

Hybridge

H₂-Versorgung abseits des Kernnetzes: Chancen für Nutzer und Energieversorger

Abschlussbericht

Impressum

Abschlussbericht

Hybridge

H₂-Versorgung abseits des Kernnetzes:
Chancen für Nutzer und Energieversorger

Durchführung

Projektleitung

Dipl.-Ing. Michael Kühn
michael.kuehn@dbi-gruppe.de
T +49 3731 4195-326

Kontakt

DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH
Freiberg
Halsbrücker Straße 34
D-09599 Freiberg
www.dbi-gruppe.de

Veröffentlichung

30.10.2025

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis	6
1 Einleitung	7
2 Wasserstoffderivate	9
2.1 Wasserstoffderivate im Kontext von Speicherung und Transport	9
2.2 Kurzbeschreibung betrachteter Derivate	12
2.2.1 Methan / SNG	12
2.2.2 Ammoniak	13
2.2.3 Methanol	13
2.2.4 Dimethylether	14
2.2.5 Ameisensäure	14
2.2.6 FTS-Produkte	15
2.2.7 LOHC-Systeme	16
2.3 Eingrenzung relevanter Derivate	17
2.3.1 TRL und Verfügbarkeit	17
2.3.2 Sicherheit – Einschränkungen bei Transport und Lagerung	18
2.3.3 Wasserstofffreisetzung und Energiebedarf	21
2.3.4 Gesamtbewertung	22
3 Betrachtung der H ₂ -Freisetzung relevanter Derivate	24
3.1 Dampfreformierung von Methan	24
3.2 Ammoniakspaltung	25
3.3 Dampfreformierung von Methanol	25
3.4 Vergleich der spezifischen Stoff- und Energiebedarfe	26
4 Wirtschaftliche Betrachtung	27
4.1 Import-, Transport- und Bezugskosten	27
4.2 Einschätzung der Wirtschaftlichkeit hinsichtlich der Energie- und Wasserstoffbereitstellung	28
4.2.1 Bewertung der Wirtschaftlichkeit hinsichtlich der energetischen und stofflichen Nutzung von Wasserstoff	29
4.2.2 Potentielle Einsparung bei der stofflichen Nutzung von Wasserstoff aus Derivaten	32
5 Zusammenfassung	34
6 Literatur	35

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Genehmigtes Wasserstoffkernnetz für Deutschland [1]	7
Abbildung 2:	Nutzungswege für Importierte Wasserstoffderivate	8
Abbildung 3:	Optionen zur Speicherung und zum Transport von Wasserstoff	9
Abbildung 4:	Speicherdichten verschiedener Wasserstoffspeicher, bezogen auf das reine Speichermedium	11
Abbildung 5:	Produktverteilung der Fischer-Tropsch-Synthese nach der Anderson-Schulz-Flory Verteilung	15
Abbildung 6:	LOHC-System	16
Abbildung 7:	Übersicht zur Gefahrstoffeinstufung der Derivate	19
Abbildung 8:	Prozessschritte der Dampfreformierung von Methan	24
Abbildung 9:	Prozessschritte zur Spaltung von Ammoniak	25
Abbildung 10:	Prozessschritte zur Dampfreformierung von Methanol	25
Abbildung 11:	möglicher Erdgaspreis in Abhängigkeit der CO ₂ -Bepreisung	30
Abbildung 12:	Vergleich der Betriebskosten beim Einsatz von Ammoniak zur H ₂ -Erzeugung	31
Abbildung 13:	Vergleich der Betriebskosten beim Einsatz von SNG zur H ₂ -Erzeugung	31
Abbildung 14:	Vergleich der Betriebskosten beim Einsatz von Methanol zur H ₂ -Erzeugung	32
Abbildung 15:	Mögliche Einsparung hinsichtlich der Betriebskosten bei der stofflichen Bereitstellung von Wasserstoff aus Derivaten im Vergleich zu Erdgas	33

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	TRL der Wasserstoffderivate für Erzeugung, Transport und H ₂ -Freisetzung sowie mögliche Umsetzungszeiträume	18
Tabelle 2:	Kategorien und Beschränkungen bei Transport und Lagerung von Wasserstoffderivaten [56], [57], [58]	20
Tabelle 3:	Bewertungsmatrix zur Bestimmung relevanter Derivate.....	22
Tabelle 4:	Spezifische Bedarfe für die Prozesse zur H ₂ -Freisetzung aus SNG, Ammoniak und Methanol	26
Tabelle 5:	Spanne für literaturbasierte Importkosten von SNG, Ammoniak und Methanol in 2030, Basis HHV [72], [73], [74].....	27
Tabelle 6:	Mögliche Bezugskosten für SNG, Ammoniak und Methanol	28
Tabelle 7:	Zusätzlich Annahmen für die Bestimmung der Betriebskosten	29
Tabelle 8:	Ermittelte Betriebskosten für die Wasserstofffreisetzung aus SNG, Ammoniak und Methanol	29

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

ADR:	Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße
BT:	Benzyltoluen
CCU:	Carbon Capture and Utilisation
DAC:	Direct Air Capture - CO ₂ -Abscheidung aus Umgebungsluft
DME:	Dimethylether
FTS:	Fischer-Tropsch-Synthese
LH ₂ :	Liquid Hydrogen - verflüssigter Wasserstoff
LNG:	verflüssigtes Erdgas
LOHC:	Liquid Organic Hydrogen Carrier
LPG:	Flüssiggas
MCH:	Methylcyclohexan
MeOH:	Methanol
MeOH-H ₂ :	Wasserstoff aus Methanol
MOF:	Metal-organic framework
NG-H ₂ :	Wasserstoff aus Erdgas
NH ₃ -H ₂ :	Wasserstoff aus Ammoniak
PBT:	Perhydrobenzyltoluen
PSA:	Druckwechseladsorption
RWGS:	reverse Wassergasshiftreaktion
SNG:	Synthetic Natural Gas - synthetisches Erdgas bzw. Methan
SNG-H ₂ :	Wasserstoff aus SNG
TOL:	Toluen
TRGS:	Technische Regeln für Gefahrstoffe
TRL:	Technology Readiness Level
WGK:	Wassergefährdungsklasse
WGS:	Wassergasshiftreaktion

1 Einleitung

Die Abkehr von fossilen Energieträgern wirft die Frage auf, welche Alternativen zu einer zuverlässigen Energieversorgung, insbesondere für die Industrie, beitragen können. Der Fokus liegt neben der Stromerzeugung durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen insbesondere auf der Energieversorgung mittels Wasserstoff. Die Versorgung mit Wasserstoff erfolgt dabei, vergleichbar zur Erdgasversorgung, bevorzugt leitungsgebunden. Nachdem im Oktober 2024 die Genehmigung für ein erstes Wasserstoffkernnetz erteilt wurde, wird schrittweise mit dessen Umsetzung begonnen. Abbildung 1 veranschaulicht die Struktur des genehmigten Wasserstoffkernnetzes [1]. Es wird ersichtlich, dass es sich hierbei primär um ein Transportnetz handelt, welches noch nicht alle Regionen Deutschlands erschließt. Um eine flächendeckende Versorgung auch kleinerer Abnehmer mit Wasserstoff zu gewährleisten, ist zusätzlich eine Umstellung bzw. der Neubau von Verteilnetzen erforderlich. Angesichts der erforderlichen Realisierungszeiträume ist es für einige Anwender notwendig, für die Dauer bis zur Umsetzung kurz- und mittelfristige Alternativen für die Wasserstoffbereitstellung zu identifizieren.

Genehmigtes Wasserstoffkernnetz

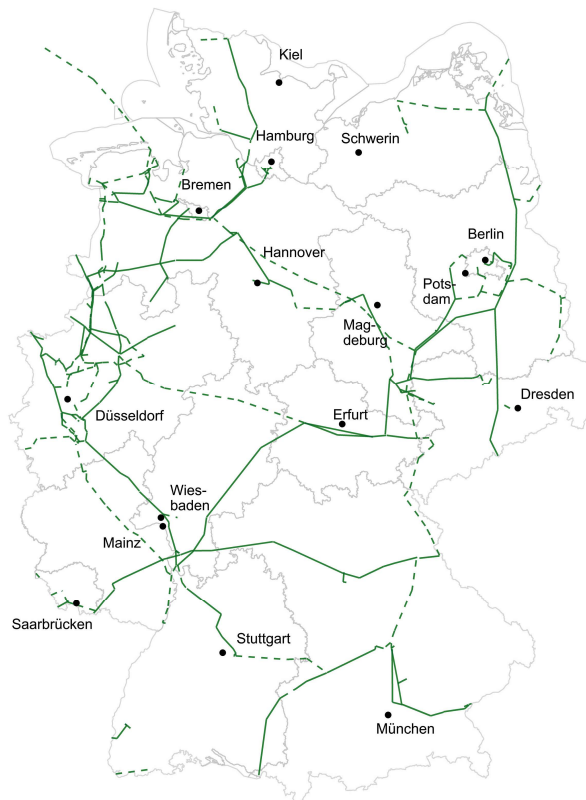


Abbildung 1: Genehmigtes Wasserstoffkernnetz für Deutschland [1]

