrLtgV	Energierrecht
§ 3 Abs. 2	RohrFLtgV	Energierrecht
§§ 3 Abs. 2, 5 Abs. 1	ProdSG	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht
§§ 5, 8, und 9	ProdSV	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht
§ 5 Abs. 1	ÜAnIG	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht
§§ 2 Abs. 15, 7 Abs. 4 Nr. 1	GefStoffV	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht
§§ 2 Abs. 10, 4 Abs. 1 Nr. 2, 3	BetrSichV	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht
§§ 2 Abs. 12, 3 Abs. 1, 3a Abs. 1	ArbStättV	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht
§§ 2 Abs. 8, 3 Abs. 1, 7 Abs. 1, 10 Abs. 1	LärmVibrationsArbSchV	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Halbig et al. (Halbig et al. 2023b, S. 31–39)

Tabelle 4.9: Übersicht relevanter Paragraphen für H<sub>2</sub>-Transport in Behältern

Paragraf	Gesetz/Verordnung	Rechtsgebiet
§ 41	BImSchG	Umwelt- und Technikrecht
§§ 2 Nr. 10, 3 Abs. 4	BImSchV	Umwelt- und Technikrecht
§§ 3 Abs. 2, 5 Abs. 1	ProdSG	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht
§§ 5, 8, und 9	ProdSV	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht
§§ 2 Abs. 15, 7 Abs. 4 Nr. 1	GefStoffV	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht
§§ 3-5, 11-13	ODV	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht
§§ 2 Abs. 10, 4 Abs. 1 Nr. 2, 3	BetrSichV	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht
§§ 2 Abs. 12, 3 Abs. 1, 3a Abs. 1	ArbStättV	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht
§§ 2 Abs. 8, 3 Abs. 1, 7 Abs. 1, 10 Abs. 1	LärmVibrationsArbSchV	Produkt- und Arbeitssicherheitsrecht
§ 1 Abs. 3	GGVSEB	Verkehrsrechtliche Vorschriften
§ 3	GGVSee	Verkehrsrechtliche Vorschriften

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Halbig et al. (Halbig et al. 2023a, S. 31–38)

## 4.2 Experteninterviews zu Wasserstofferzeugung, -transport und -infrastruktur sowie dessen Verwendung in der Industrie

Im Rahmen der Arbeit wurden semistrukturierte Interviews mit Experten zum Thema Wasserstofftransport und -verwendung geführt. Dafür wurden zwei Fragenkataloge erstellt, um eine Vergleichbarkeit der Antworten zu erreichen. Einige Fragen überschneiden sich thematisch. Diese Fragen sind genereller formuliert und sollen eine grundsätzlichere Einstellung zu Wasserstoff einfangen. Ziel der Interviews ist, die Sichtweisen verschiedener Unternehmen und Institutionen auf die in dieser Arbeit behandelten Themen zu ermitteln. Es sollen dabei die Kernpunkte der Aussagen der Interviewpartner wiedergegeben und in Relation zueinander gesetzt werden. Die vollständigen Interviews sind in den Anhängen A3 und A4 zu finden.

### 4.2.1 Wasserstofferzeugung, -transport und -infrastruktur

Im ersten Fragenkatalog liegt ein erhöhter Fokus auf den Wasserstofftransport und dessen Infrastruktur in Deutschland. Die Herstellung über die Elektrolyse wurde ebenfalls thematisiert. Befragt wurden Michael Kleemiß, Projektmanager der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Marc Grünwald, Vizepräsident der MAN Energy Solutions SE, sowie Thorben Helmcke, Senior Projektmanager der Landeskoordinierungsstelle Wasserstoffwirtschaft Schleswig-Holstein. Den Wasserstoff-Experten wurden zwölf gleiche Fragen gestellt. Daran knüpfen 1-3 individuellen Fragen, die unternehmens- bzw. institutionsspezifisch sind. Sie sollen aktuelle Themen und Projekte der jeweiligen Experten behandeln. Sie dienen nicht der Vergleichbarkeit. Die vollständigen Interviews können im Anhang A3 nachgelesen werden.

Die Experten sind sich einig, dass Wasserstoff zukünftig (fossiles) Erdgas zumindest teilweise ersetzen wird. Dabei kann er u. a. in der Industrie, dem Transportwesen, dem Mobilitätssektor und der synthetischen Kraftstoffherstellung Anwendung finden. Kleemiß könnte sich den Einsatz von Wasserstoff in Kraftwerken vorstellen, die bei Dunkelflauten unterstützend einspringen. Helmcke entgegnet jedoch, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien voranschreiten muss und der Flächenbedarf groß ist. Sofern möglich, ist die Elektrifizierung gegenüber der Nutzung von Wasserstoff im Vorteil. Für Bereiche, in denen eine Elektrifizierung nicht sinnvoll ist, kann der Einsatz von H<sub>2</sub> Kostenreduktionen ermöglichen.

Während Helmcke die Nutzung von Syntheseprodukten wie synthetischem Erdgas bzw. Methan (SNG) oder synthetischem Ammoniak stark vom Anwendungsfall abhängig macht, sind sich die beiden anderen Experten einig, dass diese Technologien eine wichtige Rolle spielen werden. Insbesondere Grünwald spricht Syntheseprodukten und insbesondere dem SNG einen großen Nutzen für die nächsten 3-10 Jahre zu. Dabei soll es keine „Schwarz-Weiß-Politik“ geben und parallel an reinen Wasserstofftechnologien gearbeitet werden. Seiner Meinung nach ist es sinnvoller, schon frühzeitig klimawirksame Effekte durch den Einsatz von SNG zu erzielen, anstatt bis zur Entwicklung einer ausgereiften grünen Wasserstoffprozesskette abzuwarten. Kleemiß äußert sich noch etwas vorsichtiger. Er kritisiert den niedrigen Gesamtwirkungsgrad der Methanisierung sowie die Logistikkette, insbesondere bei den nötigen CO<sub>2</sub>-Mengen. Bei vorhandenem Überschussstrom kann die Methanisierung lokal von Nutzen sein.

In Bezug auf die im Rahmen dieser Arbeit gefertigten PESTEL-Analyse (siehe Kapitel 4.1), sieht Kleemiß die juristische Komponente als untergeordnet an und in der Verantwortung der Politik. Die Ökologie scheint bei Wasserstoff gewährleistet zu sein aber die soziale Komponente könnte zur Herausforderung werden. Neben der Sicherheit, welche Kleemiß mit dem Aufkommen der Kernenergie vergleicht, hat auch die Einkommensverteilung einen großen Einfluss. So haben wohlhabendere Haushalte durch u. a. Immobilienbesitz mithilfe von z. B. Photovoltaik-Anlagen einen höheren Einfluss auf die Energiewende. Grünwald stuft die Schaffung gesetzlich einheitlicher Standards für Nutzung und Anwendung als wichtig ein. Die Wirtschaftlichkeit ist jedoch der ausschlaggebende Faktor beim Transport von (grünem) Wasserstoff. Helmcke zählt zu den PESTEL-Sektoren, die Umsetzung des EU-Rechts, die Kosten der Infrastruktur, die Akzeptanzsteigerung, der Wirkungsgrad sowie Verluste und Sicherheitsanforderungen, die Eingriffe in die Natur und die Flächensicherungen auf.

Bezüglich der Betriebsart der H<sub>2</sub>-Pipelines (siehe Kapitel 4.1.4.4) erkennt Helmcke die dynamische Nutzung als praktikabler an. Sie wird bereits geplant und angewendet. Der Betrieb der

Leitungen sollte möglichst bedarfsgerecht und somit effizient betrieben werden. Kleemiß sieht dagegen die statische Variante als sinnvoller an, da der Lastwechsel zu einer Wasserstoffversprödung führen kann. Wird Wasserstoff für Wärmeenergie genutzt, erscheint ein saisonaler Lastwechsel jedoch nicht vermeidbar, dennoch ist seiner Meinung nach der quasistatische Betrieb sinnvoller. Eine Kompromisslösung, wie die Unterteilung des Gasnetzes, könnte sinnvoll sein.

Für den Abtransport von lokal erzeugtem Wasserstoff bei Erneuerbaren Energien hängt die sinnvollste Methode von der Größe ab. Helmcke könnte sich gebündelte Produktionen, sogenannte „Erzeugungscluster“, vorstellen, während Grünewald den LKW-Transport zu Tankstellen als Option sieht.

Beim Thema Import von Wasserstoff aus Ländern wie Angola, sind sich alle Experten einig, dass dies, durch die niedrigen Stromgestehungskosten, d. h. die Kosten, die für die Stromerzeugung anfallen, und aufgrund des zukünftig hohen  $H_2$ -Bedarfs, notwendig sein wird. Eine langfristige Bewertung erscheint laut Helmcke jedoch noch schwierig, da das Thema sehr „dynamisch“ diskutiert wird. Eine hohe Eigenproduktion von Wasserstoff sehen die Experten als notwendig an, um u. a. diversifizierter aufgestellt und unabhängiger von anderen Ländern zu sein.

Das Ziel der Bundesregierung, die Elektrolysekapazität in Deutschland bis 2030 auf 10 GW aufzubauen, stufen Kleemiß und Grünewald als machbar ein. Kleemiß nennt entsprechende Gesetzesgrundlagen und Regulierungen als Voraussetzung und hält eine staatliche Beteiligung nicht unbedingt für förderlich. Eine Anschubfinanzierung und schnellere Genehmigungsprozesse sind wichtig. Helmcke sagt, dass zunächst der regulatorische Rahmen der EU finalisiert werden muss, damit Großprojekte in Deutschland starten können. „Viele Förderprogramme sind stark überzeichnet, was auf mehr Ausbaupotential und die mögliche Geschwindigkeit hindeutet.“

Für die Zukunft in zehn Jahren hält Kleemiß eine großindustrielle Nutzung und einen breiten Einsatz von  $H_2$  im Schienen- und Schwerlastverkehr für realistisch, weniger im Bereich der Haushaltswärme. Helmcke schätzt den Stand des Markthochlaufs und des Ausbaus der Infrastruktur so ein, dass Deutschland sich in einer fortgeschrittenen Realisierungsphase befinden wird. Grünewald sieht Gefahren beim drohenden Verlust der Technologieführerschaft Deutschlands, wenn nicht entsprechende Maßnahmen zur Investition großer Anlagen getroffen werden. Aufgrund Erfahrungen mit bisherigen Anlagen, sind 2-3 Jahre als Puffer für den



Bau einzuplanen. Dennoch schätzt er diese Maßnahmen und das Ziel der Bundesregierung als machbar ein.

Die Antworten der individuellen Fragen zum Projekt HyPerLink der Gasunie Deutschland, der Arbeit von Grünewald und dem Stand Schleswig-Holsteins im Bundesvergleich können dem Anhang A3 entnommen werden.

#### 4.2.2 Wasserstofferzeugung und industrierelevante Aspekte

Der zweite Fragenkatalog behandelt dagegen neben der Wasserstofferzeugung auch industrierelevantere Aspekte. Befragt wurden Johannes Baumeister der Energie-Impulse Eppelheim sowie eine Gruppe von Personen der Bosch Energy and Building Solutions GmbH (BEBS), bestehend aus Lothar Rupp, Udo Berger und Lauritz Steinle. Die neun Fragen sollen u. a. technisch relevante Punkte für industrielle Anwendungen wie die H<sub>2</sub>-Kompatibilität bestehender Erdgasanlagen ermitteln. Auch Veränderungen des Kundeninteresses in Bezug auf Wasserstoff sollen thematisiert werden. Dem Anhang A4 können die vollständigen Interviews entnommen werden.

Die befragten Personen der BEBS sehen als Anwendungsfälle für Wasserstoff industrielle Produktionsprozesse, Hochtemperaturanwendungen und das Transportwesen. Sie erwähnen auch die bereits praktizierte Beimischung in das Erdgasnetz. Dabei wird Emissionsminderung als Chance wahrgenommen, während die Erzeugung großer H<sub>2</sub>-Mengen als Herausforderung gilt. Baumeister nennt ebenfalls Prozessenergieanwendungen mit hohen Temperaturen als mögliches H<sub>2</sub>-Einsatzgebiet. Wichtig dabei ist die schnelle Hochskalierung von Wind- und Solarparks, um den sehr flexibel einsetzbaren Brennstoff u. a. zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe zu nutzen.

Beide Interviewpartner sehen Vorteile in der Verwendung von synthetisch hergestelltem Methan. Als Nachteil wird der Wegfall der des CO<sub>2</sub>-Vorteils sowie der durch weitere Prozessschritte sinkende Gesamtwirkungsgrad genannt.

Für die Einspeisung von Wasserstoff in das deutsche Erdgasnetz relevant, ist die Verträglichkeit bestehender Erdgasanlagen. Laut der BEBS bieten einige Hersteller von Heizungsanlagen bereits „H<sub>2</sub>-ready“-Modelle an, die mit einem H<sub>2</sub>-Anteil von 20 % funktionieren, während für bestehende Anlagen grundsätzlich die H<sub>2</sub>-Eignung geprüft und bewertet werden muss. Übliche Sicherheitsanforderungen müssen erfüllt sein. Dazu zählen geeignete und geprüfte Gaszuführungsleitungen, Armaturen und Regelorgane. Laut Baumeister sind Energieerzeuger und Netze nötig, die mit hohen unveränderten H<sub>2</sub>-Anteilen betrieben werden können.

Beide Interviewpartner können große Steigerungen beim Kundeninteresse zu Wasserstoff feststellen. Treiber dafür sind zum einen politische Randbedingungen mit drohender Erdgasverknappung (Gasmangellage) und zum anderen gestiegene Kosten fossiler Brennstoffe durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Eine Veränderung der Arbeit ist jedoch nicht wahrzunehmen. Baumeister gibt an, dass große Illusionen bestehen bezüglich der Kosten und der Dauer, bis H<sub>2</sub> in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen kann.

Um das Ziel der Bundesregierung, bis zum Jahr 2030 eine Elektrolysekapazität von mindestens 10 GW aufzubauen, erreichen zu können, muss es laut der BEBS Planungssicherheit für die potentiellen Betreiber von Elektrolyseanlagen sowie generell mehr Strom aus erneuerbaren Energiequellen geben. Auch eine entsprechende Förderung für die Produktion von grünem Wasserstoff kann die Randbedingungen für Investoren und Betreiber weiter verbessern. Für die nächsten zehn Jahre geht die BEBS davon aus, dass sich die Wasserstoffwirtschaft auf Norddeutschland konzentrieren wird. Grund dafür ist zum einen der bis dahin nicht geklärte Nord-Süd-Stromtransport und zum anderen fehlende Überschussstromkapazitäten im Süden. Durch den starken Ausbau der Erneuerbaren Energien prognostizieren sie eine hohe Volatilität im Stromsektor und gehen daher davon aus, dass sich Wasserstoff eher als Speichertechnologie etablieren wird, um das Stromnetz zu stabilisieren. Baumeister hält dagegen den Aufbau von Elektrolysekapazitäten in Deutschland nur für den Zweck sinnvoll, die entsprechenden Anlagen serienreif zu entwickeln und sie anschließend in Ländern mit niedrigeren Ökostromkosten einzusetzen.

## 5 Fazit und Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit sollte ein Überblick über die industriell relevanten Elektrolyseverfahren geboten werden. Die technisch ausgereifteren und praxistauglichen Verfahren zur weiteren Umwandlung sollten ebenfalls beschrieben und einander gegenübergestellt werden. Ziel der anknüpfenden PESTEL-Analyse war es, die behandelten Technologien im Hinblick auf die deutsche Wasserstoffinfrastruktur einzuordnen sowie relevante Faktoren zum Umfeld einer Wasserstoffwirtschaft aufzuzeigen. Experten auf diesem Gebiet wurden nach ihrer Einschätzung gefragt.

Für die zukünftige Produktion von grünem Wasserstoff ist ein harmonisierendes Zusammenspiel der Elektrolyseanlagen mit Erneuerbaren Energien ausschlaggebend. Die PEMEL erscheint hierfür durch ihre kurze Reaktionszeit besonders attraktiv. Ist Prozesswärme aus der Industrie verfügbar, kann die relativ neue Hochtemperaturelektrolyse durch ihren hohen Wirkungsgrad noch bessere Effizienzen erzielen. Welches der beiden Verfahren zukünftig überwiegen wird, ist schwer abzuschätzen. In der Grafik im Anhang A2 ist ersichtlich, dass diesen beiden

Verfahren eine hohe Gewichtung insbesondere bei den geplanten Anlagen aktueller Power-to-Gas-Projekte zuteilwird. Eine weitere Option ist die von Forschern der australischen University of Wollongong entwickelte Kapillarelektrolyse. Durch eine Verhinderung des Kontakts der Elektroden mit dem Elektrolyten, sollen Wirkungsgrade von bis zu 98 % erreichbar sein. Die bei anderen Verfahren entstehenden Wasserstoffbläschen an den Elektroden verhindern die Spaltung neuen Wasserstoffs an der Kontaktstelle und wirken sich negativ auf die Effizienz aus. Das von einem Teil des Forscherteams mitgegründete Unternehmen Hysata ließ sich dieses Verfahren patentieren. Weitere Informationen können Hodges et al. (Hodges et al. 2022) entnommen werden.

Reiner Wasserstoff lässt sich bei Umgebungsbedingungen schlecht transportieren. Um ihn in Pipelines transportieren zu können, muss er verdichtet werden. Dennoch ist die volumetrische Energiedichte nicht hoch und es wurde in der Vergangenheit insbesondere zur Verwendung im Straßenverkehr eine Verflüssigung in Betracht gezogen. Der hohe energetische Aufwand und Boil-Off-Verluste sind jedoch nicht unerhebliche Kritikpunkte und erscheinen für eine Wasserstoffwirtschaft nicht zielführend. Einige der befragten Experten sind von der Methanisierung überzeugt. Insbesondere Grünwald sieht mittelfristig große Chancen bei der Nutzung von SNG. Es könnten in kurzer Zeit erhebliche Effekte in Bezug auf die Energiewende erreicht werden und eine parallele Forschung an reinen Wasserstofftechnologien wird dadurch nicht ausgeschlossen. Den Vorteil der weiterhin nutzbaren Infrastruktur teilt auch Ammoniak. Da dieser Energieträger jedoch hochgiftig ist, ist die Verwendung für großskaligen Energietransport zum aktuellen Stand zu bezweifeln. Weitere Technologien, wie die Bindung von Wasserstoff in Metallhydriden oder LOHC sowie die Speicherung in Methanol, sind denkbare Alternativen, die noch weiterer Forschung bedürfen und vorerst nicht für eine breite Anwendung relevant sein werden. Somit erscheint mittel- bis langfristig die Wahl zwischen verdichtetem Wasserstofftransport in eigenen Pipelines und der Herstellung von synthetischem Methan mit anschließender Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz zu liegen. Die jeweiligen Vor- und Nachteile sind dabei bedarfsgerecht abzuwägen.

Im Verlauf der PESTEL-Analyse lässt sich ebenfalls auf dieses Ergebnis schließen. Die Wirtschaftlichkeit wird von Grünwald als wichtigsten Faktor gesehen. Wie in Kapitel 4.1.2.4 festgestellt, sind Pipelines das Mittel der Wahl beim Aufbau einer deutschlandweiten Wasserstoffinfrastruktur. Welche bestehenden Pipelines umfunktioniert werden können und welche neu gebaut werden müssen, ist individuell (technisch) zu prüfen. Projekte wie HyPerLink von Gasunie Deutschland oder das europaweite EHB setzen zu einem großen Anteil auf die Umnutzung von Erdgasleitungen. Das Verschiffen erscheint nur für große Entfernungen sinnvoll, während LKW kleine Mengen lokal befördern sollten. Mit der Nationalen Wasserstoffstrategie

hat Deutschland die Rahmenbedingungen für eine Wasserstoffwirtschaft formuliert. Im Rahmen des TranHyDE-Leitprojekts, sollen die Weichen für eine einheitliche Normung, Standardisierung und Zertifizierung gestellt werden. Diesem Punkt wird auch von den Experten ein hoher Stellenwert zugesprochen. Ökologische und soziale Aspekte sind nicht zu vernachlässigen und werden von Kleemiß als wichtig erkannt, nehmen aber eine eher nachgeordnete Rolle ein, da grüner Wasserstoff von Natur aus als umweltfreundlich gilt. Sofern der regulatorische Rahmen der EU zeitnah gesetzt wird, könnte sich Deutschland laut Helmcke in zehn Jahren in einer fortgeschrittenen Realisierungsphase befinden. Dabei sieht die BEBS insbesondere im Norden gute Chancen für eine deutsche Wasserstoffwirtschaft. Generell blicken alle Interviewpartner positiv in die Zukunft und halten die Ziele der Bundesregierung für machbar.

## 6 Literaturverzeichnis

Ahluwalia, R. K.; Peng, J.-K.; Wang, X.; Cullen, D. A.; Steinbach, A. J. (2017): Long-Term Stability of Nanostructured Thin Film Electrodes at Operating Potentials. In: *J. Electrochem. Soc.* 164 (4), 306-320. DOI: 10.1149/2.0881704jes.

Aziz, Muhammad; Wijayanta, Agung Tri; Nandiyanto, Asep Bayu Dani (2020): Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization. In: *Energies* 13 (12), S. 1–25. DOI: 10.3390/en13123062.

Behrens, Malte (2015): Chemical hydrogen storage by methanol: Challenges for the catalytic methanol synthesis from CO<sub>2</sub>. In: *Recyclable Catalysis* 2 (1). DOI: 10.1515/recat-2015-0009.

Best, Stefan; Becker, Daniel; Schulz, Detlef (2021): Power-to-Gas – Funktionsweise, Technologien und Anwendungen. Unter Mitarbeit von Helmut-Schmidt-Universität Hamburg: Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr, Fakultät für Elektrotechnik, Professur für Elektrische Energiesysteme.

Birch, Hayley (2016): 50 Schlüsselideen Chemie. Berlin, Heidelberg: Springer (Sachbuch). Online verfügbar unter <http://www.springer.com/>.

Bocanegra-Bernal, M. H.; La Torre, S. Díaz de (2002): Phase transitions in zirconium dioxide and related materials for high performance engineering ceramics. In: *Journal of Materials Science* 37 (23), S. 4947–4971. DOI: 10.1023/A:1021099308957.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019): Ideenwettbewerb "Wasserstoffrepublik Deutschland". Sofortinitiative des Bundesministeriums für Bildung und Forschung zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung. Online verfügbar unter [https://www.ptj.de/lw\\_resource/datapool/systemfiles/cbox/6328/live/lw\\_bekdoc/f-C3-B6rderauf-ideenwettbewerb-wasserstoffrepublik-deutschland.pdf](https://www.ptj.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/6328/live/lw_bekdoc/f-C3-B6rderauf-ideenwettbewerb-wasserstoffrepublik-deutschland.pdf).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Online verfügbar unter [https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=2).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2021): Bericht der Bundesregierung zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Online verfügbar unter [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=14](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=14).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi); Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2021): IPCEI-Standortkarte. Online verfügbar unter [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/I/ipcei-standorte.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/I/ipcei-standorte.pdf?__blob=publicationFile&v=8).

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (o. J.): IPCEI Wasserstoff: Gemeinsam einen Europäischen Wasserstoffmarkt schaffen. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hg.) (2021): Manifesto for the development of a European “Hydrogen Technologies and Systems” value chain. Online verfügbar unter [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/manifesto-for-development-of-european-hydrogen-technologies-systems-value-chain.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=18](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/manifesto-for-development-of-european-hydrogen-technologies-systems-value-chain.pdf?__blob=publicationFile&v=18).

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022): Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, S. 1–178. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetzentwurf-enwg-novelle.pdf>.

Bundesnetzagentur (2022): Energie Umstellung von L- auf H-Gas. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/UmstellungGas/start.html>.

Büsch, Mario (2019): Fahrplan zur Transformation des Einkaufs. So erreichen Sie Spitzenleistung in der Beschaffung. Wiesbaden, Heidelberg: Springer Gabler.

Cheema, Izzat Iqbal; Krewer, Ulrike (2018): Operating envelope of Haber-Bosch process design for power-to-ammonia. In: *RSC advances* 8 (61), S. 34926–34936. DOI: 10.1039/c8ra06821f.

Dertinger, Andrea; Schimmel, Matthias; Jörling, Korinna; Bietenholz, Diego; Schult, Henrik; Steinbacher, Karoline; Kerres, Pia (2022): Covering Germany’s green hydrogen demand: Transport options for enabling imports. Hg. v. Guidehouse Germany GmbH. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter <https://guidehouse.com/insights/energy/2022/imports-germanys-hydrogen-demand>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) (2020): Power-to-Gas. Die Zukunftstechnologie der Energiewirtschaft. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/themen/energie-wende/power-to-gas>, zuletzt geprüft am 16.01.2023.

DIN 50969-1: DIN 50969-1:2009-06, Vermeidung fertigungsbedingter wasserstoffinduzierter Sprödbrüche bei hochfesten Bauteilen aus Stahl\_ Teil\_1: Vorbeugende Maßnahmen.

Dörr, H.; Kröger, K.; Köppel, W.; Burmeister, F.; Senner, J.; Nitschke-Kowsky, P. et al. (2016): Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz. In: *Energie-, Wasser-Praxis* (11), S. 50–59. Online verfügbar unter [https://www.dvgw-ebi.de/medien/dvgw-ebi/2\\_themen/publikationen/2016-nov-ewp-doerr.pdf](https://www.dvgw-ebi.de/medien/dvgw-ebi/2_themen/publikationen/2016-nov-ewp-doerr.pdf).

E.ON, Avacon und DVGW (2021): Erstmals 20 Prozent Wasserstoff im deutschen Gasnetz. Innovationsprojekt von E.ON, Avacon und DVGW startet mit Wasserstoffbeimischung. Helmstedt. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/presse/gempi-dvgw-avacon-eon-beimischung-h2.pdf>, zuletzt geprüft am 12.12.2022.

Ebbesen, Sune Dalgaard; Knibbe, Ruth; Mogensen, Mogens (2012): Co-Electrolysis of Steam and Carbon Dioxide in Solid Oxide Cells. In: *J. Electrochem. Soc.* 159 (8), F482-F489. DOI: 10.1149/2.076208jes.

Egenolf-Jonkmanns, Bärbel; Glasner, Christoph; Seifert, Ulrich; Küper, Malte; Schaefer, Thilo; Merten, Frank et al. (2021): Wasserstoffimporte. Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030. Unter Mitarbeit von Simon Heck und Steffen Lange. Hg. v. SCI4climate.NRW. Gelsenkirchen. Online verfügbar unter [https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user\\_upload/Studien/Gutachten/PDF/2021/Bereitstellung\\_von\\_Wasserstoff\\_bis\\_2030.pdf](https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2021/Bereitstellung_von_Wasserstoff_bis_2030.pdf).

EMCEL GmbH (Hg.) (2019): Warum fasst ein Wasserstofftank bei 700 bar nicht doppelt so viel wie bei 350 bar? Online verfügbar unter <https://emcel.com/de/warum-fasst-ein-wasserstofftank-bei-700-bar-nicht-doppelt-so-viel-wie-bei-350-bar/>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Europäische Kommission (o. J.): Supporting clean hydrogen. Online verfügbar unter [https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen\\_en](https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen_en), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Europäische Kommission (2022): IPCEI: EU-Kommission gibt grünes Licht zur Förderung von Wasserstofftechnologie – auch in Deutschland. Online verfügbar unter [https://germany.representation.ec.europa.eu/news/ipcei-eu-kommission-gibt-grunes-licht-zur-forderung-von-wasserstofftechnologie-auch-deutschland-2022-07-15\\_de](https://germany.representation.ec.europa.eu/news/ipcei-eu-kommission-gibt-grunes-licht-zur-forderung-von-wasserstofftechnologie-auch-deutschland-2022-07-15_de), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Falbe, Jürgen; Regitz, Manfred (Hg.) (1991): Römpp-Chemie-Lexikon. Bd. 4: M-Pk. 9., erw. und neubearb. Aufl. Stuttgart: Thieme.

Francke, Volkhard (2021): „Grünes“ Ammoniak für die Energiewende – „Power to Ammonia“. Hg. v. SVP Deutschland AG. Online verfügbar unter <https://www.svp.de/power-to-ammonia/>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Fraunhofer IEE (2022): HyAfrica untersucht natürlichen Wasserstoff in Afrika als alternative Energiequelle. Online verfügbar unter <https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/2022/natuerlicher-wasserstoff-als-alternative-energiequelle.html>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Fraunhofer IFAM (o. J.): Electrolysis. Dresden. Online verfügbar unter <https://www.ifam.fraunhofer.de/en/Aboutus/Locations/Dresden/HydrogenTechnology/elektrolysis.html>, zuletzt geprüft am 16.01.2023.

GAUFF GmbH & Co. Engineering KG (Hg.) (2022): H2 Angola. Green Hydrogen Project in Angola. Nürnberg.