Eine mögliche Alternative stellen die Derivate des Wasserstoffes dar, in denen Wasserstoff chemisch gebunden wird. Im Fokus der aktuellen Diskussionen stehen Derivate insbesondere im Kontext des Importes von Wasserstoff nach Deutschland. Im Rahmen dieser Importszenarien wird die Erzeugung des Wasserstoffes sowie der Derivate in Regionen angenommen, in denen erneuerbare Energien in ausreichendem Maße und ökonomisch sinnvoll zur Verfügung stehen. Dies resultiert in einem Preisvorteil gegenüber der Herstellung von Wasserstoff in Deutschland und kann zusätzliche Kapazitäten ermöglichen. Nach erfolgtem Import und der Zwischenlagerung am Importhafen ergeben sich für die Derivate verschiedene Nutzungswege, welche in Abbildung 2 dargestellt werden. Unterschieden wird hierbei in zentrale und dezentrale Nutzungswege. Im ersten Fall werden die importierten Derivate unmittelbar am Importterminal oder an logistisch günstig gelegenen Großanlagen genutzt, beispielsweise für chemische Synthesen im großindustriellen Maßstab oder

zur Energiegewinnung in Kraftwerken. Alternativ werden sie in Großanlagen wieder in Wasserstoff umgewandelt, welcher dann beispielsweise in das Kernnetz eingespeist werden kann. Der dezentrale Nutzungsweg fokussiert sich insbesondere auf kleinere Bedarfsträger, die kurz- und mittelfristig keinen Zugang zu einem Wasserstoffnetz erhalten werden. Es besteht auch in diesem Fall die Option, entsprechende Derivate zur Wärmeabgewinnung einzusetzen oder den im Derivat enthaltenen Wasserstoff wieder freizusetzen. Die vorliegende Studie widmet sich eben jener dezentralen Freisetzung von Wasserstoff zur stofflichen oder energetischen Nutzung.

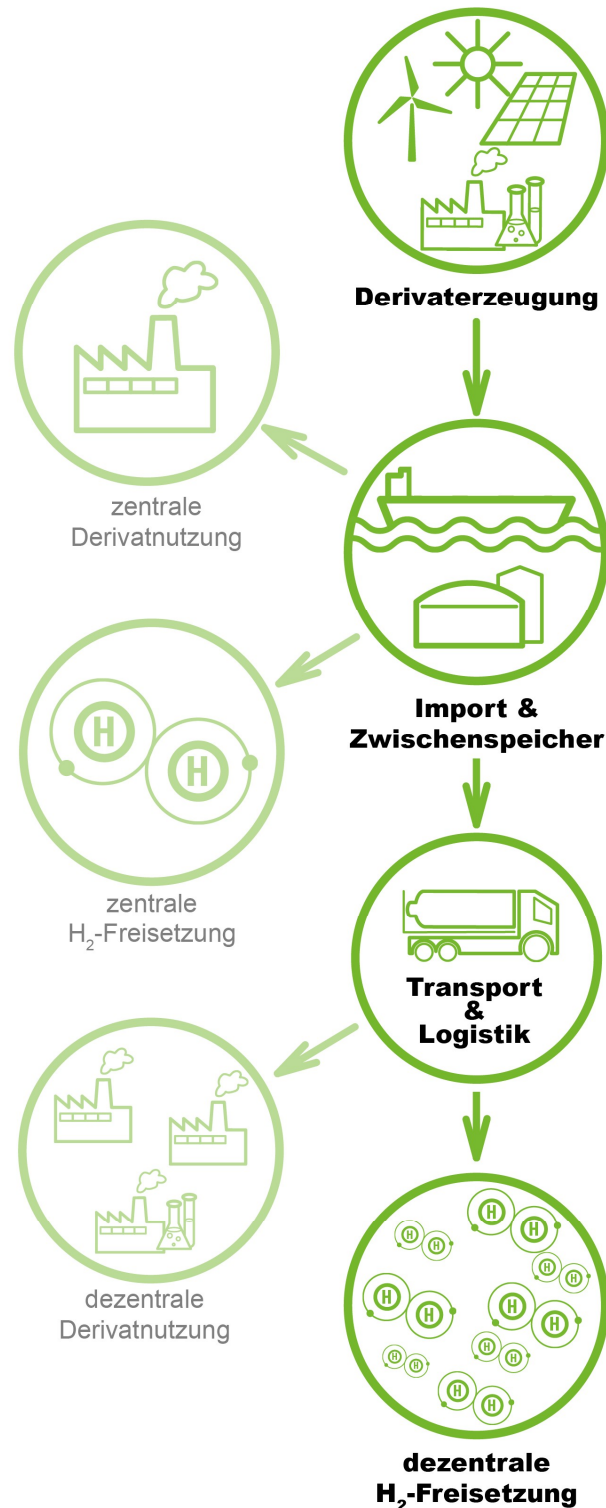


Abbildung 2: Nutzungswege für importierte Wasserstoffderivate

2 Wasserstoffderivate

2.1 Wasserstoffderivate im Kontext von Speicherung und Transport

Der Transport und die Speicherung von Wasserstoff, insbesondere mittels Derivaten, können nicht getrennt voneinander betrachtet werden. Deshalb ist es zunächst erforderlich, die Wasserstoffderivate in den Gesamtkontext einzuordnen. Für die Speicherung und den Transport von Wasserstoff lassen sich vier Optionen beschreiben, die in Abbildung 3 dargestellt sind.

1. Molekularer Wasserstoff

Eine zunächst naheliegende Option ist die Speicherung bzw. der Transport von molekularem Wasserstoff. Für kleinere Mengen kommen Druckbehälter zum Einsatz, in denen gasförmiger Wasserstoff üblicherweise bei Drücken von bis zu 700 bar gespeichert wird. Die Belieferung erfolgt in diesem Fall durch den Transport der Druckbehälter selbst, was ein technisch übliches Verfahren ist. Ebenfalls gasförmig und unter Druck kann Wasserstoff mittels einer Pipeline bzw. eines Pipelinenetzes transportiert werden. Dieser Ansatz wurde für das im Aufbau befindliche Wasserstoffkernnetz gewählt. Eine weitere Möglichkeit ist die Verflüssigung des Wasserstoffs. Hierbei wird Wasserstoff bis unter seinen Siedepunkt abgekühlt und flüssig in speziellen Cryo-Tanks gelagert. Diese können, ebenso wie die Druckbehälter, transportiert werden. Flüssiger Wasserstoff (LH₂) wird angesichts der höheren Energiedichte auch als Importoption mittels spezieller LH₂-Tanker gesehen, die ähnlich wie LNG-Tanker funktionieren. [2], [3]

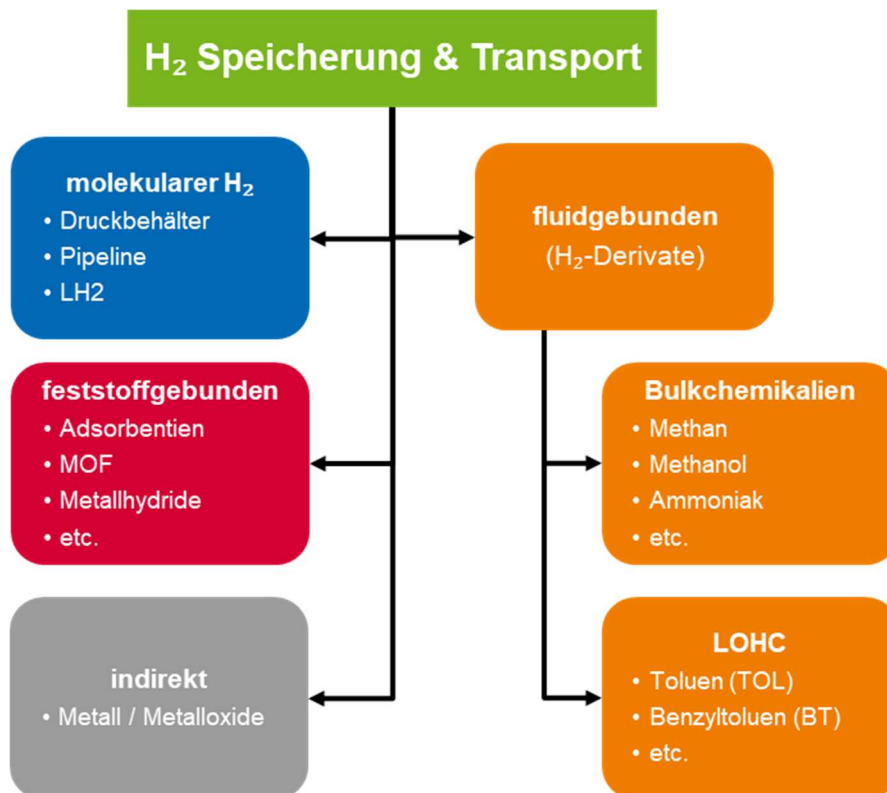


Abbildung 3: Optionen zur Speicherung und zum Transport von Wasserstoff

2. Feststoffgebundener Wasserstoff

Eine weitere Möglichkeit, Wasserstoff zu speichern und zu transportieren, ist die Bindung an Feststoffe. Hierbei kommen verschiedene Mechanismen zur Anwendung. Bei der Nutzung von Adsorbentien wird Wasserstoff beispielsweise bei niedrigen Temperaturen und/oder erhöhten Drücken physikalisch an der Feststoffoberfläche gebunden. Die Ausspeicherung erfolgt durch Temperaturerhöhung bzw. Druckabsenkung. Genutzt werden Stoffe wie Aktivkohlen, aber auch sogenannte metallorganische Gerüstverbindungen (MOF), die aufgrund ihrer hohen Oberflächen große Mengen an Wasserstoff binden können. Eine weitere Art der Feststoffspeicher für Wasserstoff sind die sogenannten Metallhydride. Dabei wird Wasserstoff chemisch an Metalle und Metallverbindungen gebunden und kann durch Temperaturerhöhung wieder freigesetzt werden. Neben der reinen Speichereigenschaft ist bei Feststoffspeichern ebenfalls ein Transport möglich, indem die Feststoffe selbst transportiert werden [4], [5].

3. Indirekte Speicherung

Metalloxide können zur Speicherung von Wasserstoff dienen, auch wenn dieser nicht elementar vorliegt. Hierzu wird ein Verfahren genutzt, das auf der Reduktion von Metalloxiden bzw. der Oxidation von reinen Metallen beruht. Zur Einspeicherung wird das Metalloxid mit reinem Wasserstoff in Verbindung gebracht, wodurch es zu einer Reduktion des Metalloxids kommt. Dabei entsteht Wasser als Nebenprodukt. Um den Wasserstoff zurückzugewinnen, wird das Metall mit Wasserdampf in Kontakt gebracht, wodurch es zur Oxidation und Freisetzung von Wasserstoff kommt. Da Speicherung und Freisetzung ggf. örtlich getrennt stattfinden ist am Ort der Freisetzung die Bereitstellung entsprechender Mengen an Dampf notwendig. Ähnlich wie beim feststoffgebundenen Wasserstoff ist auch hier ein Transport möglich, indem das Speichermedium, also das elementare Metall, transportiert wird [6], [7].

4. Fluidgebundener Wasserstoff (H₂-Derivate)

Als Wasserstoffderivate bezeichnet man verschiedene Chemikalien, in denen Wasserstoff chemisch gebunden ist. Wasserstoffderivate liegen als Fluide, also in gasförmiger oder flüssiger Form, vor. Sie können entweder direkt als chemische Verbindung verwertet oder einer chemischen Umwandlung unterzogen werden, um Wasserstoff wieder freizusetzen. Hierfür werden eine Reihe von Verbindungen als besonders geeignet angesehen, darunter Bulkchemikalien wie Methan, Methanol oder Ammoniak sowie die sogenannten Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC). Eine nähere Beschreibung einzelner Derivate findet sich in Kapitel 2.2. Der Transport von Wasserstoffderivaten ist Stand der Technik und kann auf unterschiedliche Weise erfolgen. Dies reicht vom Transport in geschlossenen Behältern, die je nach Aggregatzustand, Temperatur und Druck als Druck-, Flüssigkeits- oder Kryo-Behälter ausgeführt sind, bis hin zu Gas- und Flüssigkeitspipelines. Aufgrund der oft ähnlichen Eigenschaften zu Erdölprodukten ist einer der Ansätze, die bereits vorhandene Infrastruktur zu nutzen [4], [8], [9], [10].

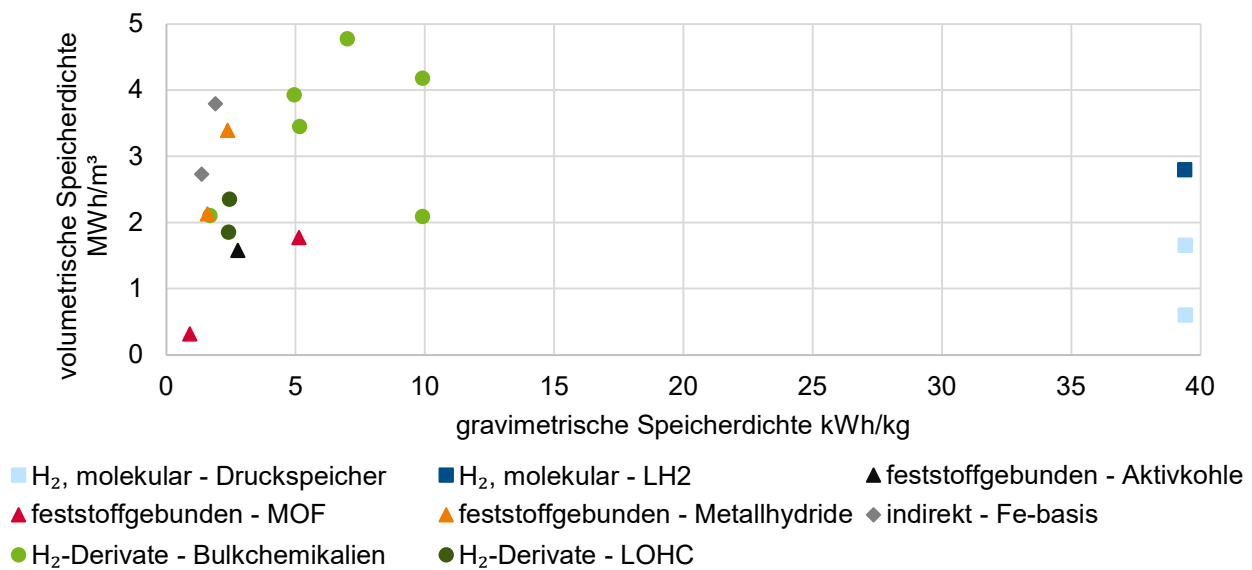


Abbildung 4: Speicherdichten verschiedener Wasserstoffspeicher, bezogen auf das reine Speichermedium

Die Eignung als Wasserstoffspeicher wird vor allem durch die jeweiligen Speicherdichten sowie durch den Energieverbrauch für Ein- und Ausspeicherung charakterisiert. Für den Transport sind zudem weitere Faktoren relevant, wie die Handhabung der jeweiligen Speichermedien und die logistischen Voraussetzungen. Ein Vergleich der verschiedenen Speicherdichten ist in Abbildung 4 gegeben, und ermöglicht eine erste Einordnung der jeweiligen Speicher- und Transportoptionen.

Während molekularer Wasserstoff naturgemäß die höchste gravimetrische Speicherdichte aufweist, kann eine hohe volumetrische Speicherdichte nur mit LH₂ erreicht werden. Feststoffgebundene und H₂-freie Speicher erreichen zwar teilweise sehr hohe volumetrische Speicherdichten, ihre gravimetrischen Speicherdichten sind jedoch niedrig, d.h. zu transportierende Massen sind relativ hoch. Wasserstoffderivate weisen insbesondere hohe volumetrische Speicherdichten auf und haben im Vergleich zu den anderen Optionen höhere gravimetrische Speicherdichten.

Der Transport von molekularem Wasserstoff erweist sich insbesondere für mittlere Mengen, > 4 t was der Kapazität des aktuell größten Trailers entspricht, und eine nicht leitungsgebundene Versorgung als sehr aufwendig. Für Druckbehälter sind hohe Verdichtungsraten mit entsprechend hohem Energieaufwand notwendig, gleiches gilt für die Verflüssigung von Wasserstoff zum Transport in Cryo-Behältern. Der Transport von Feststoffen erfordert insbesondere bei mittleren und größeren Mengen an benötigtem Wasserstoff einen hohen logistischen Aufwand, da aufgrund der geringen gravimetrischen Speicherdichten großen Mengen bewegt werden müssen. Der Transport von Wasserstoffderivaten ist hingegen relativ einfach, da die vorhandene Infrastruktur bzw. verfügbare Technologien genutzt werden können. Aufgrund der hohen Speicherdichten und des einfachen Transports könnten Wasserstoffderivate grundsätzlich zur dezentralen Wasserstoffversorgung geeignet sein. Diese Option bietet sich insbesondere dann an, wenn ohnehin H₂-Derivate importiert und zur H₂-Erzeugung genutzt werden sollen. Anwender, die noch nicht an das Wasserstoffnetz angebunden sind, können so direkt mit importierten Derivaten beliefert werden und den Wasserstoff lokal erzeugen.

2.2 Kurzbeschreibung betrachteter Derivate

Zu den betrachteten Derivaten gehören fünf Bulkchemikalien sowie die Gruppe der Produkte aus der Fischer-Tropsch-Synthese (FTS), hinzu kommen noch zwei LOHC-Systeme:

- Bulkchemikalien
 - Methan (CH₄)
 - Ammoniak (NH₃)
 - Methanol (MeOH)
 - Dimethylether (DME)
 - Ameisensäure
- FTS-Produkte
- LOHC-Systeme
 - Benzyltoluen – Perhydrobenzyltoluen (BT – PBT)
 - Toluol – Methylcyclohexan (TOL – MCH)

2.2.1 Methan / SNG

Aktuell findet Methan in Form von Erdgas bereits Anwendung zur Herstellung von Wasserstoff über die Dampfreformierung. Das in diesem Prozess eingesetzte Methan stammt jedoch zumeist aus fossilem Erdgas oder Biogas. Alternativ lässt sich Methan auch regenerativ, durch die Reaktion von Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid oder Kohlenstoffmonoxid herstellen (SNG). Das entsprechende Verfahren beruht auf der schon 1902 entdeckten Sabatier- bzw. Methanisierungsreaktion, siehe Gleichung (1) und (2) [11]. Das so hergestellte synthetische Methan (SNG) kann auf diese Weise als Wasserstoffträger beziehungsweise regenerativer Energieträger genutzt werden.



Verschiedene Studien befassen sich mit SNG als Wasserstoffimportoption. Da es sich chemisch gesehen um Methan handelt, können dieselben Importwege wie für Erdgas genutzt werden. Da entsprechende Infrastruktur in Form von Pipelines, Flüssiggastankern und -terminals bereits vorhanden ist, ergibt sich hier ein klarer Vorteil [10]. Ebenso kann die regional vorhandene Verteilinfrastruktur in Form der Erdgasnetze genutzt werden, was eine Belieferung mögliche Anwender stark vereinfacht.