Ghaib, Karim; Nitz, Korbinian; Ben-Fares, Fatima-Zahrae (2016): Katalytische Methanisierung von Kohlenstoffdioxid. In: *Chemie Ingenieur Technik* 88 (10), S. 1435–1443. DOI: 10.1002/cite.201600066.

Göbelbecker, Jona (2021): Pläne für ein Wasserstoffnetz in Deutschland und Europa. Hg. v. Hüthig GmbH. Heidelberg. Online verfügbar unter <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/wasserstoff/plaene-fuer-ein-nationales-wasserstoff-netz-in-deutschland-341.html>, zuletzt geprüft am 04.03.2023.

Halbig, Anna; Koppers, Mario; Lemken, Dorothee (2023a): Standardsetzung im Bereich Wasserstoff. Teil 3: Transport von Wasserstoff in Behältern. Stiftung Umweltenergierecht; ZBT - Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH. Online verfügbar unter [https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2023/01/Halbig-Koppers-Lemken\\_Standardsetzung-Wasserstoff-Teil3-Transport-Behaelter\\_2023-01-30.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2023/01/Halbig-Koppers-Lemken_Standardsetzung-Wasserstoff-Teil3-Transport-Behaelter_2023-01-30.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Halbig, Anna; Koppers, Mario; Lemken, Dorothee (2023b): Standardsetzung im Bereich Wasserstoff. Teil 4: Transport von Wasserstoff per Pipeline. Stiftung Umweltenergierecht; ZBT - Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH. Online verfügbar unter [https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2023/01/Halbig-Koppers-Lemken\\_Standardsetzung-Wasserstoff-Teil4-Transport-Pipeline\\_2023-01-30.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2023/01/Halbig-Koppers-Lemken_Standardsetzung-Wasserstoff-Teil4-Transport-Pipeline_2023-01-30.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Hayd, Jan (2012): Nanoskalige Kathoden für den Einsatz in Festelektrolyt-Brennstoffzellen bei abgesenkten Betriebstemperaturen. Zugl.: Karlsruher Institut für Technologie, KIT, Diss., 2012. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing (Schriften des Instituts für Werkstoffe der Elektrotechnik, Karlsruher Institut für Technologie / Institut für Werkstoffe der Elektrotechnik, 21).

Herrig, Stefan (2022): Die Wasserstoff-Farbpalette. In: *CITplus* 25 (10), S. 52–53. DOI: 10.1002/citp.202201028.

Hodges, Aaron; Hoang, Anh Linh; Tsekouras, George; Wagner, Klaudia; Lee, Chong-Yong; Swiegers, Gerhard F.; Wallace, Gordon G. (2022): A high-performance capillary-fed electrolysis cell promises more cost-competitive renewable hydrogen. In: *Nature communications* 13 (1), S. 1304. DOI: 10.1038/s41467-022-28953-x.

Hornig, Pauline; Kalis, Michael; Heinecke, Sabrina; Glahe, Jannis (2020): Wasserstoff - Farbenlehre. Rechtswissenschaftliche und rechtspolitische Kurzstudie. Hg. v. IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. Online verfügbar unter <https://www.ikem.de/projekt/wasserstoff-farbenlehre/>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.



Ikäheimo, Jussi; Kiviluoma, Juha; Weiss, Robert; Holttinen, Hannele (2018): Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (36), S. 17295–17308. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.06.121.

IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (2022): Über die Hälfte der Normen auf Wasserstoff anwendbar. TransHyDE-Verbund erstellt Datenbank zu Normung, Standardisierung und Zertifizierung der Wasserstoff-Transportinfrastruktur. Online verfügbar unter <https://www.ikem.de/ueber-die-haelfte-der-normen-auf-wasserstoff-anwendbar/>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Jensen, Søren Højgaard; Sun, Xiufu; Ebbesen, Sune Dalgaard; Knibbe, Ruth; Mogensen, Mogens (2010): Hydrogen and synthetic fuel production using pressurized solid oxide electrolysis cells. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 35 (18), S. 9544–9549. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2010.06.065.

Jungmeier, Gerfried (2006): Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich - Ein Energieträger der Zukunft? Graz. Online verfügbar unter [https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw\\_pdf/0640\\_oeko-wasserstoff.pdf](https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/0640_oeko-wasserstoff.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Kapp, Fabian (2022): Wasserstoff-Farbenlehre. Hg. v. Gräbener Maschinenteknik GmbH & Co. KG. Online verfügbar unter <https://www.graebener.com/de/blog/wasserstoff-farbenlehre>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Katner, Johannes; Bluhm, Hannes (2022): Umweltauswirkungen von Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Technologien. Lebenszyklusanalyse ausgewählter Prozesse für eine Produktion in Deutschland und Nordafrika. Unter Mitarbeit von Angelina Berger und Max-Julian Gerlach. Hg. v. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.ioew.de/fileadmin/user\\_upload/BILDER\\_und\\_Downloaddateien/Publikationen/Schriftenreihen/IOEW\\_DP\\_74\\_Umweltauswirkungen\\_von\\_PtG-\\_und\\_PtL-Technologien.pdf](https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/Schriftenreihen/IOEW_DP_74_Umweltauswirkungen_von_PtG-_und_PtL-Technologien.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Kaufmann, Traute (2021): Strategiewerkzeuge aus der Praxis. Analyse und Beurteilung der strategischen Ausgangslage. Berlin, Heidelberg: Springer Gabler.

KREUTER, W. (1998): Electrolysis: The important energy transformer in a world of sustainable energy. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 23 (8), S. 661–666. DOI: 10.1016/S0360-3199(97)00109-2.

Krieg, Dennis (2012): Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Zugl.: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2012. Jülich: Forschungszentrum Jülich (Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt, 144). Online verfügbar unter <http://hdl.handle.net/2128/4608>.

Krishnamoorti, Ramanan; Datta, Aparajita (2019): Dual Use LNG Shipping: A Gamechanger For Carbon Management? Hg. v. Forbes Media LLC. Online verfügbar unter <https://www.forbes.com/sites/uhenergy/2019/02/28/dual-use-lng-shipping-a-gamechanger-for-carbon-management/>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Lehner, Markus; Tichler, Robert; Steinmüller, Horst; Koppe, Markus (2014): Power-to-Gas: Technology and Business Models. Cham: Springer International Publishing.

Léonardi, Jacques; Baumgartner, Michael; Krusch, Oliver (2004): CO<sub>2</sub>-Reduktion und Energieeffizienz im Straßengüterverkehr. Unter Mitarbeit von Karin Hofmann, Ingo Möller, Karin Hartmann, Sabine Hutfilter, Ralf Müller, Annika Schäfer und Jan Sellmann. Hg. v. Max-Planck-Institut für Meteorologie. Hamburg. Online verfügbar unter <https://hdl.handle.net/11858/00-001M-0000-0012-00E2-B>.

Li, Chengcheng; Wang, Tuo; Gong, Jinlong (2020): Alternative Strategies Toward Sustainable Ammonia Synthesis. In: *Trans. Tianjin Univ.* 26 (2), S. 67–91. DOI: 10.1007/s12209-020-00243-x.

Li, Ji-Qiang; Chen, Yan; Ma, Yong Biao; Kwon, Jeong-Tae; Xu, Heng; Li, Ji-Chao (2023): A study on the Joule-Thomson effect of during filling hydrogen in high pressure tank. In: *Case Studies in Thermal Engineering* 41, S. 102678. DOI: 10.1016/j.csite.2022.102678.

Lüders, Klaus (1985): Erzeugung tiefer Temperaturen. In: *Phys. Unserer Zeit* 16 (3), S. 89–97. DOI: 10.1002/piuz.19850160304.

Machhammer, Otto; Bode, Andreas; Hormuth, Wolfgang (2015): Ökonomisch/ökologische Betrachtung zur Herstellung von Wasserstoff in Großanlagen. In: *Chemie Ingenieur Technik* 87 (4), S. 409–418. DOI: 10.1002/cite.201400151.

Menzler, Norbert H.; Tietz, Frank; Uhlenbruck, Sven; Buchkremer, Hans Peter; Stöver, Detlev (2010): Materials and manufacturing technologies for solid oxide fuel cells. In: *Journal of Materials Science* 45 (12), S. 3109–3135. DOI: 10.1007/s10853-010-4279-9.

Milella, Vito; Nachbar, Bodo; Kelly, Andrew; Lieske, Stefan; Bude, Stephan; Bayer, Thomas et al. (2020): Potenzialbeschreibung – Wasserstofftransport über das Schienennetz. Hg. v. DB Energie GmbH. Online verfügbar unter [https://blog.lea-hessen.de/wp-content/uploads/2020/08/20200731\\_Potenzialbeschreibung-Wasserstofftransport-%C3%BCber-das-Schienennetz\\_extern.pdf](https://blog.lea-hessen.de/wp-content/uploads/2020/08/20200731_Potenzialbeschreibung-Wasserstofftransport-%C3%BCber-das-Schienennetz_extern.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Mulder, Machiel; Perey, Peter L.; Moraga, José L. (2019): Outlook for a Dutch hydrogen market. Groningen: Centre for Energy Economics Research, University of Groningen (CEER Policy Papers). Online verfügbar unter [https://www.rug.nl/ceer/blog/ceer\\_policypaper\\_5\\_web.pdf](https://www.rug.nl/ceer/blog/ceer_policypaper_5_web.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Münchener Zeitungs-Verlag GmbH & Co. KG (Hg.) (2022): Grüner Wasserstoff aus Afrika: Hoffnung in der Energiekrise. Online verfügbar unter <https://www.merkur.de/wirtschaft/gruener-wasserstoff-aus-afrika-hoffnung-in-der-energiekrise-zr-91770652.html>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Nationaler Wasserstoffrat (Hg.) (2021): Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021–2025. Online verfügbar unter [https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02\\_NWR-Wasserstoff-Aktionsplan.pdf](https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Wasserstoff-Aktionsplan.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Ni, M.; Leung, M.; Leung, D. (2008): Technological development of hydrogen production by solid oxide electrolyzer cell (SOEC). In: *International Journal of Hydrogen Energy* 33 (9), S. 2337–2354. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.02.048.

Niermann, M.; Timmerberg, S.; Drünert, S.; Kaltschmitt, M. (2021): Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 135, S. 110171. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110171.

Noyan, Omer Faruk; Hasan, Muhammad Mahmudul; Pala, Nezh (2023): A Global Review of the Hydrogen Energy Eco-System. In: *Energies* 16 (3), S. 1–22. DOI: 10.3390/en16031484.

Pasieka, Lucian; Achenbach, Manfred (2014): Dichtigkeit und Permeation in Wasserstoffanwendungen – ein Beitrag zur Werkstoffauswahl. Online verfügbar unter [https://www.researchgate.net/profile/Lucian-Pasieka/publication/343988670\\_Dichtigkeit\\_und\\_Permeation\\_in\\_Wasserstoffanwendungen\\_-\\_ein\\_Beitrag\\_zur\\_Werkstoffauswahl/links/5f4cd28ba6fdcc14c5f4b96d/Dichtigkeit-und-Permeation-in-Wasserstoffanwendungen-ein-Beitrag-zur-Werkstoffauswahl.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Lucian-Pasieka/publication/343988670_Dichtigkeit_und_Permeation_in_Wasserstoffanwendungen_-_ein_Beitrag_zur_Werkstoffauswahl/links/5f4cd28ba6fdcc14c5f4b96d/Dichtigkeit-und-Permeation-in-Wasserstoffanwendungen-ein-Beitrag-zur-Werkstoffauswahl.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (Hg.) (2022): Wasserstoff – Energieträger der Zukunft. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/wasserstoff-technologie-1732248>, zuletzt geprüft am 05.03.2023.

Quaschnig, Volker (2020): Erneuerbare Energien und Klimaschutz. Hintergründe - Techniken und Planung - Ökonomie und Ökologie - Energiewende. 5., aktualisierte Auflage. München: Hanser (Ciando library). Online verfügbar unter [https://ebooks.ciando.com/book/index.cfm/bok\\_id/2800109](https://ebooks.ciando.com/book/index.cfm/bok_id/2800109).

Rafiqul, Islam; Weber, Christoph; Lehmann, Bianca; Voss, Alfred (2005): Energy efficiency improvements in ammonia production—perspectives and uncertainties. In: *Energy* 30 (13), S. 2487–2504. DOI: 10.1016/j.energy.2004.12.004.

Reuß, Markus; Dimos, Paris; Léon, Aline; Grube, Thomas; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2021): Hydrogen Road Transport Analysis in the Energy System: A Case Study for Germany through 2050. In: *Energies* 14 (11), S. 3166. DOI: 10.3390/en14113166.

Robinius, Martin (2015): Strom- und Gasmärkte zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek (Schriften des Forschungszentrums Jülich : [...], Reihe Energie & Umwelt, Band 300). Online verfügbar unter <https://publications.rwth-aachen.de/record/565873/files/565873.pdf>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Romm, Joseph J. (2006): Der Wasserstoff-Boom. Wunsch und Wirklichkeit beim Wettlauf um den Klimaschutz. Weinheim: Wiley-VCH. Online verfügbar unter [http://bvbr.bib-bvb.de:8991/F?func=service&doc\\_library=BVB01&doc\\_number=014744925&line\\_number=0002&func\\_code=DB\\_RECORDS&service\\_type=MEDIA](http://bvbr.bib-bvb.de:8991/F?func=service&doc_library=BVB01&doc_number=014744925&line_number=0002&func_code=DB_RECORDS&service_type=MEDIA).

Rönsch, Stefan; Ortwein, Andreas (2011): Methanisierung von Synthesegasen - Grundlagen und Verfahrensentwicklungen. In: *Chemie Ingenieur Technik* 83 (8), S. 1200–1208. DOI: 10.1002/cite.201100013.

Sanz-Bermejo, Javier; Muñoz-Antón, Javier; Gonzalez-Aguilar, José; Romero, Manuel (2015): Part load operation of a solid oxide electrolysis system for integration with renewable energy sources. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 40 (26), S. 8291–8303. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.04.059.

Scheuermann, Armin (2022): Flüssiger Wasserstoff, Ammoniak oder LOHC – was spricht für welchen H<sub>2</sub>-Träger? Hg. v. Hüthig GmbH. Online verfügbar unter <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/wasserstoff/fluessiger-wasserstoff-ammoniak-oder-lohc-was-spricht-fuer-welchen-h2-traeger-381.html>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Schiebahn, Sebastian; Grube, Thomas; Robinius, Martin; Tietze, Vanessa; Kumar, Bhunesh; Stolten, Detlef (2015): Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 40 (12), S. 4285–4294. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.01.123.

Schmidt, Thomas (2022): Wasserstofftechnik. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG.

Schmieder, H.; Henrich, E.; Dinjus, E. (2000): Wasserstoffgewinnung durch Wasserspaltung mit Biomasse und Kohle. Hg. v. Forschungszentrum Karlsruhe GmbH. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/270048680/3814016>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Schnurrnberger, Werner; Janßen, Holger; Wittstadt, Ursula (2004): Wasserspaltung mit Strom und Wärme. Online verfügbar unter [https://www.fvee.de/wp-content/uploads/2022/02/th2004\\_03\\_01.pdf](https://www.fvee.de/wp-content/uploads/2022/02/th2004_03_01.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Schollenberger, Dominik; Bajohr, Siegfried; Reimert, Rainer; Kolb, Thomas (2018): Einsatz von Wabenreaktoren zur Methanisierung bei Power- to-Gas-Prozessen. In: *gwf / Gas + Energie* (10), S. 108–115. Online verfügbar unter <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000087322>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Schomaker, Rahel M.; Sitter, Alexander (2019): PEST(EL)-Analyse. Kritische Reflexion und mögliche Erweiterungen. Kärnten (Working Paper Series, No. [3] / 2019). Online verfügbar unter <http://www.fh-kaernten.at/unser-studienangebot/wirtschaft-management/forschung/working-paper-series/>.

Sicker, Dieter (2020): Landschaftsgestalter CO<sub>2</sub>. In: *Chem. Unserer Zeit* 54 (6), S. 402–406. DOI: 10.1002/ciuz.202000007.

Sood, Sumit; Prakash, Om; Boukerdja, Mahdi; Dieulot, Jean-Yves; Ould-Bouamama, Belkacem; Bressel, Mathieu; Gehin, Anne-Lise (2020): Generic Dynamical Model of PEM Electrolyser under Intermittent Sources. In: *Energies* 13 (24), S. 1–34. DOI: 10.3390/en13246556.

Sterner, Michael (2016): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Online verfügbar unter <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=4921175>.

Stiller, Christoph; Schmidt, Patrick; Michalski, Jan; Wurster, Reinhold; Albrecht, Uwe; Bünger, Ulrich; Altmann, Matthias (2010): Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein. Hg. v. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH.

Systemans, Thomas (2021): Normung, Standardisierung und Zertifizierung der Wasserstoff-Transportinfrastruktur. Umfangreiche Forschungsaktivitäten unter Beteiligung des DVGW laufen an. In: *Energie-, Wasser-Praxis* (10), S. 64. Online verfügbar unter [https://www.energie-wasser-praxis.de/fileadmin/PDF/ewp\\_1021\\_DVGW\\_Aktuell\\_H2.pdf](https://www.energie-wasser-praxis.de/fileadmin/PDF/ewp_1021_DVGW_Aktuell_H2.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Tarasov, Boris P.; Fursikov, Pavel V.; Volodin, Alexey A.; Bocharnikov, Mikhail S.; Shimkus, Yustinas Ya; Kashin, Aleksey M. et al. (2021): Metal hydride hydrogen storage and compression systems for energy storage technologies. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 46 (25), S. 13647–13657. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.07.085.

Theobald, Elke (2018): PESTEL-Analyse. Die wichtigsten Einflussfaktoren der Makroumwelt. Pforzheim. Online verfügbar unter [https://www.management-monitor.de/de/infothek/whitepaper\\_pestel\\_Analyse.pdf](https://www.management-monitor.de/de/infothek/whitepaper_pestel_Analyse.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Thomann, J.; Edenhofer, L.; Hank, C.; Lorych, L.; Marscheider-Weidemann, F.; Stamm, A. et al. (2022): Hintergrundpapier zu nachhaltigem grünen Wasserstoff und Syntheseprodukten. HYPAT Working Paper 01/2022. Hg. v. Fraunhofer ISI. Karlsruhe. Online verfügbar unter [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/HYPAT\\_Working\\_Paper\\_01-2022\\_Hintergrundpapier\\_zu\\_nachhaltigem\\_gruenen\\_Wasserstoff\\_und\\_Syntheseprodukten.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/HYPAT_Working_Paper_01-2022_Hintergrundpapier_zu_nachhaltigem_gruenen_Wasserstoff_und_Syntheseprodukten.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Tjarks, Geert Hauke (2017): PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen. = PEM-electrolysis-systems for the integration in power-to-gas applications Der. Jülich:

Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek (Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie & Umwelt, Band 366). Online verfügbar unter <https://publications.rwth-aachen.de/record/689617/files/689617.pdf>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Töpler, Johannes (Hg.) (2014): Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.

Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation (o. J.): R&D of Solid Oxide Electrolysis Cell (SOEC). Online verfügbar unter <https://www.global.toshiba/ww/products-solutions/hydrogen/research.html>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

TÜV SÜD AG (o. J.a): Eigenschaften von Wasserstoff. Online verfügbar unter <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoffzellen-info/wasserstoff/eigenschaften-von-wasserstoff>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

TÜV SÜD AG (o. J.b): H<sub>2</sub>-Readiness Zertifizierung für Werkstoffe, Komponenten und Kraftwerke. Online verfügbar unter <https://www.tuvsud.com/de-de/branchen/energie/erneuerbare-energien/brennstoffzellen-wasserstoffzellen/h2-ready>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Ursua, Alfredo; Gandia, Luis M.; Sanchis, Pablo (2012): Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends. In: *Proc. IEEE* 100 (2), S. 410–426. DOI: 10.1109/JPROC.2011.2156750.

Van Rossum, Rik; Jens, Jaro; La Guardia, Gemma; Wang, Anthony; Kühnen, Luis; Overgaag, Martijn (2022): European Hydrogen Backbone. A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. Online verfügbar unter <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Viebahn, Peter; Zelt, Ole; Fishedick, Manfred; Wietschel, Martin; Hirzel, Simon; Horst, Juri (Hg.) (2018): Technologien für die Energiewende - Technologiebericht Band 2 : Teilbericht 2 zum Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts "Trends und Perspektiven der Energieforschung". Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; Zukünftige Energie- und Industriesysteme. Wuppertal (Wuppertal Report). Online verfügbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-70837>.

Wang, Anthony; Jens, Jaro; Mavins, David; Moultak, Marissa; Schimmel, Matthias; van der Leun, Kees et al. (2021): European Hydrogen Backbone. Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. Online verfügbar unter <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen-June-2021-v3.pdf>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Wang, Lu; Xia, Meikun; Wang, Hong; Huang, Kefeng; Qian, Chenxi; Maravelias, Christos T.; Ozin, Geoffrey A. (2018): Greening Ammonia toward the Solar Ammonia Refinery. In: *Joule* 2 (6), S. 1055–1074. DOI: 10.1016/j.joule.2018.04.017.

Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE (2022): TransHyDE. Transport- und Speicherinfrastruktur für Grünen Wasserstoff. Online verfügbar unter [https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw\\_resource/data-pool/systemfiles/elements/files/E91E9A6BBB920D99E0537E695E863178/current/document/TransHyDE\\_Projektbroschuere.pdf](https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/data-pool/systemfiles/elements/files/E91E9A6BBB920D99E0537E695E863178/current/document/TransHyDE_Projektbroschuere.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Wijayanta, Agung Tri; Oda, Takuya; Purnomo, Chandra Wahyu; Kashiwagi, Takao; Aziz, Muhammad (2019): Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (29), S. 15026–15044. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.112.

Wille, Leif; Witt, Alexander; Flint, Alfred (2011): Überspannung „sichtbar“ gemacht. In: *CHEMKON* 18 (1), S. 7–13. DOI: 10.1002/ckon.201010130.

Winter, Carl-Jochen; Nitsch, Joachim (Hg.) (1989): Wasserstoff als Energieträger. Technik, Systeme, Wirtschaft. Zweite, überarbeitete und erweiterte Auflage. Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg.

Zapf, Martin (2017): Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem. Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. Online verfügbar unter <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=4794305>.

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) (2021): Elektrolyse – Basics IV. Von der Elektrolysezelle zum Elektrolyseblock. Online verfügbar unter [https://www.zsw-bw.de/uploads/media/20210401\\_ZSW\\_Elektrolyse\\_Basics\\_IV\\_Zelle\\_Block.pdf](https://www.zsw-bw.de/uploads/media/20210401_ZSW_Elektrolyse_Basics_IV_Zelle_Block.pdf), zuletzt geprüft am 07.03.2023.

Zimmer, René (2013): HyTrust - Auf dem Weg in die Wasserstoffgesellschaft. Unabhängiges Institut für Umweltfragen e.V. Online verfügbar unter <https://edocs.tib.eu/files/e01fn16/872861279.pdf>, zuletzt geprüft am 07.03.2023.

## 7 Anhang

A1	Projektflyer zu grünem Ammoniak in Angola.....	XVI
A2	Übersicht der Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland (Stand: März 2020).....	XVIII
A3	Experteninterviews zur Wasserstofferzeugung sowie zum Transport und dessen Infrastruktur in Deutschland .....	XIX
A4	Experteninterviews zur Wasserstofferzeugung und dessen Verwendung in der deutschen Industrie.....	XXXIV



# A1 Projektflyer zu grünem Ammoniak in Angola



H<sub>2</sub> Angola  
Green Hydrogen Project in Angola

Green Ammonia Production Plant with a  
Capacity of 400 MW



copyright  
GAUFF GmbH & Co. Engineering KG  
Pissauer Str. 7  
90480 Nuremberg | Germany  
+49 911 42465-0 | gauff-nue@gaufl.net

06.2022

## Sonangol - Conjuncta - GAUFF Engineering



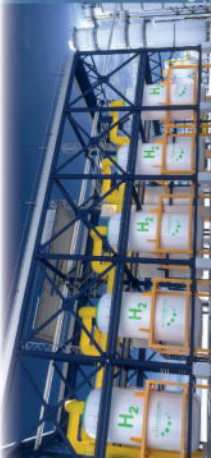
Proposed Green Ammonia Production Plant

### Project Idea

Angola has a very high potential for hydropower. A significant amount of the available green energy is unused because the surplus electricity is currently not being purchased. Surplus green-generated energy is available at the marine port "Terminal Oceânico" at Barra do Dande. Further hydropower plants are currently under construction. As an oil and LNG exporter, Angola has professional governmental organizations in this field as well as existing international customers with long-term supply contracts.

The political situation in Angola is stable. Bilateral relations between Angola and Germany are very good. At the end of 2021, Germany opened an energy office dedicated to hydrogen in Angola. Angola has developed a strategy to diversify its economy: in addition to the export of oil and LNG, which account for the majority of the country's revenues, Angola wants to establish a third export pillar in the country with hydrogen and its derivatives. In addition, Angola has established its own Sustainable Energy Research Centre to research and develop the best sustainable green energy technology for the country's needs.

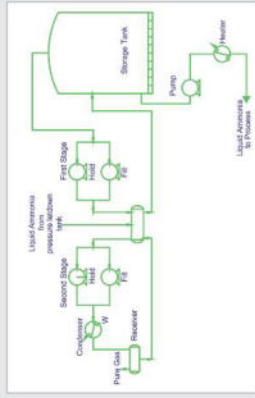
Considering the aforementioned favourable conditions, Sonangol, GAUFF Engineering and Conjuncta have developed the idea of using the already installed but unused surplus of energy. This well-adjustable and stable hydropower supply will be used with an electrolysis capacity of 400 MW to produce the H<sub>2</sub> derivative Ammonia.



H<sub>2</sub> Storage

### Proposed Green Ammonia Production Plant

- Electrolysis capacity of 400 MW
- Annual production capacity of about 280,000 tons
- Further phases are possible



Technical Illustration



Terminal Oceânico at Barra do Dande

### Existing Port

Sonangol Marine Terminal

Phase I, Storage park:

- 480,000 m<sup>3</sup> of liquid fuels - gasoline and diesel
- 102,000 m<sup>3</sup> of liquefied petroleum gas (LPG)
- Corresponding infrastructure necessary for gas and liquid fuel storage and transportation
- Jettis equipped for vessels up to 150,000 DWT

Phase II, Storage park:

- Extension of storage capacity with 13 extra tanks

Phase III, Alternative fuels:

- Proposed H<sub>2</sub> manufacturing plant



Terminal Oceânico at Barra do Dande



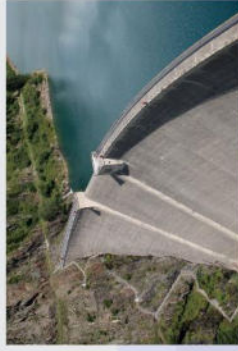
Existing Pump Station & Rising Main for Water Supply

### Existing Water Supply

The already constructed pump station and rising main from the river Dande to the port "Terminal Oceânico" is designed to deliver the required quantity for the proposed H<sub>2</sub> production plant.

### Existing Green Electricity

Located close to the port "Terminal Oceânico" at Barra do Dande is the Kapani substation. The hydropower plant Laíca is directly connected to this substation and is currently not operating at its full capacity. The surplus energy can be activated and used for the H<sub>2</sub> plant.