Die Gewinnung von Wasserstoff aus Erdgas beziehungsweise Methan ist über die Dampfreformierung, siehe Gleichung (3) als Rückreaktion von Gleichung (2), ein bereits technisch etablierter Prozess welcher klein- bis großskalig verfügbar ist. Der Prozess beruht auf der katalytischen Umsetzung von Methan mit Wasser zu Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff. Über die WGS-Reaktion welche parallel abläuft und insb. bei Wasserüberschuss begünstigt wird, lässt sich die Wasserstoffausbeute weiter steigern, vgl. Gleichung (4). Je nach beabsichtigtem Verwendungszweck ist anschließend eine Aufreinigung des wasserstoffreichen Gases notwendig [11], [12].

2.2.2 Ammoniak

Die Herstellung von Ammoniak aus Wasserstoff ist ein großtechnisch etablierter Prozess und zumeist eine Vorstufe der Düngemittelherstellung. Nach dem Haber-Bosch-Verfahren lässt sich Wasserstoff mit Stickstoff bei hohen Drücken katalytisch zu Ammoniak umsetzen vgl. Gleichung (5) [13]. Die aktuellen Synthesen basieren zumeist auf fossilem Wasserstoff, jedoch gibt es eine Anzahl an Projekten, in denen die Synthese ausgehend von Elektrolysewasserstoff erfolgen soll [14], [15]. Aufgrund der hohen Speicherdichte kommt auch Ammoniak als Wasserstoffträger für den Import infrage [16].



Für die Lagerung und den Transport wird Ammoniak üblicherweise verflüssigt, je nach Menge kommen unterschiedliche Bedingungen zur Anwendung. Kleine Mengen unter 1 500 t werden unter Druck in Stahlbehältern verflüssigt, während größere Mengen bei Umgebungsdruck und einer Temperatur von -33°C in isolierten Tanks flüssig gehalten werden [17], [18]. Unter der Voraussetzung, dass Ventile und Dichtungen gegen Ammoniak resistent sind, können Tanks und Infrastruktur genutzt werden, welche bisher für Flüssiggas (LPG) genutzt werden. Durch seine Toxizität und die Bildung explosionsfähiger Gemische mit Luft ist Ammoniak als Gefahrgut eingestuft und im Umgang sind besondere Vorkehrungen zu beachten [17].

Eine Freisetzung des gebundenen Wasserstoffes erfolgt mittels Ammoniakspaltung, bei der unter hohen Temperaturen, in der Regel über 650 °C, eine katalytische Zersetzung stattfindet, welche der Rückreaktion von Gleichung (5) entspricht. Neben Wasserstoff entsteht nur Stickstoff als Nebenprodukt. Es kommt durch den Prozess zu keinen direkten CO₂-Emissionen. Durch die hohen erforderlichen Temperaturen ist der Prozess jedoch energieintensiv, so dass ein Teil des Ammoniaks oder Wasserstoffs zur Energiebereitstellung genutzt werden muss oder ein externer Energiebezug, z.B. Strom, notwendig ist. Technisch umgesetzt wird die Ammoniakspaltung aktuell nur im kleinen Maßstab für spezielle Anwendungen z.B. in Härterein [19], [20]. Hinsichtlich der großskaligen Nutzung sind bereits Anlagen in Planung [21].

2.2.3 Methanol

Bei der Synthese von Methanol aus Synthesegas, einem Gasgemisch bestehend aus Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid und Kohlenstoffdioxid, siehe Gleichung (6) und Gleichung (7), handelt es sich ebenfalls um ein seit mehr als 100 Jahren etablierten großtechnischen Prozess [22]. Während ein Großteil der aktuellen Synthesen auf fossilen Ausgangsstoffen beruht, existieren inzwischen mehrere Anlagen, welche Elektrolysewasserstoff nutzen [23], [24]. Ein weiterer Fokus liegt in diesem Zusammenhang ebenfalls auf der Nutzung von CO₂ als Ausgangsstoff im Rahmen von Carbon-Capture-and-Utilisation-Szenarien (CCU). Ausgehend von Elektrolysewasserstoff ermöglicht die Methanolsynthese neben der stofflichen Nutzung die Verwendung von grünem Methanol als Wasserstoffspeicher- und Transportmedium [10].



Da Methanol bei Umgebungsbedingungen flüssig vorliegt, ist eine Verflüssigung oder Nutzung von Druckbehältern nicht notwendig [25]. Bei Transport und Lagerung muss jedoch die Toxizität, leichte Entzündbarkeit und die mögliche Bildung explosionsfähiger Atmosphären beachtet werden. Aufgrund bestehender Methanolimporte verfügt Europa bereits über geeignete Hafen- und Lagerinfrastruktur, die

grundsätzlich auch für zusätzliche Importe genutzt werden kann [26]. Eine Belieferung des Anwenders ab dem Importterminal ist ebenfalls Stand der Technik.

Die Freisetzung des Wasserstoffs kann mittels der Dampfreformierung von Methanol erfolgen. Hierbei wird Methanol analog der Dampfreformierung von Methan katalytisch bei einem Überschuss von Wasser umgesetzt, vgl. Rückreaktion von Gleichung (7) [27], [28]. Dabei wird durch das vorhandene Wasser mehr Wasserstoff freigesetzt als chemisch im Methanol gebunden ist. Großtechnisch ist die Dampfreformierung von Methanol aktuell noch nicht umgesetzt jedoch sind kleinere und mittlere Anlagen kommerziell verfügbar [29], [30].

2.2.4 Dimethylether

Eine weitere Bulkchemikalie, welche als Wasserstoffträger in Frage kommt, ist Dimethylether (DME). Etabliert ist die Herstellung von DME über ein zweistufiges Verfahren mittels Methanol, in Entwicklung befinden sich jedoch auch Verfahren zur direkten Synthese aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid nach Gleichung (8) u.a. im Rahmen von CCU-Szenarien [31].



DME ist bei Umgebungsbedingungen gasförmig, leicht entzündlich und bildet mit Luft explosive Gemische. Dass DME als Wasserstoffträger diskutiert wird, liegt daran, dass es im Gegensatz zu Methanol als nicht toxisch eingestuft ist. Da DME gasförmig ist, wird es zur Lagerung und zum Transport verflüssigt, dies kann zum einen unter Druck geschehen als auch durch Kühlung bei leichtem Überdruck [32], [33]. Da die Verflüssigung noch bei gemäßigten Bedingungen stattfindet, 5,1 bar bzw. -25 °C, ist es möglich, vorhandene Infrastruktur für LPG zu nutzen.

Eine Freisetzung des Wasserstoffes ist analog zu Methanol über die Dampfreformierung von DME möglich. Hierbei handelt es sich um die Rückreaktion nach Gleichung (8) bei der ebenfalls mehr Wasserstoff freigesetzt wird als chemisch gebunden ist. Insgesamt kann so bezogen auf die Stoffmenge mehr Wasserstoff als bei der Dampfreformierung von Methanol freigesetzt werden [33]. Die Dampfreformierung von DME befindet sich jedoch noch in der Entwicklungsphase [34], [35].

2.2.5 Ameisensäure

Bei Ameisensäure handelt es sich um einen generell weniger im Fokus stehenden potentiellen Wasserstoffträger, welcher jedoch als Alternative zu anderen Stoffen ebenfalls diskutiert wird [36], [37]. Die Erzeugung von Ameisensäure ist neben den bekannten industriellen Verfahren auch aus Wasserstoff über eine katalytische Flüssigphasenreaktion möglich, vgl. Gleichung (9). Dieser Prozess ist zwar relativ energieintensiv würde aber im Kontext eines Wasserstoffimportszenarios im Exportland, mit entsprechend niedrigen Energiepreisen, stattfinden [38], [39]. Erzeugungsverfahren basierend auf Wasserstoff befinden sich noch in Entwicklung und stehen nicht kommerziell zur Verfügung.



Ameisensäure liegt bei Umgebungstemperaturen in flüssiger Form vor und muss aufgrund ihrer korrosiven bzw. ätzenden Eigenschaften in geeigneten Tanks gelagert werden. Weitergehend ist Ameisensäure entzündbar und kann als Dampf explosive Gemische mit Luft bilden. Eine Zersetzung und damit

einhergehende Bildung von Kohlenstoffmonoxid ist möglich [40]. Die Speicherdichte für Wasserstoff ist relativ niedrig und liegt im Vergleich im Bereich der LOHC [41]. Die Freisetzung von Wasserstoff ist thermokatalytisch möglich. Vorteilhaft ist, dass die Reaktion bei moderaten Bedingungen, z.B. < 100 °C, stattfindet und somit der Energiebedarf relativ niedrig ist. Ähnlich wie die Einspeicherung befindet sich die Wasserstofffreisetzung noch im Entwicklungsstadium und konzentriert sich insb. auf die Verstromung des freigesetzten Wasserstoffes in Brennstoffzellen [42], [43].

2.2.6 FTS-Produkte

Die Fischer-Tropsch-Synthese ist ein bereits in den 1920er Jahren entwickeltes Verfahren zur katalytischen Synthese von Kohlenwasserstoffen aus Synthesegas bestehend aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid nach Gleichung [44], [45]. Über die RWGS-Reaktion, Gleichung (4), ist ebenfalls Kohlenstoffdioxid als Ausgangsmaterial möglich [46]. Je nach Betriebsbedingungen und eingesetzten Katalysator ergibt sich ein Produktgemisch, welches aus Kohlenwasserstoffen verschiedener Kettenlängen besteht. Die Anteile der jeweiligen Produktfraktionen werden durch die Anderson-Schulz-Flory Verteilung beschrieben, vgl. Abbildung 5. Die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α , bestimmt u.a. durch den Katalysator, Druck, Temperatur und H₂/CO-Verhältnis bedingt die Produktzusammensetzung. Diese kann, wie Abbildung 5 zeigt, von überwiegend Methan bis zu einem überwiegenden Anteil an Wachsen reichen. Als Wasserstoffträger sind insbesondere die gasförmigen und flüssigen Produkte bzw. Produktgemische interessant, welche u.a. auch als Ersatz für fossile Energieträger genutzt werden. Die FTS ist ein kommerziell etabliertes Verfahren, welches im großtechnischen Maßstab verfügbar ist [47].