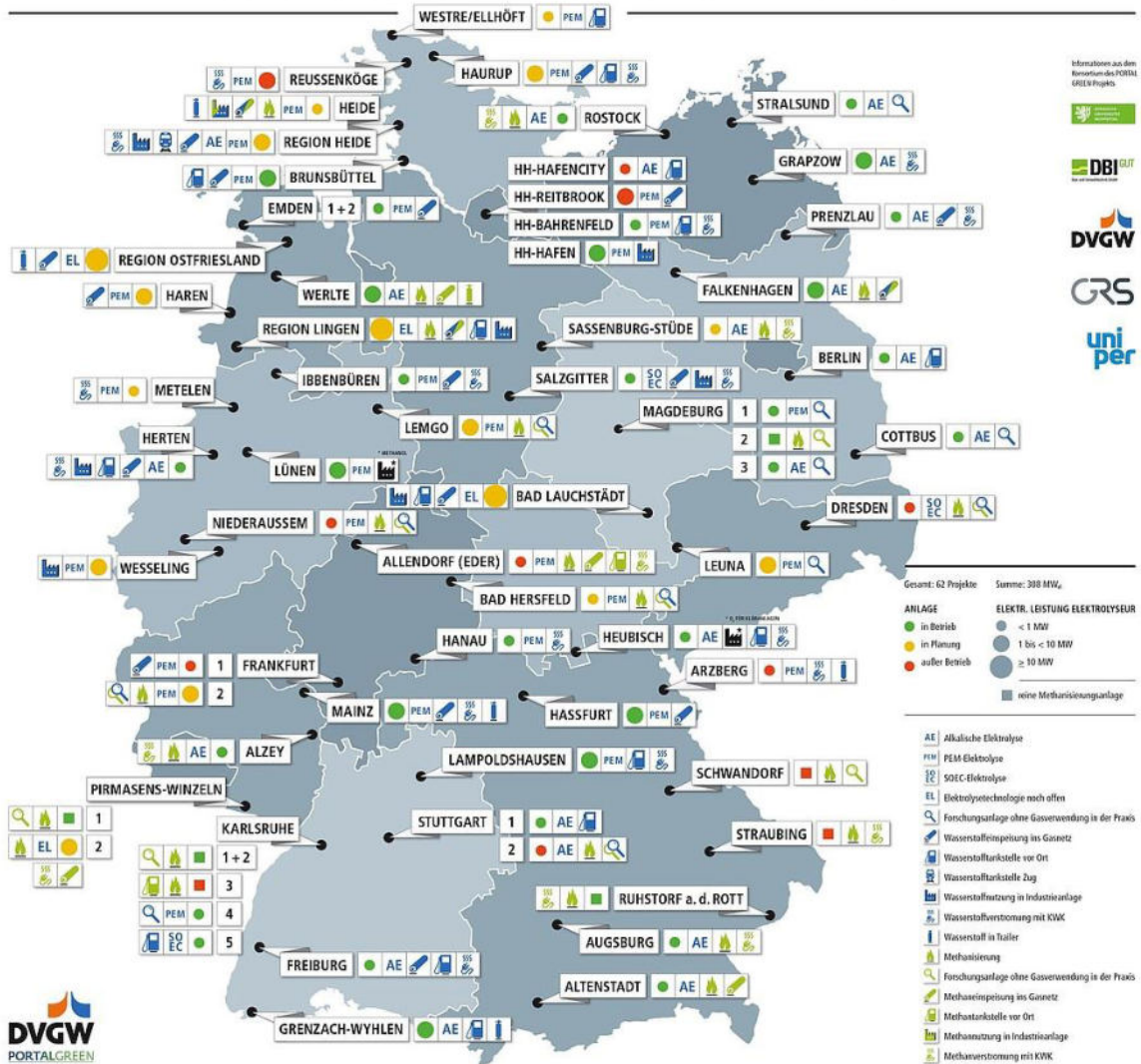


Hydropower station

# A2 Übersicht der Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland (Stand: März 2020)

## WO AUS WIND UND SONNE GRÜNES GAS WIRD ...

EINE ÜBERSICHT DER POWER-TO-GAS-PROJEKTE IN DEUTSCHLAND



<p><b>BADEN-WÜRTTEMBERG</b>                  FREIBURG: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Badema AG &amp; Co. KG, INHETE GmbH, Hochschule Offenburg                  LAMPOLDSHAUSEN: ZEAG Energie AG, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.                  GRENZACH-WYHLLEN: Energiedienst Holding AG                  KARLSRUHE 1: Engler-Bunte-Institut am KIT                  KARLSRUHE 2: DZL/ETI Industriepark am IIR                  KARLSRUHE 3: Engler-Bunte-Institut am KIT                  KARLSRUHE 4: Engler-Bunte-Institut am KIT                  KARLSRUHE 5: TOTAL Deutschland GmbH, Sunfire GmbH                  STUTTGART 1: Netze BW GmbH                  STUTTGART 2: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)                  BAYERN                  HASSFURT: Windgas Hallertal GmbH &amp; Co. KG                  ALTENSTADT: MicroFlynn GmbH</p>	<p><b>REINHOLD AN DER ROIT:</b> Hochschule Landshut, Technologiezentrum Energie                  AUGSBURG: Stadtwerke Augsburg Holding GmbH                  SCHWANDORF: msaEnergy GmbH                  STRALZUND: MSA Energy GmbH                  ARZBERG: Bayernisches Zentrum für Angewandte Energieforschung, YE  <b>BRANDENBURG</b>                  COTTBUS: RTU Cottbus                  FALKENHAGEN: Unger Energy Storage GmbH                  BERLIN: BERLIN SCHWENDEL Flughafen BER: TOTAL Deutschland GmbH                  PRENZLAU: ENERTRAG AG  <b>HAMBURG</b>                  HH-HAFENCITY: Vattenfall GmbH                  HH-REITBROOK: Unger Energy Storage GmbH                  HH-BAHNFELD: Stadt DeutschesHof GmbH                  HH-HAFEN: H&amp;M Oliver Schöler GmbH</p>	<p><b>HESSEN</b>                  ALLENDORF (EDER): Vötsmann Werke GmbH &amp; Co. KG, microEnergy GmbH                  PLANHOFEN A. AL. 1: H&amp;M AG                  FRANKFURT A. AL. 2: Jura H&amp;M GmbH                  BIRKHA: Coenergy GmbH                  BAD HERSFELD: Bauhohe Institut für Energiewirtschaft und Energietechnik (IEE)  <b>MECKLENBURG-VORPOMMERN</b>                  GRAPZOW: WIND-VALLEYSYSTEMS projekt GmbH &amp; Co. KG                  STRALSUND: Hochschule Stralsund, Institut für Regenerative Energietechnik                  ROSTOCK: Elytron GmbH  <b>NIEDERSACHSEN</b>                  REGION OSTFRIESLAND: Servat FTD GmbH, Gaszute Deutschland Transport Services GmbH, Thyssen-Crath                  WERLIT: Auh AG</p>	<p><b>SALZGITTER:</b> Subjotter Ruchardt GmbH                  EMDEN 1 + 2: Stadtwerke Emden GmbH                  HAREN (EM): Wipac Hydrofut                  REGION LINGEN: Ampten GmbH, Open Grid Europe GmbH                  SASSENBURG-STÜDE: Berrin/Innovent                  HANAU: H&amp;M                  HEUBISCH: H&amp;M  <b>NORDRHEIN-WESTFALEN</b>                  IBBERBÜREN: Ammendortener H&amp;M GmbH                  IBBERBÜREN: Vötsmann Werke GmbH (Eigentum der Ennig)                  LEMGO: Technische Hochschule Ostwestfalen-Lippe                  LÖNEN: F&amp;M Power AG                  METELEN: Innoogy Methanostrom GmbH                  NIEBERGUSSEM: Layer Technology Services (RTU) und Ennig                  WESSELING: ITM Power GmbH, Shell Deutschland Oil GmbH</p>	<p><b>RHEINLAND-PFALZ</b>                  MAINZ: Stadtwerke Mainz AG                  ALZEY: EVERAG                  PIRMASENS-WINZELN 1 + 2: Prüf- und Forschungsanstalt Petromat e.V.  <b>SACHSEN</b>                  DRESDEN: Sunfire GmbH  <b>SACHSEN-ANHALT</b>                  BAD LAUCHSTÄDT: aus dem WPOS Konsortium, innovent/water                  MAGDEBURG 1: DVGW Magdeburg/Lehrstuhl Systemverfahrenstechnik                  MAGDEBURG 2 + 3: MFL Magdeburg AG                  PROSENTHAL                  LEUNA: nicht mehr in Betrieb</p>	<p><b>SCHLESWIG-HOLSTEIN</b>                  BRANZBÜTTEL: Wito-Gas Energy GmbH &amp; Co. KG                  REUSENKÖGE: H&amp;M SYSTEMS GmbH (GP JOAL GmbH)                  HAUURUP: Energie des Nordens GmbH                  REGION HEIDE: nicht mehr in Betrieb                  HERBE: nicht mehr in Betrieb                  WESTRE/ELLHÖFT: Windpark Ellhöft GmbH &amp; Co. KG  <b>THÜRINGEN</b>                  HEUBISCH: JMW/MAW/C Hydrogen GmbH &amp; Co. KG                  WPOS                  BMEF-gefördertes ForschungsassistentenWPOS mit 102 Industriemittelständlern und Forschungseinrichtungen (Stand 2019): 5 Abgabeberechtig., 18 Studierende und 6 geplante Hochschulen zur Herstellung, Verteilung, Speicherung und Verwendung von regenerativem Wasserstoff, deckt nicht mehr in Karte dargestellt</p>	<p><b>IMPRESSUM</b>                  Diese Übersicht enthält nicht den Anspruch auf Vollständigkeit. Alle Angaben ohne Gewähr.                  Stand April 2019                  Ansprechpartnerin: Barbara Frick (DVGW)                  Tel.: 0226 9100-425                  E-Mail: info@portalgreen.de                  Gestaltung: www.steam-design.de  <b>PORTALGREEN</b>                  Gefördert durch:                  🏠 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie                  aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages</p>
--	--	---	--	---	---	--

Quelle: DVGW e.V. (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) 2020)

## A3 Experteninterviews zur Wasserstoffherzeugung sowie zum Transport und dessen Infrastruktur in Deutschland

Die Interviewpartner sind:

- (A) Michael Kleemiß (E-Mail), Projektmanager der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
- (B) Marc Grünewald (Videoanruf), Vizepräsident der MAN Energy Solutions SE
- (C) Thorben Helmcke (E-Mail), Senior Projektmanager der Landeskoordinierungsstelle Wasserstoffwirtschaft Schleswig-Holstein (WTSH)

Die Fragen 1-12 wurden allen drei Personen gestellt. Frage 13a und 14a waren nur an Person (A) gerichtet. Ebenso ging Frage 13b nur an Person (B), während die Fragen 13c, 14c und 15c nur von Person (C) zu beantworten waren.

1. Grüner Wasserstoff aus Elektrolyseanlagen gilt als einer der Hoffnungsträger in der Energiewende. Welche Rolle wird er zukünftig insbesondere in Deutschland spielen? Wird er Erdgas ersetzen?
  - (A) „Er wird einen Teil des Erdgases ersetzen. Die Frage ist, wie groß der Anteil ist. Es gibt eine Reihe an industriellen Anwendungen, wo sich der Einsatz von Wasserstoff mit Sicherheit anbietet, wie z. B. die Stahlindustrie, im Bereich der (Schwerlast-)Mobilität oder als Feedstock zur Herstellung von Syn-Fuels, Kunststoffen, etc.. Eine große Frage bleibt, ob und inwieweit sich Wasserstoff im Wärmemarkt durchsetzen wird, denn hier besteht eine große Unsicherheit, ob das derzeit eingesetzte Erdgas über grünen Strom direkt, Erwärme, bessere Isolierung oder Sonstiges ersetzt wird und der Einsatz von H<sub>2</sub> dann eher eine Nische ausfüllt.“
  - (B) „Er wird Erdgas ... weitestgehend ersetzen. Man kann ja so eine Transition nicht von heute auf morgen umsetzen. ... Wenn man sich ein Land energiewirtschaftlich ansieht, muss man immer eine Langfristperspektive haben. Das fällt uns immer schwer. Eigentlich muss man bei solchen Systemen immer denken: Was haben wir für einen Energieverbrauch, was haben wir für einen Stromverbrauch, was brauchen wir für andere Bereiche? ... Historisch wird der Wasserstoff ... in der Raffinerie, in der chemischen Industrie, in der Prozessindustrie eingesetzt. ... Der Wasserstoff hat leider das Problem gehabt, dass um 1 kg Wasserstoff herzustellen, ich 10 kg CO<sub>2</sub> produziert habe. .. Also ist der erste Weg, wo ich grünen Wasserstoff einsetzen kann, aus Grünstrom, dass ich substituere. Ich substituere grauen

Wasserstoff mit grünem Wasserstoff. ... Ich substituiere Erdgas gegen grünen Wasserstoff, um hier den Wasserstoff für die Prozessindustrie herzustellen. ... Jetzt kommen wir in die anderen Bereiche. .. Was kann Wasserstoff noch? Ich kann Wasserstoff einsetzen in der Gebäude- und Infrastruktur. Ich kann damit Kraftwerke betreiben. Ich kann damit Autos, Schiffe und Flugzeuge antreiben. Perspektivisch ist Wasserstoff immer der Ausgangspunkt. Den kann ich weiterverarbeiten. ... Wasserstoff allein ist schwierig. ... Man kann ihn nur zu 25 % in den vorhandenen Motoren einsetzen. Das Zeug hat einen geringen Energiegehalt, viel Ausbreitung, macht wenig Sinn, ist gar nicht so effizient. Also ist die Idee, ... ich nehme ... möglichst grünes CO<sub>2</sub> und jetzt mische ich H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> und dann habe ich CH<sub>4</sub>, ... Erdgas. Dann habe ich ein klimaneutrales Erdgas aus Wasserstoff hergestellt. Das heißt, ich kann mit Wasserstoff sogar in vorhandene Infrastruktur, wenn ich ihn mit CO<sub>2</sub> umwandle und kann damit sogar vorhandene Kraftwerke, Motoren ... betreiben. Ich kann mit Wasserstoff viel machen. Ich kann Wasserstoff nutzen, um Ammoniak herzustellen. ... [Im] chemischen Prozess ist überhaupt kein CO<sub>2</sub> mehr drin. ... Ammoniak wird jetzt auch vermehrt gesehen als - Sie werden es in der Presse lesen – ich kann mit Ammoniak vielleicht Schiffe antreiben. ... Das Zeug ist ein bisschen gefährlich, ist bisschen giftig, kann auch mal explodieren. ... Es wird auch Ammoniak Anwendungen geben. Dann gibt's die dritte Überlegung, mit Wasserstoff Methanol herzustellen. Auch das ist ein großer Pfad und das wird in der Schifffahrt auch schon im großen Stil gemacht. ... All diese Wege, die ich hier aufzeige, basieren immer auf Wasserstoff. Insofern wird Wasserstoff der zentrale Baustein für die Energiewende der Zukunft [sein]. Deswegen lesen Sie überall jetzt von Wasserstoff und Wasserstoffstrategien. Viele Länder haben Wasserstoffstrategien in Europa aber auch weltweit. Also Wasserstoff wird wahrscheinlich der zentrale Baustein der Energiewende weltweit sein, weil ich eben damit klimaneutrale Produkte in vielfältiger Hinsicht herstellen kann und .. wird .. dabei auch Gas und Erdgas ersetzen. ... Ich habe sogar die Möglichkeit, mit Wasserstoff ein synthetisches ... [und] klimaneutrales Erdgas herzustellen. Also ja, perspektivisch ersetzt Wasserstoff auch das fossile Erdgas. Das ist aber eine Story, die über die nächsten 20-30 Jahre geht. ... Anhand der vielfältigsten Anwendungen, ...da ist unheimlich viel Fantasie.“

- (C) „Neben der Steigerung der Energieeffizienz und Einsparmaßnahmen wird grüner Wasserstoff zukünftig eine wichtige Rolle einnehmen. Aus unserer Sicht sind die ersten großen Ziele der Ersatz von grauem Wasserstoff (durch grünen Wasserstoff) in der Industrie sowie der Einsatz im Schwerlastverkehr. Generell gilt, dass grüner

H<sub>2</sub> überall dort eingesetzt werden 'kann', wo eine Elektrifizierung nicht möglich ist. Langfristig wird auch ein Teil der Erdgasbedarfes durch H<sub>2</sub> ersetzt werden können. Aber auch hier: Wenn möglich sollte elektrifiziert werden.“

2. Bezogen auf Frage 1: Was sehen Sie als die größte Herausforderung und was als die größte Chance? Für welche Einsatzbereiche bzw. Anwendungsfälle sehen Sie das größte Potential?