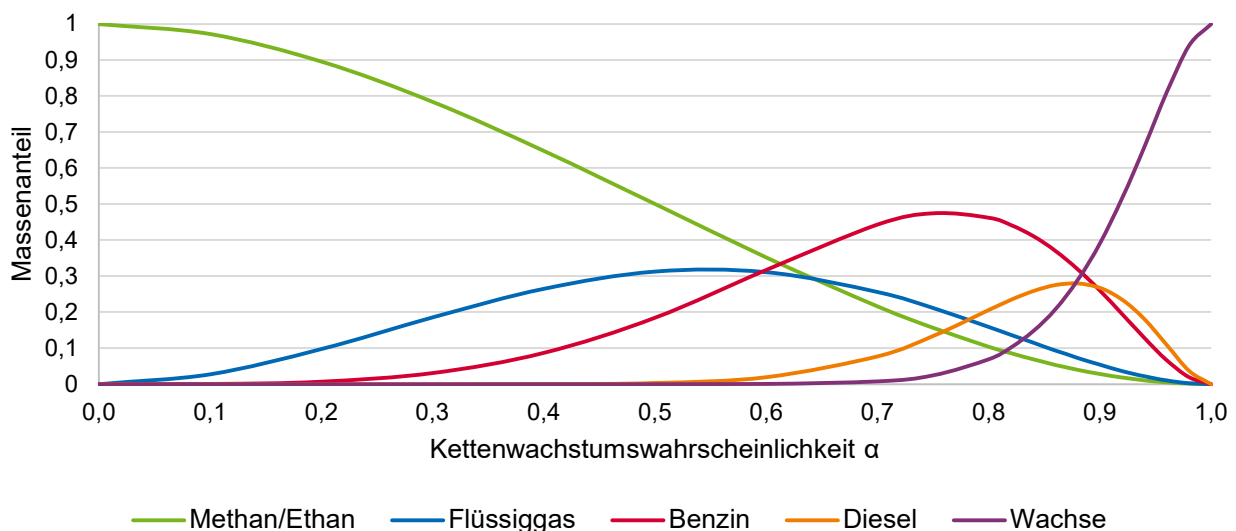


Abbildung 5: Produktverteilung der Fischer-Tropsch-Synthese nach der Anderson-Schulz-Flory Verteilung

Aufgrund der Ähnlichkeit der FTS-Produkte zu fossilen Energieträgern könnte für Transport und Speicherung auf ein vorhandenes Logistik- und Infrastrukturnetz zurückgegriffen werden. Eine Freisetzung des Wasserstoffes wäre über bekannte Verfahren wie die Dampfreformierung oder Partielle Oxidation grundsätzlich möglich. Angesichts des erhöhten Aufwands zur Herstellung und Wasserstofffreisetzung sowie der bestehenden hohen Bedarfe an FTS-Produkten (u.a. Kerosin, Diesel), steht die Nutzung zur H₂-Erzeugung derzeit nicht im Fokus.

2.2.7 LOHC-Systeme

LOHC bestehen jeweils aus einem System von zwei Chemikalien, eine „unbeladene“ ungesättigte Kohlenwasserstoffverbindung sowie eine „beladene“ gesättigte Verbindung, welche das eigentliche Speichermedium darstellt. Zur Einspeicherung des Wasserstoffes wird die ungesättigte Verbindung zur gesättigten Verbindung hydriert. Die Wasserstofffreisetzung wiederum geschieht durch Dehydrierung der gesättigten Verbindung, wobei neben Wasserstoff die ungesättigte Verbindung als Produkt entsteht. Es handelt sich hierbei also um einen Kreisprozess mit reversiblen Reaktionen, welcher in Abbildung 6 verbildlicht ist. Für ein mögliches WasserstoffimportszENARIO würde dies zum einen den Import der gesättigten Verbindung bedeuten als auch den Rücktransport der ungesättigten Verbindung, um den Kreislauf zu schließen. Dies bedeutet einen größeren logistischen Aufwand bei einer im Vergleich zu den anderen Derivaten geringeren Speicherdichte, vgl. Abbildung 4. Die Nutzung von LOHC hat jedoch auch Vorteile, je nach System sind die genutzten Verbindungen ggf. stabiler und teils weniger gefährlich als andere Wasserstoffderivate. Ein weiterer wichtiger Faktor ist, dass keine vollständige Zersetzung des Trägermediums stattfindet, was wiederum bedeutet, dass hierdurch keine Nebenprodukte wie Kohlenstoffdioxid oder Stickstoff anfallen und auch bei der Einspeicherung des H₂ keine CO₂-Bereitstellung erforderlich ist [4], [48], [49], [50].

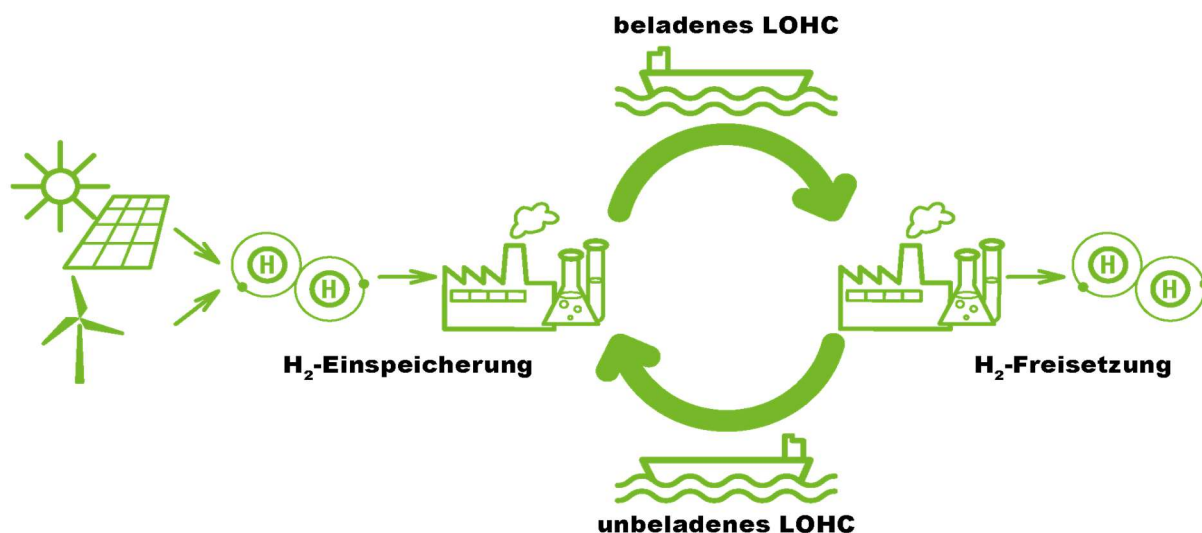


Abbildung 6: LOHC-System

Zwei dieser Systeme, deren praktische Umsetzung bereits demonstriert wurde, sollen in die Betrachtung mit einbezogen werden. Hierbei handelt es sich zum einen um Benzyltoluen – Perhydrobenzyltoluen (BT – PBT) und zum anderen um Toluol – Methylcyclohexan (TOL – MCH) [8], [51].

Benzyltoluen – Perhydrobenzyltoluen

Die Umsetzung des LOHC-Systems BT – PBT wird insbesondere durch das in Deutschland ansässige Unternehmen Hydrogenious vorangetrieben. Mit ersten Demonstrationsprojekten wird sowohl die Hydrierung als auch die Dehydrierung der jeweiligen Verbindungen demonstriert. Beide Stoffe liegen bei Umgebungsbedingungen flüssig vor und sind somit zum Transport in konventionellen Behältern geeignet. Es handelt sich jeweils um Gefahrstoffe, jedoch wird ihre Entflammbarkeit sowie auch Toxizität als geringer eingeschätzt als bei anderen LOHC-Systemen. Neben den kleinskaligen Pilotanlagen wird an der Umsetzung von Anlagen mit Kapazitäten von mehreren 10 000 t/a gearbeitet [8].

Toluol – Methylcyclohexan

Ein weiteres LOHC-System, welches bereits demonstriert wurde, ist TOL – MCH. Ein durch das japanische Unternehmen Chiyoda Corporation patentiertes Verfahren wurde kleinskalig für die Hydrierung, Dehydrierung als auch den Transport per Schiff über längere Strecken durchgeführt [52]. Bei beiden Verbindungen handelt

es sich um Flüssigkeiten, welche analog BT – PBT in geeigneten konventionellen Behältern transportiert werden können. Beide Verbindungen sind leicht entflammbar und gesundheitsgefährdend, weshalb entsprechende Regularien im Umgang mit ihnen gelten [53], [54].

2.3 Eingrenzung relevanter Derivate

Um eine Eingrenzung auf relevante Derivate zu ermöglichen, werden verschiedene Kriterien betrachtet. Diese sind zum einen der Entwicklungsstand der Technologie (TRL) sowie deren Verfügbarkeit, mögliche Gefahren, die von den jeweiligen Derivaten ausgehen und sich hieraus ergebende Einschränkungen für den Transport und die Lagerung sowie technische Details wie Speicherdichte und Energiebedarf.