(A) „Siehe Antwort zu 1. Das größte Potential besteht in erster Linie in der industriellen Anwendung (z. B. Stahlindustrie). Um diesen Bedarf zu decken benötigen wir bereits jetzt große Erzeugerkapazitäten. Darüber hinaus kann es auch gut möglich sein, dass Wasserstoff für die Versorgung von Kraftwerken eingesetzt werden soll, die dann in den Dunkelflauten einspringen. Wasserstoff hat ggü. Strom den Vorteil, dass er speicherbar ist. Die große Herausforderung ist immer noch die Verfügbarkeit der benötigten Mengen und wie diese bereit gestellt werden können. Die Produktion durch Offshore- und Onshore-Windanlagen wird für Deutschland nicht reichen, weil diese Kapazitäten prioritär den Strombedarf decken werden. Somit muss der grüne Wasserstoff importiert werden und dann stellt sich die Frage als welches Derivat. Grünes Ammoniak wird hier eine Rolle spielen, aber woher soll das kommen und in welchen Mengen darf dieser toxische, aggressive Energieträger gespeichert und eingesetzt werden? Darüber hinaus kann auch NH<sub>3</sub> dann direkt als Feedstock oder Energieträger eingesetzt und muss nicht zwangsläufig wieder zu N<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> gespalten werden.“

(B) „Jetzt wird es schwierig, weil wir ja so viele Anwendungsfälle sehen. Ich sehe Wasserstoff natürlich zentral ... im Transportsektor, ... [z. B. für] Schiffe [und] Flugzeuge ... Ich kann nicht Flugzeuge .. mit Batterien antreiben. Das ist zu schwer, die gehen unter. Ich kann auch keine großen Schiffe mit Batterien betreiben. Die versinken auch im Meer und können nichts mehr transportieren. Also Transportwesen ist sicherlich ein Thema. Genauso Energieversorgung und im Grunde auch chemische Industrie. Also es sind mehrere Anwendungsbereiche, wo es ganz sicherlich hinkommt.“

(C) „Große Herausforderungen sind der Ausbau der EE um ausreichend grünen H<sub>2</sub> zu produzieren. Weiter ist der Flächenbedarf für die gesamte Infrastruktur der Energiewende sehr groß. Potential: Kostenreduktion des zukünftigen

Gesamtenergiesystems durch den sinnvollen Einsatz von  $H_2$ , wo eine Elektrifizierung nicht sinnvoll ist.“

3. Könnte gebundener Wasserstoff in Form von Syntheseprodukten wie synthetischem Erdgas bzw. Methan (SNG) oder synthetischem Ammoniak besser verwendet werden?

(A) „Synthetisches Ammoniak wird sehr wahrscheinlich eine Rolle spielen. Die Synthese ist geübte Praxis und man hat hier eine sehr lange Erfahrung. Die Katalysatoren sind erprobt und vorhanden und werden weltweit eingesetzt. Weiterhin hat Ammoniak den Vorteil, dass der Siedepunkt auch im Vergleich ggü.  $CH_4$  und vor allem gegenüber  $H_2$  recht hoch liegt und daher mit geringerem Aufwand verflüssigt und in flüssiger Form gelagert werden kann. Nachteil von  $NH_3$  ist allerdings die Toxizität, die höhere Dichte und dass es erst gecrackt werden muss, sofern man den Wasserstoff wiedergewinnen möchte. Cracker gibt es nach meinem Wissen erst im Labormaßstab. SNG hat natürlich den Vorteil, dass die gesamte bestehende Infrastruktur des Erdgassystems weiterhin verwendet werden kann. Allerdings bedingt der Einsatz von SNG eine Kreislaufwirtschaft vom Abfangen des  $CO_2$ , Transport zum  $H_2$  (oder umgekehrt), Synthese von SNG und Transport zu den Verbrauchern. Ob das effizient ist, da bestehen erhebliche Zweifel, da es doch enorme Unterschiede gibt zwischen den thermodynamischen Eigenschaften von  $CO_2$  und  $CH_4$ , sodass ich nicht weiß, ob die LNG-Tanker so ohne weiteres auch für den Transport von  $CO_2$  geeignet sind. Allein vom Antrieb mit Sicherheit nicht, denn die üblichen LNG-Tanker bedienen sich des Boil-Off-Gases, was beim  $CO_2$ -Transport naturgemäß nicht anfällt.“

(B) „Definitiv. ... Vieles ... mit dem Wasserstoff ... sind .. Themen, die kann man erst in 10-15 Jahren machen oder da muss Technologie entwickelt werden. ... Wenn ich ein synthetisches Erdgas herstelle, das kann ich heute schon verwenden. Insofern ist dieses die Möglichkeit, schnell synthetisches Erdgas herzustellen (klimaneutral), für mich auch sowas wie eine ... Brückentechnologie. [Es] ist ein Einstieg, mit dem ich sehr schnell Klimateffekte erzielen kann. ... Wenn ich jetzt mit so einem klimaneutralen Gas schnell 50 % einspare, bin ich doch besser, als wenn ich in 10 Jahren 100 % einspare und bis dahin weitermache, wie bisher. ... Je mehr wir in Richtung klimaneutrale Erdgase und sonstige Themen gehen, ... umso schneller können wir auch Effekte für den Umweltschutz erreichen und insofern sehe ich da ein Riesenpotential. Man muss es nur wollen.“

- (C) „Dies hängt stark von dem Anwendungsfall ab. Jedes Derivat hat Vor- und Nachteile und es wird sich zukünftig zeigen, welches Produkt sich (in welcher Anwendung) durchsetzen wird.“
4. Insbesondere synthetisches Methan erscheint vielversprechend, da die bestehende Erdgasinfrastruktur sowie die meisten Erdgas-nutzenden Anlagen weiterbetrieben werden können. Dennoch gilt der niedrige Gesamtwirkungsgrad als Kritikpunkt und eine „echte“ Dekarbonisierung wäre dies nicht. Wie denken Sie darüber?
- (A) „Siehe Antwort der Frage 3; was den Gesamtwirkungsgrad betrifft, hier gebe ich Ihnen recht, der ist ziemlich niedrig und könnte nur damit gerechtfertigt werden, wenn das SNG an Orten produziert wird, wo es Energie im Überangebot gibt, sofern es der Fall ist. Aber ich mache auch große Fragezeichen hinter der Logistikkette (siehe Frage 3), denn das CO<sub>2</sub> muss ebenfalls transportiert werden. Wenn man unterstellt, dass das CO<sub>2</sub> durchgängig im Kreislauf eingesetzt werden könnte, wäre der Kohlenstoff lediglich der Wasserstoffträger und würde nicht das Klima belasten. Allerdings wird immer Schlupf auftreten, sodass es auch zumindest zu leichten Emissionen kommen würde. Beim NH<sub>3</sub> ist das schon anders, denn N<sub>2</sub> ist in der Luft mit über 70 Vol.-% vorhanden und kann technisch gesehen relativ einfach gewonnen werden. Nach dem Cracken am Bestimmungsort kann das N<sub>2</sub> dann wiederum in die Atmosphäre entlassen werden.“
- (B) „... So schlecht ist der Wirkungsgrad nicht. ... Ich bleibe auch bei 80 % und wenn ich noch Kraft-Wärme-Kopplung und Wärme aus der Methanisierung nutze, bin ich bei einem Wirkungsgrad von über 90 % insgesamt. So schlimm ist das gar nicht. Aber ja, ... wenn ich CO<sub>2</sub> nehme, was beispielsweise von einem Zementwerk kommt, ... dann hast du ein graues CO<sub>2</sub>. Aber wenn ich dieses graue CO<sub>2</sub> nutze, um einen Treibstoff herzustellen, oder einen Brennstoff [für ein] Kraftwerk, dann nutze ich dieses CO<sub>2</sub> letztlich zweimal. .. Einmal um Zement herzustellen und einmal, um Energie herzustellen. Ich spare also 50 %, bezogen auf das, was in die Luft geht und dann ist eine 50 %-Einsparung heute .. schneller erreicht als irgendwo anders 100 %, weil bis ich CO<sub>2</sub> aus der Luft hole, vergehen noch 100 ... oder 50 Jahre. Dann lieber mit dem anfangen, was ich heute erreichen kann und das schnell machen und .. umsetzen. Insofern bin ich ein großer Freund davon, hier schnell die Erfolge zu erzielen. .. Ich halte es für völlig verkehrt, hier die Diskussion zu führen, wie ist der Wirkungsgrad und worauf kommt es an, sondern ganz klar, Effizienz [und] hier schnell Erfolge erzielen geht .. vor. ... Lass uns mit den Mitteln, die wir



haben effizient werden und die Mittel da einsetzen, wo sie schnell zum Erfolg führen und da ist die Methanisierung für mich einer der erfolgversprechendsten Wege, schnell etwas zu erreichen. Ja, das ist nicht 100 % und das ist nicht 100 % CO<sub>2</sub>-frei aber ... in den nächsten drei, vier, fünf oder zehn Jahren viele Millionen Tonnen sparen und dann .. die Wasserstofftechnik ... parallel aufbauen. ... Das wäre ein Transformationsweg. ... Es ist ja jetzt nicht eine Schwarz-Weiß-Politik, dass ich ... nur noch auf grünes Methan machen will. Nein, ich fange damit an und ich nehme ... [zum] Beispiel ein graues CO<sub>2</sub> und ... später ein grünes CO<sub>2</sub> und sind klimaneutral. .. Wir haben keinen Grund, das gegeneinander zu diskutieren, wir müssen es eigentlich miteinander diskutieren. ... Pragmatisch das machbare machen, die Erfolge realisieren und dann weitergehen. .. Dass ich dabei vielleicht am Anfang nicht den besten Wirkungsgrad habe oder dass sich die Technologie weiterentwickelt oder ich später weniger CO<sub>2</sub> erzeuge, .. gehört mit dazu. Das ist technologischer Fortschritt. So entwickeln sich Dinge.“

- (C) „Synthetisches Methan wird in den aktuellen Diskussionen kaum berücksichtigt, da der Fokus auf dem Einsatz und die Integration von Wasserstoff liegt (aktuell in der Landeskoordinierungsstelle kein Projekt in der Beratung).“
5. In meiner Thesis zeige ich in einer PESTEL-Analyse politische, ökonomische, soziale, technologische, ökologische und rechtliche Einflussfaktoren des Transports von (grünem) Wasserstoff in Deutschland auf. Könnten Sie jeweils einen Aspekt nennen, der Ihrer Meinung nach von hoher Bedeutung ist?
- (A) „Lediglich einen Aspekt kann ich nicht nennen, denn die von Ihnen genannten Aspekte hängen eng miteinander zusammen. Die juristische Komponente spielt dabei für mich eine untergeordnete Rolle, denn das ist mit dem entsprechend politischen Willen zu regeln. Bei den anderen Faktoren verhält es sich anders, denn der Energieträger muss technisch möglich sein, bezahlbar bleiben, sicher sein und die ökologischen Erwartungen erfüllen. Letzteres trifft mit Sicherheit zu, denn unser Planet beherbergt viel Wasser. Was die Sicherheit betrifft, daran arbeiten wir gerade, aber das muss sich im großen Maßstab behaupten. Ähnliche Behauptungen hat man auch an die Kernenergie geknüpft und vermeintliche Risiken des Betriebes (von der Lagerung des hochtoxischen und strahlenden Mülls einmal ganz abgesehen) wurden sehr klein geredet, wenn auch der Impact einer Havarie immens ist. Fukushima und Tschernobyl haben dann gezeigt, wie es sich dann wirklich verhält. Die technische Herstellbarkeit wird mit Sicherheit möglich sein, aber auch das muss sich erst

im GW-Maßstab zeigen. Aber hier bin ich sehr zuversichtlich, weil auch anfangs der Windenergie und Solarenergie immer ihr Potential abgesprochen wurde. Sozialökonomisch stellt allerdings der Verzicht fossiler Brennstoffe eine erhebliche Herausforderung dar. Sofern man es nicht schafft der Allgemeinheit die Notwendigkeit zu vermitteln und erhöhte Kosten zu erklären, dann riskieren wir erheblichen sozialen Unfrieden, extreme Tendenzen und damit Blockade der eigentlichen Energiewende. Auch wenn Haushalte höheren Einkommens sich mit ruhigem Gewissen Solaranlagen installieren und stolz ihre 'sauberen' E-Autos fahren, so ist das aufgrund der hohen Investitionen doch eben dieser kleinen Gesellschaftsschicht vorbehalten. Die Haushalte mit geringeren Einkommen, die wiederum nominal den deutlich größeren Anteil unserer Gesellschaft darstellen, haben eine solche Entscheidungsfreiheit nicht. Und es stellt sich dann wiederum die Frage, auf welcher Basis das besser situierte Bildungsbürgertum das Recht ableitet, die Entscheidungsfreiheit des Restes beschränken zu dürfen. Das ist vom soziologischen Aspekt eine sehr komplexe und interessante Diskussion.“

(B) „Auf der rechtlichen Seite geht es darum, schnell ... gesetzlich einheitliche Standards zu schaffen für Nutzung und Anwendung. Grundsätzlich muss man helfen, dass die Business Cases, sprich die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von grünem Wasserstoff schnellstmöglich gewährleistet wird und da haben wir heute noch Schwierigkeiten, weil mitunter das noch nicht der Fall ist. Das sind eigentlich die beiden Big Points. ... Wir [müssen] relativ schnell die entsprechende Wirtschaftlichkeit des grünen Wasserstoffs erreichen .. . Das ist für mich eigentlich der entscheidende Punkt.“

(C) „Politisch: Umsetzung EU-Recht;  
Ökonomisch: Kosten der Infrastruktur;  
Sozial: Akzeptanzsteigerung;  
Technologisch: Wirkungsgrad/Verluste, Sicherheitsanforderungen;  
Ökologisch: Eingriffe in Natur;  
Rechtlich: Flächensicherungen.“

6. In der Literatur werden für den Betrieb von Wasserstoffpipelines häufig zwei Betriebsmöglichkeiten genannt: den „quasistatischen“ Betrieb, bei dem ein Betriebszustand festgelegt ist und den „dynamischen“ Betrieb, bei welchem das Pipelinetz durch Druckänderungen als Speicher genutzt werden kann, aber das Material stärker belastet wird. Welche Funktionsweise halten Sie für sinnvoller?

- (A) „Vom technischen Gesichtspunkt ist die statische mit Sicherheit die sinnvollere. Problematisch beim Wasserstofftransport sind eben die Lastwechsel, die zu einer Versprödung des Materials führen können. Sofern dann Wasserstoff zur Deckung des Wärmebedarfes eingesetzt werden sollte, dann werden Lastwechsel unvermeidlich bleiben, weil saisonbedingt der Bedarf schwankt. Sollte allerdings der Bedarf mehr aus industrieller Richtung kommen, dann ließe sich die Beanspruchung des Systems deutlich besser in Richtung quasistatischer Beanspruchung steuern.“
- (B) „Kann ich überhaupt nicht beantworten, weil ich nicht den technischen Hintergrund habe, was die Netze hergeben. Ich weiß nur, dass die Umrüstung von stillgelegten Erdgasnetzen Geld kostet. Ca. 20 % der Investition, weil Wasserstoff diffundiert anders und verhält sich anders. Also du kannst nicht automatisch in die Netze ohne weiteres Wasserstoff reingeben. .. Der zweite Punkt ist, betreibe ich es dann, um es als Speicher zu betrachten oder betreibe ich es dynamisch, um da über Druck mehr .. oder weniger Volumen [zu erreichen]. Kann ich heute .. noch überhaupt nicht sagen, wie die Welt sich da entwickelt. ... Das ist nicht mein Gebiet, da würde ich passen.“
- (C) „Das dynamische Prinzip in praktikabler und wird bereits oft angewendet/geplant. Pipelines sollten bedarfsgerecht betrieben werden können, um möglichst effizient zu sein.“
7. Bezogen auf Frage 6: Könnte es eine Kompromisslösung geben, z. B. in Form einer Unterteilung des deutschen (Wasserstoff-)Gasnetzes?
- (A) „Ja, mit Sicherheit. Wie gesagt, entweder über die Versorgung entsprechender Kundengruppen oder durch dezentrale Puffermöglichkeiten, um die Lastwechsel größtmöglich zu kompensieren.“
- (B) „Also die wollen ja das Wasserstoff-Backbone in Deutschland bauen. Die Leitungsplanung usw. gibt es ja. ... Was davon neu gebaut werden soll, ... das müssen .. die Gasbetreiber sagen, da bin ich weniger der Spezialist.“
- (C) „Hier können wir keine belastbare Aussage machen.“

8. Es wird viel über eine dezentrale Wasserstoffproduktion direkt bei Erzeugungsanlagen von erneuerbarem Strom gesprochen, um den Strom z. B. von Windkraft- und Photovoltaikanlagen weiter nutzen zu können sowie um das Stromnetz zu stabilisieren. Wie könnte man diesen grünen Wasserstoff von der Elektrolyseeinheit abtransportieren? Würde beispielsweise ein gesamter Windpark an das Gasnetz angeschlossen werden oder wären bei den Dimensionen eher LKW angemessen?

(A) „Das hängt ein wenig von den Dimensionen ab. Aber wenn man das realistisch betrachtet, dann sind die Flexibilitäten doch schon begrenzt. Onshore wird es sehr wahrscheinlich in den Küstenregionen zu einem Überangebot an grünem Strom kommen, der dann durch Elektrolyseure zur Wasserstoffproduktion eingesetzt werden könnte. Vielleicht gilt ähnliches für große PV-Farmen in Gegenden, die entsprechende Flächen verfügbar machen. Da hierfür wiederum große Flächen notwendig sind, beißt sich das mit dem Naturschutz, ähnlich wie bei der Windenergie. Daher wird diese Stromproduktion auch vornehmlich direkt in das Stromnetz eingespeist und ein intelligentes Dispatching kann hier sehr hilfreich sein. Was die offshore Stromproduktion betrifft, hier könnten große Mengen an  $H_2$  produziert werden, die dann durch Sammelleitungen an die Küsten und weiter transportiert werden oder in geeignete Kavernenspeicher zwischengelagert werden. Für kleinere lokale Produktion bietet sich dann auch eine Speicherung von  $H_2$  an, der dann in Zeiten von Dunkelflauten über Brennstoffzellen verstromt werden könnte.“

(B) „Das klare Antwort heißt jetzt, es kommt darauf an. .. Die Frage ist ja an dem Punkt, was kann das Netz aufnehmen? ... Wenn das Netz genügend Kapazität hat, ... und der Wind haut rein und du kriegst allen Strom in das Netz, dann nutzt du ihn natürlich als elektrischen. Die Diskussion, wo es herkommt, ist ja, das Netz kann nicht oder [es] ist voll oder eine Überlast, was mache ich jetzt damit? Dann mache ich daraus Wasserstoff ... vor Ort. Den kann ich dann speichern, transportieren und kann ihn zu einer Tankstelle fahren. Ich kann ihn aber auch ... vor Ort methanisieren und kann ihn .. methanisiert oder auch als Wasserstoff in das Erdgasnetz reinbringen. Wir haben beispielsweise so zwei Anlagen gebaut. Die eine ... macht es tatsächlich so, dass sie den Wasserstoff direkt in das Erdgasnetz reintut, weil in geringen Mengen kannst du den Wasserstoff beimischen. Das ist völlig unkritisch. Und wir haben genauso Anlagen gebaut, wo der Wasserstoff dann per Trailer zur Tankstelle gefahren wird. Also es gibt beide Varianten. Beides kann wirtschaftlich sein. [Das] hängt von den Randbedingungen, [wie] Netz, Umfeld etc. ab. Insofern kann ich es nicht als Königsweg beantworten und muss sagen, kommt darauf an

[und] hängt von den Umständen ab. Es sind Lösungsmöglichkeiten. Beides ist realisiert und beides wird realisiert.“

- (C) „Aktuell ist eine kleinteilige Pipelineanbindung jedes Standortes noch nicht angemessen. Die Bildung von Erzeugungsclustern ist in diesem Bereich sinnvoll. Generell hängt die Errichtung einer Pipeline stark von der Elektrolysekapazität und der Entfernung zu der nächsten größeren Pipeline (Übertragungsnetz) ab.“
9. In meiner Thesis stelle ich kurz ein Projekt zur Wasserstoffherstellung in Angola vor. Halten Sie den Import von Wasserstoff für zielführend? Sehen Sie einen (ökonomischen) Vorteil, grünen Wasserstoff aus sonnen- und windreicheren Ländern mit niedrigeren Stromgestehungskosten zu importieren?
- (A) „Ich gehe davon aus, dass sich diese Frage selbst beantworten wird, wenn wir in Deutschland von einem gleichbleibenden oder sogar steigenden Energiebedarf ausgehen. Denn dann werden wir auf den Import von Energie angewiesen bleiben, weil Deutschland selbst diesen Bedarf aus eigenen Mitteln nicht decken kann. Hierfür sind dann entsprechende Energieträger notwendig und das kann bei diesen Distanzen nur über Moleküle erfolgen. Wasserstoffderivate sind hierfür geeignet und wir werden sehen, welches Derivat dann das Rennen macht. Bei reinem Wasserstoff habe ich arge technische Bedenken, die Herstellung von SNG ist sehr komplex, Methanol ist einfacher zu handhaben, aber enthält immer noch Kohlenstoff und  $\text{NH}_3$  ist mit Sicherheit geeignet, aber eben toxisch und aggressiv, siehe oben.“
- (B) „Da gibt's erstmal die klare Antwort, natürlich müssen wir in die Länder, in denen wir den Wasserstoff mit den niedrigsten Gestehungskosten herstellen können - das sind die Strompreise, sei es Wasserkraft, sei es Wind, sei es PV - ... herstellen. Wir haben da aber ... die Umwandlungs- und Transportkosten, weil Wasserstoff als Wasserstoff nicht transportierbar ist. Du musst ihn dann wieder umwandeln ... zu meinem synthetischen LNG, .. zu Ammoniak oder zu Methanol [und ihn] dann ... mit Schiffen von einem Hafen aus dem jeweiligen Land, sei es aus Chile, sei es aus Afrika, hinbringen. Dann musst du ihn Wilhelmshaven, Stade oder Brunsbüttel bringen [und] ... ihn umwandeln und .. bist .. noch nicht beim Kunden .. und noch nicht in der Anwendung. ... Ich rechne mal die Kette durch. Nehmen wir mal .. [das] Beispiel ... Salzgitter. Du willst ihn dahin bringen, dann musst du ihn irgendwie aus Wilhelmshaven wieder umwandeln mit Zug, mit Schiff, ... mit Bahn - Leitung gibt es noch nicht, ... [außer] es wäre Erdgas ... - ... [und] ihn wieder bringen und dann ist

er beim Kunden. .. Dann musst du [bis] Ende Kunde rechnen und dann ist der Preis deines Wasserstoffs eben nicht 2 €/kg<sub>H2</sub> wie die Herstellung in Angola, ... [sondern] am Ende 8 €/kg<sub>H2</sub>. So und für das Geld kriegst du ihn wahrscheinlich auch aus irgendeinem Windpark in Norddeutschland hergestellt und nach Salzgitter hin, aber du hast die Mengen nicht. ... Am Ende ist die Aussage dazu, ich halte es für extrem wichtig, dass wir in diesen Ländern produzieren und auch exportieren. Ich bin aber, wenn ich die Betrachtung in der Gesamtkette mache, nicht unbedingt der Meinung, dass das automatisch billiger ist. Ich muss am Ende immer gucken, was kostet es mich, bis ich beim Kunden bin und ... welche Mengen brauche ich. .. Wenn es große Mengen sind, dann wird man eben auch über diese Importwege gehen müssen, logischerweise. Wenn es kleinere Mengen sind, kannst du sie vielleicht auch national oder dezentral herstellen. Deswegen ist .. meine Antwort immer, alles, was wir hier im Lande produzieren und herstellen können, selbst wenn es ein bisschen teurer ist, machen [und] nutzen. Also Windparks bauen [und] PV usw. nutzen aber trotzdem auch die großen Importprojekte machen. Wir brauchen beides am Ende des Tages .. und das gehört auch zusammen, aber die reinen Herstellungskosten in Afrika allein sind es nicht. Am Ende ist es immer die Frage, was kostet mich der Spaß am Ende beim Kunden?“

- (C) „Durch die niedrigen Stromgestehungskosten kann der Import aus (beispielsweise Angola) ökonomisch sein. Aktuell ist eine langfristige Bewertung schwierig, da dieses Thema sehr dynamisch diskutiert wird.“

10. Anknüpfend an Frage 9: Sollte Deutschland zukünftig über eine hohe Eigenproduktion verfügen, um z. B. unabhängiger zu sein?

- (A) „Deutschland sollte seine Eigenproduktion maximieren, sofern das wirtschaftlich vertretbar ist. Allerdings wird das nur zu einem gewissen Grad gelingen, da der Bedarf weitaus größer als das mögliche Aufkommen ist. Zudem ist der internationale Handel für uns notwendig, um das gegenseitige Verständnis zu stärken, die Beziehungen zu festigen, sich gegenseitig zu helfen und den Frieden zu bewahren.“
- (B) „Definitiv. ... Ich muss so viel ich kann lokal produzieren in Deutschland und ... diversifizieren. ... Da muss ich Wasserstoff beziehen aus politisch stabilen Ländern wie Norwegen [und] Kanada ... aber natürlich auch da, wo er am billigsten herzustellen ist, in Chile, in Angola [und] in Afrika. ... Wenn da unten plötzlich politisch

irgendeiner putscht und plötzlich deine Quelle weg ist, dann darf dir das nicht in Deutschland die Versorgungssicherheit kaputtmachen. Deswegen gehört zu diesem Thema auch immer der Punkt Versorgungssicherheit oder Diversifikation und ... natürlich müssen wir so viel wie möglich im eigenen Land produzieren.“

- (C) „Der Bedarf an grünem Wasserstoff in Deutschland als Industrieland wird zukünftig nicht allein durch eine eigene Produktion gedeckt werden können. Es stehen zu wenig Flächen zur Verfügung und der benötigte „Grünstrom“ wird auch für andere Zwecke (Elektrifizierung) benötigt. Eine eigene Wertschöpfung ist dennoch enorm wichtig und führt beispielsweise auch zu der Reduzierung von Importabhängigkeiten.“

11. Bis zum Stand Oktober 2021 betrug die geschätzte Gesamtleistung der Elektrolyseanlagen in Deutschland 80 MW. Die Bundesregierung plant bis zum Jahr 2030 eine Elektrolysekapazität von mindestens 10 GW aufzubauen. Halten Sie das Ziel für realistisch? Was müsste getan werden, um dieses Ziel zu erreichen?

- (A) „Wenn man wollte, ist das durchaus möglich. Das gleiche gilt auch für den Ausbau der Windkraft. Hierzu bedarf es aber einer raschen Gestaltung der notwendigen Gesetzesgrundlagen und ggf. Regulierung. Eine staatliche Beteiligung halte ich nicht unbedingt für förderlich, denn das hat sich bei allen Vorhaben nicht als sonderlich effizient herausgestellt. Der Staat sollte dann vielmehr für eine Anschubfinanzierung sorgen und vor allem die Genehmigungsprozesse beschleunigen sowie für einen verlässlichen nachhaltigen Gesetzesrahmen sorgen.“
- (B) „Wir haben mal angefangen mit 5 GW, ... da haben wir jetzt 10 GW daraus gemacht. Wir selber bauen eine Fabrik, wo wir dann demnächst 1 GW pro Jahr produzieren wollen ab 2025. Möglich und machbar ist das schon und da ich ja an die Wasserstoffwelt von morgen glaube, sage ich ... das müssen wir erreichen. Ich sage es mal ganz simpel. Wir dürfen jetzt nicht anfangen und sagen, wir machen Klein-Klein. Wir müssen wirklich, diese für uns heute sehr herausfordernden Ziele ... jetzt angehen und wir gehen sie an. ... Es ist eine gewaltige Kraftanstrengung, aber wir kriegen es hin.“
- (C) „Wenn der regulatorische Rahmen der EU finalisiert ist, können viele große Projekte in der BRD starten und der Hochlauf wird rasch voran gehen. Wir halten die Ausbauziele technisch für realistisch, jedoch muss auch die Förderkulisse von EU

und Bund an die hohen Ausbauziele angepasst werden. Viele Förderprogramme sind stark überzeichnet, was auf mehr Ausbaupotential und die mögliche Geschwindigkeit hindeutet.“

12. Wie schätzen Sie den Entwicklungsstand zur Nutzung von Wasserstoff und dessen Infrastruktur insbesondere in Deutschland in 10 Jahren ein?