2.3.1 TRL und Verfügbarkeit

Zur Beurteilung des TRL wird die Prozesskette in drei Stufen eingeteilt. Wichtig ist zum einen der TRL der „Erzeugung“, d.h. die Synthese des H₂-Derivates an einem ökonomisch günstigen Standort als Grundlage der Prozesskette. Der TRL des „Transportes“ schließt zum einen den Importweg als auch die Verteilung an die Anwender ein. Abschließend ist der TRL der „H₂-Freisetzung“ zu betrachten, welche dezentral bei den Anwendern stattfinden soll [10], [55].

In Tabelle 1 ist die recherchebasierte Einschätzung der TRL gegeben. Wichtig ist zu beachten, dass Teilprozesse beruhend auf etablierten Technologien im Einzelnen hohe TRL haben können, während die gesamte Prozesskette aufgrund von fehlender Umsetzung bzw. durch Teilschritte insgesamt niedriger einzustufen ist. Hinsichtlich der Erzeugung liegt der höchste TRL bei Methan, Ammoniak und Methanol. Es handelt sich zwar um etablierte Technologien, welche einen TRL 9 ergeben würden, dennoch wird hier eine Spanne von TRL 7 – 9 angegeben, da die Synthesen basierend auf Elektrolysewasserstoff noch nicht entsprechend etabliert sind. Die TRL für die Erzeugung von DME und Ameisensäure sind relativ niedrig bezogen auf die direkte Synthese aus Wasserstoff welche jeweils noch Entwicklungsbedarf aufweisen. Die FTS-Synthese ist zwar ebenfalls ein etablierter Prozess, jedoch unterscheidet sich der Entwicklungsstand hinsichtlich der konkreten Produkte und auch mit dem Hintergrund der Nutzung von Elektrolysewasserstoff. Für LOHC finden sich erste Demonstrationsprojekte und eine Hochskalierung hat begonnen.

Für den Transport wird ein TRL von 9 angenommen, da es sich in den meisten Fällen um Stoffe handelt, welche einem internationalen Handel unterliegen und entsprechende Transportoptionen verfügbar sind bzw. keine Gründe gegen die Nutzung dieser Optionen sprechen.

Die TRL für die H₂-Freisetzung unterscheiden sich teilweise deutlich. Die Dampfreformierung von Methan ist in allen Größenordnungen Stand der Technik. Für die Spaltung von Ammoniak und die Dampfreformierung von Methanol sind kleinskalige Anlagen kommerziell verfügbar, jedoch großskalig noch nicht umgesetzt entsprechend wird hierfür ein allgemein ein niedrigerer TRL angesetzt. Andere Verfahren befinden sich im Status der Forschung und Entwicklung.

Sterner et al. geben neben einer Einschätzung des TRL ebenfalls eine Einschätzung, in welchem Zeitraum die Umsetzung einer kompletten Prozesskette der jeweiligen Derivate möglich wäre [10]. Hier zeigt sich, dass eine Umsetzung mit CO₂ aus Punktquellen für Technologien mit hohen TRL bereits innerhalb von 5 Jahren möglich sein könnte. Prozesse basierend auf DAC und teilweise noch notwendige Skalierung könnten jedoch mehr Zeit in Anspruch nehmen.





























Tabelle 1: TRL der Wasserstoffderivate für Erzeugung, Transport und H₂-Freisetzung sowie mögliche Umsetzungszeiträume

	TRL			Umsetzungszeitraum
	Erzeugung	Transport	H ₂ -Freisetzung	in Jahren
CH ₄	7 – 9	9	9	2,5 - 4 (Punktquellen) 5 - 10 (DAC / großskalig)
NH ₃	7 – 9	9	8 – 9 (kleinskalig) 4 – 7 (großskalig)	1 - 5 Jahre
MeOH	7 – 9	9	9 (kleinskalig) 5 – 6 (mittel- bis großskalig)	2,5 - 5 (Punktquellen) 5 - 10 (DAC)
DME	4 – 5	9	4 – 5	n.b.
FTS-Produkte	6 – 8	9	-	3 – 5 (großskalig) 5 – 10 (DAC)
Ameisensäure	4 – 5	9	4 – 5	n.b.
LOHC-BT	5 – 7	9	5 – 6	5 – 10
LOHC-TOL	5 – 7	9	5 – 6	6 - 10

2.3.2 Sicherheit – Einschränkungen bei Transport und Lagerung

Bei den betrachteten Wasserstoffderivaten handelt es sich um Chemikalien oder Energieträger, die mit einem gewissen Gefahrenpotential verbunden sind, weshalb sie als Gefahrstoffe bzw. Gefahrgüter eingestuft werden, und ggf. besonderen Regelungen unterliegen. Zur Bewertung dieser Kriterien werden nachfolgend Daten aus der GESTIS-Stoffdatenbank sowie Einstufungen aus dem Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR) zugrunde gelegt [56], [57]. Eine grafische Übersicht über die Zuordnung der jeweiligen Derivate ist in Abbildung 7 zu finden. Unter Klasse 2 – Gase fallen, auch in verflüssigter Form, Ammoniak, Methan und DME. Während Methan und DME als entzündbar eingestuft werden, ist Ammoniak ebenfalls als giftig und korrosiv klassifiziert. Die flüssigen Derivate fallen in verschiedene Klassen. Methanol, FTS-Produkte, Toluol und Methylcyclohexan fallen unter die Klasse 3, da es sich jeweils um entzündbare Flüssigkeiten mit niedrigem Flammpunkt handelt. Methanol wird zusätzlich noch als giftig klassifiziert. Ameisensäure gilt als korrosiv und entzündbar und fällt in Klasse 8. BT und PBT werden allgemein der Klasse 9 zugeordnet und gelten als umwelt- bzw. gesundheitsgefährdend. Mit Ausnahme von

Methan sind alle Derivate mindestens schwach wassergefährdend, Wassergefährdungsklasse (WGK) 1, oder wassergefährdend bzw. stark wassergefährdend WGK 2 – WGK 3 und entsprechend problematisch hinsichtlich einer Leckage.

Klasse 2 - Gase	<div>268</div> <div>1005</div>	<div>23</div> <div>1971</div>	<div>23</div> <div>1033</div>				
	<div>Ammoniak</div> <div>2TC / 2</div> <div>entzündbar, toxisch, korrosiv</div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>	<div>Methan</div> <div>1F / -</div> <div>entzündbar</div> <div><div></div><div></div></div>	<div>Dimethylether</div> <div>2F / 1</div> <div>entzündbar</div> <div><div></div><div></div></div>				
Klasse 3 - Entzündbare flüssige Stoffe	<div>336</div> <div>1230</div>	<div>30</div> <div>-</div>	<div>33</div> <div>1294</div>	<div>33</div> <div>2296</div>			
	<div>Methanol</div> <div>FT1 / 2</div> <div>entzündbar (niedriger Flammpunkt), toxisch</div> <div><div></div><div></div><div></div></div>	<div>FTS-Produkte</div> <div>F1 / 2-3</div> <div>entzündbar (niedriger Flammpunkt)</div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>	<div>Toluen</div> <div>F1 / 3</div> <div>entzündbar (niedriger Flammpunkt)</div> <div><div></div><div></div><div></div></div>	<div>Methylcyclohexan</div> <div>F1 / 2</div> <div>entzündbar (niedriger Flammpunkt)</div> <div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>			
Klasse 8 Ätzende Stoffe	<div>83</div> <div>1779</div>						
	<div>Ameisensäure</div> <div>CF1 / 1</div> <div>korrosiv, entzündbar</div> <div><div></div><div></div></div>						
Klasse 9 Verschiedene gefährliche Stoffe	<div>90</div> <div>3082</div>	<div>90</div> <div>3082</div>					
	<div>Benzyltoluol</div> <div>M6 / 3</div> <div>umweltgefährdend</div> <div><div></div><div></div><div></div></div>	<div>Perhydrobenzyltoluol</div> <div>M6 / (3)</div> <div>umweltgefährdend</div> <div><div></div></div>					

Gefahrnummer
UN-Nummer
Bezeichnung
Klassifizierung / Wassergefährdungsklasse (WGK)
Erläuterung
Gefahrstoffhinweise

Abbildung 7: Übersicht zur GefahrstoffEinstufung der Derivate

Weitere Vorgaben und Einschränkungen sind in Tabelle 2 gegeben. Bis auf Ammoniak, welches in die Beförderungskategorie 1 mit hohem Gefahrengrad fällt, finden sich die anderen Derivate in Kategorie 2 oder 3 mit einem mittleren oder geringen Gefahrengrad. Aus dieser Einstufung und den jeweiligen Stoffeigenschaften ergibt sich die Nutzung zertifizierter Tanks welche z.B. bei verflüssigten Gasen für einen bestimmten Prüfdruck ausgelegt sein müssen, z.B. Ammoniak mit 29 bar nach ADR, oder einen speziellen Aufbau vorzuweisen haben. Neben Vorgaben zu Tanks, Ausrüstung der Fahrzeuge und Qualifikation der Fahrzeugführer gibt es noch weitere Einschränkungen z.B. hinsichtlich des Transportweges. So ist der Transport gewisser Gefahrgüter durch bestimmte Tunnel untersagt, was mögliche Transportstrecken einschränken kann. Die angegebenen Tunnelbeschränkungen beziehen sich mit dem ersten Buchstaben jeweils auf den Transport in Tanks und mit dem zweiten Buchstaben auf kleinere Gebinde. Die Kategorien sind wie folgt definiert:

- A - keine Beschränkung
- B - Verbot für Güter mit sehr großer Explosionsgefahr
- C - Verbot für Güter der Kategorie B und möglicher Giftfreisetzung
- D - Verbot für Güter der Kategorie B und C sowie Güter mit großer Brandgefahr
- E - Verbot für alle gefährlichen Güter

Beim Transport von Ammoniak dürfen z.B. nur Tunnel der Kategorie A und B genutzt werden, während die Durchfahrt durch Tunnel der Kategorie C, D und E verboten ist. Jedoch gibt es nur eine begrenzte Anzahl an entsprechend kategorisierten Tunneln. Von den relevanten 23 Tunneln entfallen zwei auf die Kategorie B sowie drei auf die Kategorie C, alle weiteren auf E, hinzu kommen zeitliche Beschränkungen auf Kategorie E für drei Hamburger Tunnel der Kategorie C sowie bei Bedarf für einen Tunnel der Kategorie A [58].

Tabelle 2: Kategorien und Beschränkungen bei Transport und Lagerung von Wasserstoffderivaten [56], [57], [58]

	Beförderungs-kategorie	Gefahrengrad	Tunnel-beschränkung	Lagerklasse
CH ₄	2	mittel	B/D	2B
NH ₃	1	hoch	C/D	2A
MeOH	2	mittel	D/E	3
DME	2	mittel	B/D	2A
FTS-Produkte	3	gering	D/E	3
Ameisensäure	2	mittel	D/E	3
LOHC-BT*	2	mittel	E	10
LOHC-TOL*	3	gering	D/E	3

*Angaben für beide Stoffe

Hinsichtlich der Lagerung von Gefahrstoffen sind die Technischen Regeln für Gefahrstoffe (TRGS) zu beachten insbesondere finden Anwendung die TRGS 745 sowie TRGS 746, für Druckbehälter und -anlagen, die TRGS 509 sowie TRGS 510 [59], [60], [61], [62]. Während die TRGS 509 die stationäre Lagerung regelt, gilt die TRGS 510 nur für bewegliche Lagerbehältnisse. Wie aus Tabelle 2 zu entnehmen, sind die einzelnen Derivate einer entsprechenden Lagerklasse zugeordnet. Relevant wären diese Lagerklassen, wenn Wechselbehälter ohne Umfüllung in stationäre Lagerbehältnisse oder Trailer für längere Zeiträume als Lagerbehälter genutzt würden. Sie regeln welche Stoffe entsprechend ihrer Lagerklasse zusammen gelagert werden dürfen. So dürfen z.B. Stoffe der Lagerklassen 2A und 2B nur eingeschränkt zusammen gelagert werden, während die Zusammenlagerung der Lagerklassen 2B und 3 erlaubt ist. Für jede Stoffkombination ist jedoch im Einzelfall zu prüfen, inwiefern sich ein erhöhtes Gefahrenpotential ergeben kann. Zusätzlich sind ab bestimmten Mengen der zu lagernden Gefahrstoffe die Melde- und Genehmigungspflichten der 4. BImSchV und deren Anlagen zu beachten. Dies trifft insb. auf Ammoniak ab 3 t, ggf. Methanol sowie, gemäß ihrer Einstufung nach Verordnung (EG) Nr. 1272/2008, auf weitere Gefahrstoffe ab 10 t zu [63], [64], [65], [66].

Für Ammoniak existieren noch weitere Regelungen, welche den Transport weiter einschränken bzw. reglementieren, eine ausführliche Betrachtung wurde durch Graetschel et al. erstellt [67]. Zum einen gilt der Verlagerungsgrundsatz, d.h. sofern nicht anders möglich oder zumutbar ist Ammoniak in größeren Mengen per Schiff oder per Bahn zu transportieren. Zudem gilt die sogenannte Fahrwegbestimmung, welche ein Antragsverfahren bei den entsprechenden Landesbehörden beinhaltet. Von den betrachteten Derivaten ist Ammoniak als der Stoff mit dem höchsten Gefahrenpotential anzusehen, was wiederum im hohen Maße mit Regularien und Vorgaben bzw. Einschränkungen verbunden ist.

2.3.3 Wasserstofffreisetzung und Energiebedarf

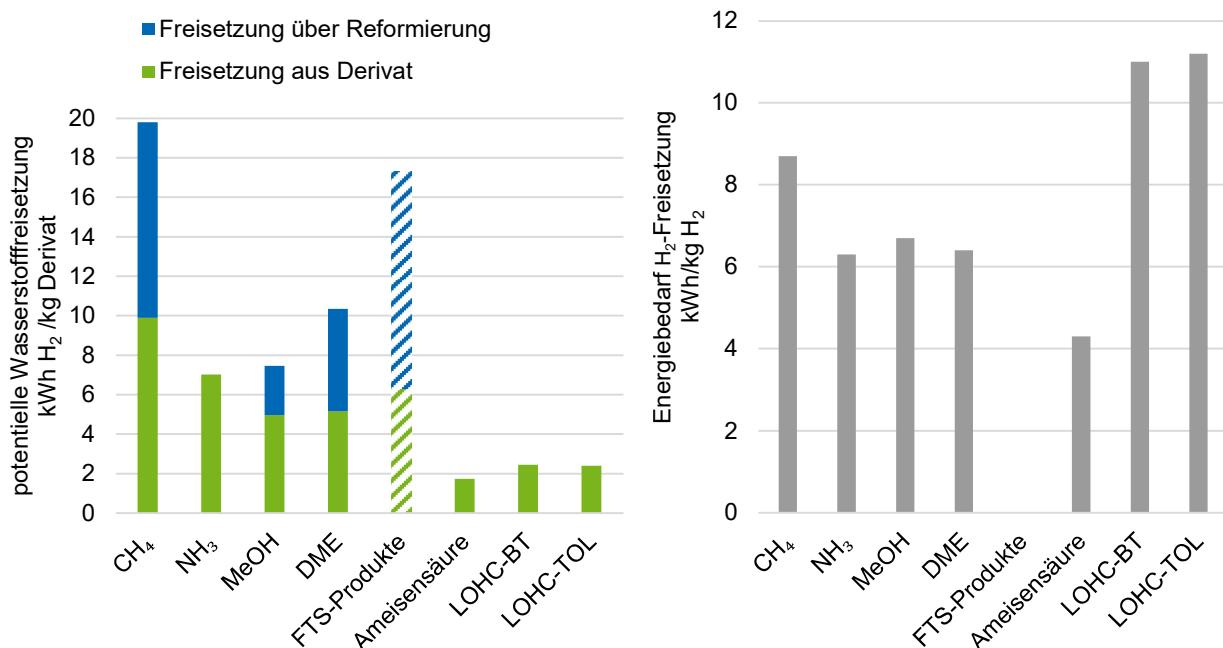


Abbildung 7: potentielle Wasserstofffreisetzung in kWh H₂/kg H₂-Derivat und thermischer Energiebedarf in kWh/kg H₂ für die Ausspeicherung [4], [8], [33]

Die jeweilige potentielle Wasserstofffreisetzung der Wasserstoffderivate sowie der Energiebedarf für die Freisetzung beim Anwender sind in Abbildung 7 dargestellt. Die höchste direkte Wasserstofffreisetzung aus dem Derivat zeigen die Bulkchemikalien Methan, Ammoniak gefolgt von Methanol und Dimethylether. FTS-Produkte, hier beispielhaft dargestellt Naphta, weisen ebenfalls einen hohen Wert im Bereich der anderen

Bulkchemikalien auf, werden aber aufgrund der nicht definierten Zusammensetzung und Stöchiometrie im Stoffgemisch folgend nicht diskutiert. Mittels des bei der Dampfreformierung eingesetzten Wassers ist es möglich die Wasserstofffreisetzung noch weiter zu steigern. Methan kann so bis zu 19,8kWh/kg, Methanol bis zu 7,4 kWh/kg und DME bis zu 10,3 kWh/kg Wasserstoff freisetzen. Ameisensäure sowie die LOHC weisen im Vergleich eine geringere Wasserstofffreisetzung auf. Den niedrigsten Energiebedarf für die Wasserstofffreisetzung zeigt Ameisensäure, während die Bulkchemikalien im Bereich von 6 – 7kWh/kg H₂ liegen. Der höchste Bedarf an thermischer Energie mit > 11 kWh/kg H₂ besteht bei der Freisetzung von Wasserstoff in den LOHC-Systemen.

2.3.4 Gesamtbewertung

Mittels der betrachteten Kategorien wurde eine Bewertungsmatrix erstellt, um eine Eingrenzung auf relevante Derivate vornehmen zu können, siehe Tabelle 3. Hierzu wurde das folgende Wertungssystem verwendet:

- „vorteilhaft“ – grün
- „neutral“ – gelb
- „nachteilig“ – rot

In einzelnen Fällen ist keine eindeutige Einstufung möglich, da die Bewertung von konkreten Randbedingungen abhängt, z.B. beim Methan von der Anlieferung als Gas (leitungsgebunden) oder als LNG oder dem TRL für die DME-Erzeugung. Der TRL für die Wasserstofffreisetzung der FTS-Produkte geht nicht in die Wertung ein, da dieser stark von der konkreten Produktverteilung abhängt.