- (A) „Sofern wir nicht mit extremen technischen Hürden konfrontiert werden, dann sehe ich eine großindustrielle Nutzung von Wasserstoff und hoffentlich den breiten Einsatz von Wasserstoff im Schienen- und Schwerlastverkehr. Weniger Potential sehe ich im Bereich der Haushaltswärme.“
- (B) „Also wir sind heute in der Anwendung und in der Nutzung technologisch noch führend, aber wir laufen Gefahr, diese technologische Führerschaft zu verlieren, .. wenn wir es nicht schaffen, entsprechende Großprojekte umzusetzen und zu realisieren. ... Diese 10 GW kriegen wir auch nur hin, wenn wir im großen Stil jetzt schnell in die Investition ... [und] Maßnahmen kommen, weil wir brauchen ja immer noch 2-3 Jahre, um solche Anlagen zu bauen. ... Ich sage das Ganze funktioniert, wenn wir [es] jetzt schnell genug schaffen, hoch zu skalieren und zu industrialisieren. Die Herausforderung für uns ist, wir müssen in die Industrialisierung .. [und] in die Hochskalierung kommen. Insofern, wenn ich an die 10 GW glaube, dann muss ich auch daran glauben, dass Deutschland dann ein industrieller Hub für die Produktion und die Herstellung von Wasserstoff ist und darauf müssen wir uns jetzt konzentrieren, sonst funktioniert das alles nicht.“
- (C) „Der Markthochlauf und Ausbau der Infrastruktur werden in der fortgeschrittenen Realisierungsphase sein. Wie weit genau, ist aktuell schwer zu sagen.“

13a. Mit dem Projekt HyPerLink sind Sie dabei, ein ca. 610 km langes Wasserstoffnetz in Norddeutschland zu erschaffen. Inwieweit wird das Projekt, das in Frage 11 genannte Ziel der Bundesregierung näherbringen?

- (A) „Mit dem Projekt HPL werden wir das erste konkrete Wasserstofftransportsystem in Deutschland realisieren, das das Potential hat, durch die Anbindung an Speichern und dem dann sich ausweitenden Angebot an offshore produzierten Windstrom, der dann in H<sub>2</sub> umgewandelt wird, deutlich weiter auszubauen.“



Weiterhin wird dann HPL zukünftig das Verbindungsgleich zu den Niederlanden und später nach Dänemark darstellen.“

13b. Zur Dekarbonisierung bietet MAN Energy Solutions Lösungen im Bereich der Energiespeicherung sowie in Form von Hybrid-Kraftwerken und Power-to-X-Verfahren<sup>17</sup>. Wo liegt der Fokus Ihrer Arbeit?

(B) „Mein Fokus liegt auf der Power-to-X-Seite ... [und] auf Power-to-X-Anwendungen. ... Ich glaube, dass über diese Power-to-X-Anwendungen, die wir jetzt hier entwickelt haben und die wir jetzt auch gerade mit Kunden entwickeln, ich eben sehr schnell beispielsweise zu Anlagen komme, die synthetisches Methan herstellen, mit dem ich auch in vorhandener Infrastruktur was bewegen und erreichen kann. Also insofern, die Antwort für mich persönlich ist, mein Schwerpunkt liegt in der Power-to-X-Welt im Moment.“

13c. Für Ende Januar plant das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) gemeinsam mit der NOW GmbH und dem Projektträger Jülich einen Förderaufruf zur Wasserstoffherstellung für den Verkehrsbereich. Warum ist eine solche Förderung auf den Verkehrsbereich begrenzt?

(C) „Dieser Förderaufruf beschränkt sich in der Tat auf den Verkehrssektor. Es gibt aktuell bereits Förderprogramme (EU, Bund, Länder) für weitere Bereiche der H<sub>2</sub>-Wirtschaft und wird diese auch zukünftig geben. Förderaufrufe sind oftmals auf einen Bereich der H<sub>2</sub>-Wirtschaft fokussiert.“

14a. Bezogen auf Frage 13a: Für den Großteil der Wasserstoffleitungen sollen bereits existierende Erdgaspipelines verwendet werden. Stellen dabei die Wasserstoffversprödung und -permeation eine Herausforderung dar?

(A) „Das hängt von Zustand der Pipelines, Wanddicken, Material, Lastwechsel und konstruktiv bestehenden Rissen ab. Wir gehen aber davon aus, dass der Großteil des verwendeten Leitungssystem für den Transport von Wasserstoff langfristig geeignet ist.“

---

<sup>17</sup> Unter dem Begriff „Power-to-X“ werden alle Verfahren zusammengefasst, die Ökostrom in chemische Energieträger für weitere Anwendungsfälle umwandeln.

14c. Viele Großprojekte zu Power-to-Gas sind in Planung oder befinden sich bereits in der Bauphase. Wird es in der Zukunft auch privaten Haushalten möglich sein, Wasserstoff in kleinen Dimensionen produzieren zu können, z. B. anstatt ungenutzten PV-Strom in das Netz einzuspeisen?

(C) „Eine Nutzung in Privathaushalten ist aktuell bereits möglich, jedoch noch sehr teuer (siehe: <https://www.homepowersolutions.de/produkt/>).“

15c. Könnte das Zusammenspiel von On- und Offshore-Windparks mit Power-to-Gas-Anlagen Schleswig-Holstein im Bundesvergleich zu einem Vorreiter in der Wasserstoffwirtschaft machen?

(C) „Ja, SH ist ein Energie-Produktionsstandort und hat viele Vorteile durch die große Produktion von EE. Die Offshore-Potentiale werden in zukünftig noch stärker genutzt werden. Die Vorreiterrolle von SH (und Norddeutschland) soll weiter ausgebaut werden, sodass „der Norden“ auch zukünftig ein Grüner-Energie-Produktionsstandort bleibt.“

## A4 Experteninterviews zur Wasserstoffherzeugung und dessen Verwendung in der deutschen Industrie

Die Interviewpartner sind:

- (A) Lothar Rupp (Gruppenleiter), Udo Berger und Lauritz Steinle (E-Mail), Bosch Energy and Building Solutions GmbH
- (B) Johannes Baumeister (E-Mail), Energie-Impulse Eppelheim

1. Grüner Wasserstoff aus Elektrolyseanlagen gilt als einer der Hoffnungsträger in der Energiewende. Welche Rolle wird er zukünftig in der Industrie spielen? Wird er Erdgas ersetzen?

(A) „Mittelfristig sehen wir einen nennenswerten Einsatz von grünem H<sub>2</sub> beim direkten Einsatz für industrielle Produktionsprozess und als Beimischung in das Erdgasnetz. Neben der Industrie werden Anwendung im Transportwesen (Schiene, LKW, auch PKW) eine wachsende Rolle spielen. Für einen kurzfristigen Einsatz fehlt es an nennenswerten Mengen an grünem H<sub>2</sub>.“

(B) „Langfristig wird Wasserstoff bei Prozessenergieanwendungen mit hohen Temperaturen eine sehr wichtige Säule sein, um fossiles Erdgas zu ersetzen, sofern es gelingt, Wasserstoff und auf Wasserstoff basierende synthetische Brennstoffe zu wettbewerbsfähigen Kosten herzustellen. Dort wo Prozesswärme räumlich sehr konzentriert oder für kleine Massen oder Volumina benötigt wird, bieten sich bei hohem Anteil von EE an der Stromerzeugung eher direktelektrische Heizungen an. Für Raumwärme oder bei Prozesswärme mit niedrigen Temperaturen werden dagegen Abwärmenutzung aus industrieeigenen Prozessen und Wärmepumpen aufgrund des viel besseren Wirkungsgrades eher das Rennen machen.“

2. Was sehen Sie als die größte Herausforderung und was als die größte Chance?

(A) “Chance: Emissionsminderung (CO<sub>2</sub>, CO und NO<sub>x</sub>).  
Herausforderung: Die Erzeugung großer Mengen an grünem H<sub>2</sub>. Transport.“

(B) „Größte Herausforderung: Wind- und PV-Parks in Deutschland und an den windhöufigsten und solarreichsten Regionen der samt H<sub>2</sub>-Elektrolyseure schnell

genug und ausreichend hochzuskalieren, damit H<sub>2</sub> in den Industrieländern ausreichend und zu wettbewerbsfähigen Preisen bereitstehen wird.

Größte Chance: Wenn die Transformation gelingt, liegt ein sehr flexibel einsetzbarer Brennstoff vor.“

3. Für welche Einsatzbereiche bzw. Anwendungsfälle sehen Sie das größte Potential?
  - (A) „Transportwesen und Hochtemperaturanwendungen, da wo Wärmepumpen technologisch ausscheiden (derzeit >100 °C).“
  - (B) „Hochtemperaturprozesse in der Industrie. Treibstoff für Flugzeuge. Treibstoff für Schiffsverkehr.“
4. Könnte gebundener Wasserstoff in Form von Syntheseprodukten wie synthetischem Erdgas bzw. Methan (SNG) oder synthetischem Ammoniak besser verwendet werden?
  - (A) „Synthetisches Methan erlaubt sicher eine breitere Anwendungspalette, da Anlagen nicht umgebaut bzw. umgerüstet werden müssen. Nachteilig ist der Wegfall des CO<sub>2</sub>-Vorteils.“
  - (B) „Ja, weil die vorhandenen Anlagen und Infrastrukturen ohne oder mit sehr geringen Anpassungen weiterfunktionieren. ABER, jeder zusätzliche Weiterbearbeitungsschritt verschlechtert den Wirkungsgrad und erhöht die Brennstoffgestehungskosten weiter.“
5. Im deutschen Erdgasnetz wird bereits Wasserstoff beigemischt, allerdings nur bis maximal 10 Vol.-%. In Sachsen-Anhalt wurde im Winter 2021/22 eine Konzentration bis 15 Vol.-% getestet. Für die aktuelle Heizperiode 2022/23 sind Konzentrationen von bis zu 20 Vol.-% geplant. Sind die von Ihnen betriebenen/betreuten Anlagen auch für einen höheren Wasserstoffanteil geeignet? Wo könnte es Komplikationen geben?
  - (A) „H<sub>2</sub> ist im Erdgas als natürliches Nebenprodukt enthalten und wird daher von bestehenden Anlagen bereits verwendet. Ein Sachverhalt der weiteren Beimischung von H<sub>2</sub> ist uns bisher - außer in Modellprojekten - nicht bekannt. Namhafte Hersteller von Heizungsanlagen bieten Komponenten mit H<sub>2</sub>-ready an, was bedeutet, dass ein Anteil von 20 % H<sub>2</sub> möglich ist. Grundsätzlich muss für

jede bestehende Anlage mit dem Hersteller die H<sub>2</sub>-Eignung geprüft und bewertet werden.“

(B) „Keine Angabe, weil weder Fachkenntnis noch praktische Erfahrung zum Thema.“

6. Welche weiteren Anforderungen müssen erfüllt sein, damit Wasserstoff u. a. als Brenngas verwendet werden kann? Haben Sie Lösungsvorschläge?

(A) „Die üblichen Sicherheitsanforderungen müssen erfüllt werden. U. a. muss die Gaszuführungsleitung, Armaturen und Regelorgane für H<sub>2</sub> geeignet sein und entsprechend geprüft werden.“

(B) „Energieerzeuger und Netze, die mit hohen unveränderten H<sub>2</sub>-Anteilen betrieben werden können.“

7. Können Sie eine Veränderung des Kundeninteresses hin zu Wasserstoff feststellen, auch im Hinblick auf die aktuelle weltwirtschaftliche Situation, und wie verändert dies Ihre Arbeit?

(A) „Aktuell besteht ein großes Interesse an H<sub>2</sub>-Lösungen. Treiber hierfür sind zum einen die politischen Randbedingungen mit drohender Verknappung der Ressource Erdgas (Gasmangellage) und zum anderen die Verteuerung von fossilen Brennstoffen infolge der CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Eine direkte Veränderung unserer Arbeit ist nicht zu erkennen.“

(B) „Die Begehrlichkeiten nehmen massiv zu. Eine funktionierende und kostengünstige Alternativ zu Erdgas möchten alle, die viel Energie benötigen. Bezüglich der Dauer bis H<sub>2</sub> in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen kann und bezüglich der Kosten, bestehen große Illusionen.“

8. Bis zum Stand Oktober 2021 betrug die geschätzte Gesamtleistung der Elektrolyseanlagen in Deutschland 80 MW. Die Bundesregierung plant bis zum Jahr 2030 eine Elektrolysekapazität von mindestens 10 GW aufzubauen. Halten Sie das Ziel für realistisch? Was müsste Ihrer Meinung nach getan werden, um dieses Ziel zu erreichen?

- (A) „Es muss Planungssicherheit für die potentiellen Betreiber von Elektrolyseanlagen geben. Eine angemessene Förderung von H<sub>2</sub>-Produktion aus Elektrolyse kann die Randbedingungen für Investoren und Betreiber weiter verbessern. Generell müsste mehr Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorhanden sein.“
- (B) „Die EE-Erzeugungsleistung bekommt es hin. Für die Beurteilung, wo die Umsetzungshemmnisse liegen, fehlt mir das fachspezifische Wissen. Der Aufbau von Kapazitäten in Deutschland macht aber meiner Einschätzung nach nur Sinn, um die Anlagentechnik serienreif zu entwickeln und sie dann an Orten der Welt einzusetzen, an denen EE-Strom zu wesentlich geringeren Kosten produziert werden kann.“
9. Wie schätzen Sie den Entwicklungsstand insbesondere in Deutschland in 10 Jahren ein?
- (A) „Grüner Wasserstoff wird in einzelnen Bereichen Anwendung finden und es wird eine weitere Beimischung in die Erdgas-Verteilnetze geben. Dies kann ein wesentlicher Beitrag werden. Eine eigene Wasserstoffwirtschaft in der Fläche wird wegen fehlender Überschussstrom-Kapazität im Süden Deutschlands eher nicht stattfinden, da die Infrastrukturellen Herausforderungen einer belastbaren Nord-Süd-Stromtransportes nicht gelöst sein wird. Der angestrebte weitere forcierte Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu einer höheren Volatilität im Stromsektor. Wasserstoff wird sich daher auch als Speichertechnologie etablieren, um Stromüberangebot nutzen zu können (Elektrolyseur) und bei Strommangel das Netz zu stabilisieren (Brennstoffzelle).“
- (B) „Man wird technologisch und wissenschaftlich auf hohem Niveau sein. Aber in der Umsetzung bis in 10 Jahren viel genauer wissen, was man hätte erreichen müssen, aber man wird es nicht erreicht haben.“

## 8 Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere, dass ich die vorliegende Thesis ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen benutzt habe.

Oeversee, 08.03.2023

Jonas Marcel Weiß

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Weiß', written in a cursive style.