Tabelle 3: Bewertungsmatrix zur Bestimmung relevanter Derivate

	CH ₄	NH ₃	MeOH	DME	FTS - Produkte	Ameisen- säure	LOHC - BT	LOHC - TOL
TRL – Erzeugung								
TRL – Transport								
TRL – H ₂ -Freisetzung								
Umsetzungszeitraum								
Erwähnung Importstrategie								
Beispielprojekte								
Transporteinschränkungen								
Lagereinschränkungen								
pot. H ₂ -Freisetzung								
Energiebedarf Freisetzung								
Gesamtbewertung								
		vorteilhaft		neutral		nachteilig		Grenzfall

Insgesamt zeigt sich, dass insbesondere hinsichtlich TRL und möglicher Umsetzung die Bulkchemikalien wie Methan, Ammoniak und Methanol als vorteilhaft eingeschätzt werden. Einschränkungen für Transport und Lagerung ergaben sich für fast alle Derivate, wobei Ammoniak am kritischsten ist, während das LOHC-System BT – PHBT weniger kritisch ist. Hinsichtlich des Energiebedarfes sind die Bulkchemikalien als neutral bewertet während insb. der geringe Energieverbrauch im Falle der Ameisensäure als vorteilhaft und konträr der hohe Energieverbrauch für die LOHC-Systeme als nachteilig gesehen wird.

Die besten Gesamtbewertungen ergeben sich für SNG, Ammoniak und Methanol weshalb diese als insgesamt vorteilhaft angesehen und weiter betrachtet werden. DME, die FTS-Produkte sowie die LOHC-Systeme erreichen eine neutrale Einschätzung, während Ameisensäure insb. aufgrund der niedrigen technischen Reife als nachteilig eingeschätzt wird.

3 Betrachtung der H₂-Freisetzung relevanter Derivate

Die der H₂-Freisetzung zugrundeliegenden Reaktionen wurden bereits in 2.2 beschrieben, für die drei relevanten Derivate sollen zusätzlich technische Aspekte betrachtet. Dies sind zum einen die notwendigen Prozessschritte sowie die für die spätere Betrachtung wichtigen Prozessparameter. Die Prozesse bestehen grundsätzlich aus drei Schritten:

- Feedbereitstellung
- Reaktionsstufe
- Produktaufbereitung

Je nach Einsatzstoff fallen diese drei Stufen aufwendiger aus, da z.B. eine Gasaufbereitung notwendig ist, eine zweistufige Reaktion stattfindet oder die Aufreinigung der Produkte aufwendiger ist.

3.1 Dampfreformierung von Methan

Das für die Dampfreformierung bereitgestellte SNG muss, abhängig von der Gaszusammensetzung, zunächst aufbereitet werden, um ggf. enthaltene Katalysatorgifte, wie Schwefelverbindungen zu entfernen. Eine Entschwefelung ist insbesondere notwendig, wenn die Bereitstellung über ein odoriertes Gasverteilnetz geschieht. Die Freisetzung des Wasserstoffes, nach Gleichung (3), findet in Anwesenheit eines Katalysators, z.B. Nickel, bei Temperaturen von 700 – 1 000 °C statt [27]. Die Wärmebereitstellung erfolgt hierbei zumeist durch Verbrennung eines Teiles Ausgangsmaterials. Eine nachfolgende Shift-Reaktion, nach Gleichung (4), in einem separaten Reaktor dient zur Erhöhung des Wasserstoffanteiles. Die Gasaufbereitung dient der Erreichung der gewünschten Wasserstoffqualität, sie kann ebenfalls mehrere Stufen umfassen. Zum einen muss nicht umgesetztes Wasser durch Kondensation entfernt und zum anderen die erforderliche Wasserstoffreinheit eingestellt werden. Letzteres erfolgt in der Regel durch Druckwechseladsorption (PSA). Optional kann eine CO₂-Abscheidung integriert werden, um Emissionen zu vermeiden bzw. CO₂ für eine weitere Nutzung bereitzustellen. [68], [69].

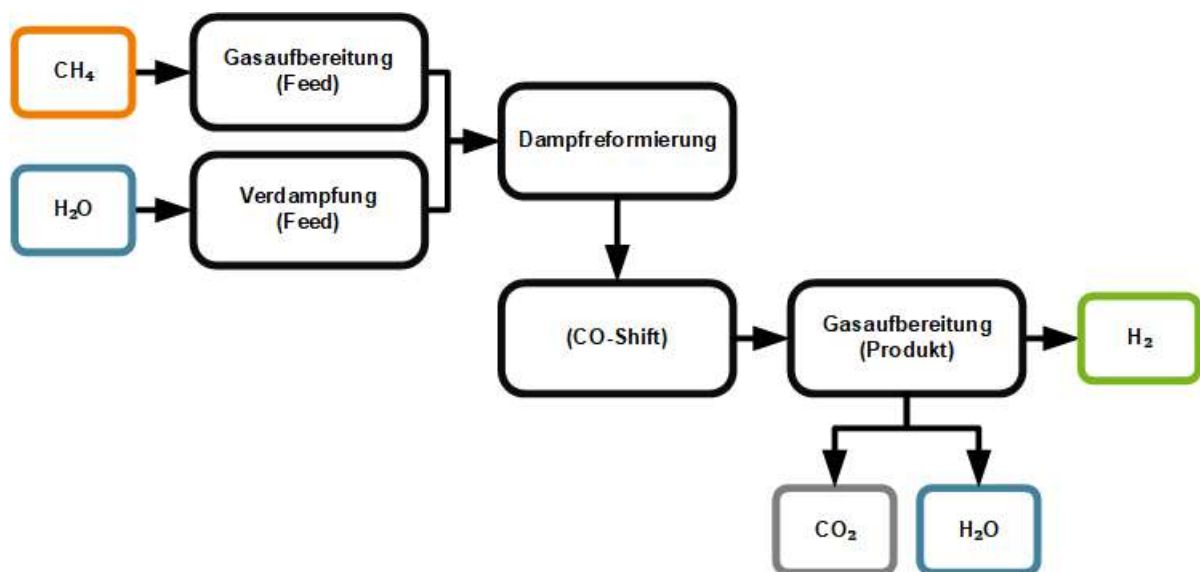


Abbildung 8: Prozessschritte der Dampfreformierung von Methan

3.2 Ammoniakspaltung

Die Spaltung von Ammoniak ist hinsichtlich der notwendigen Prozessschritte weniger aufwendig als die Dampfreformierung. Es entfällt die Wasserbereitstellung und eine Gasaufbereitung ist, sofern keine Katalysatorgifte enthalten sind, in der Regel nicht notwendig. Die katalytische Spaltung des Ammoniaks als Rückreaktion nach Gleichung (5), auch als Cracking bezeichnet, findet in Anwesenheit eines geeigneten Katalysators, z.B. Ruthenium, bei Temperaturen von 600 – 900 °C statt. Die Wärmebereitstellung kann hier ebenfalls über die Verbrennung eines Teiles des Ammoniaks oder des Wasserstoffes erfolgen. Die Gasaufbereitung umfasst die Abtrennung nicht umgesetzten Ammoniaks sowie die Abtrennung von Stickstoff. Da die Abtrennung von Stickstoff technisch anspruchsvoller ist als von CO₂, kann insbesondere die finale Aufbereitung mittels PSA im Vergleich aufwendiger sein als bei den Prozessen zur Dampfreformierung [16], [70], [71].

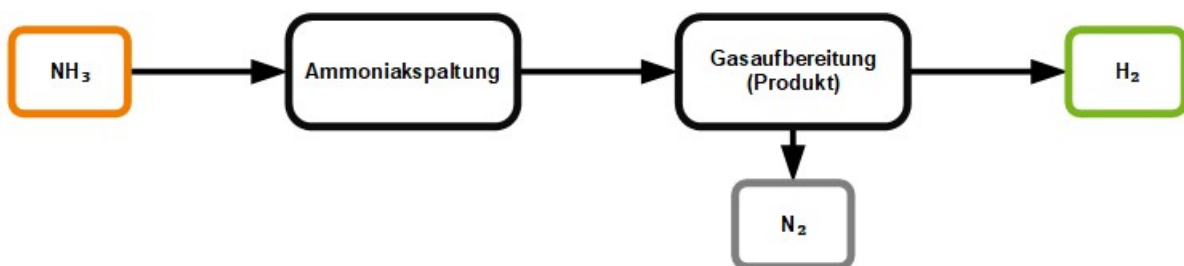


Abbildung 9: Prozessschritte zur Spaltung von Ammoniak

3.3 Dampfreformierung von Methanol

Die Dampfreformierung von Methanol unterscheidet sich von der Dampfreformierung von Methan. Da Methanol zunächst in flüssiger Form vorliegt, muss dieses zunächst zusammen mit dem notwendigen Wasser verdampft werden. Eine Aufbereitung des Methanols ist zumeist nicht notwendig, sofern keine Katalysatorgifte wie Schwefelverbindungen enthalten sind. Die Umsetzung erfolgt ebenfalls in einem beheizten Reaktor in Anwesenheit eines Katalysators basierend auf Kupfer/Zink. Notwendige Temperaturen sind im Gegensatz zur Dampfreformierung von Methan deutlich niedriger und liegen im Bereich von 200 – 350 °C [72], [73]. Die Beheizung kann über die Verbrennung von Methanol oder Wasserstoff erfolgen, alternativ kann auch eine elektrische Beheizung eine Option sein. Aufgrund der geringen Prozesstemperaturen ist eine nachgeschaltete Shift-Stufe nicht notwendig. Die Gasaufbereitung umfasst ebenfalls die Abtrennung nicht umgesetzter Ausgangsstoffe sowie eine PSA als finalen Reinigungsschritt [68], [69].

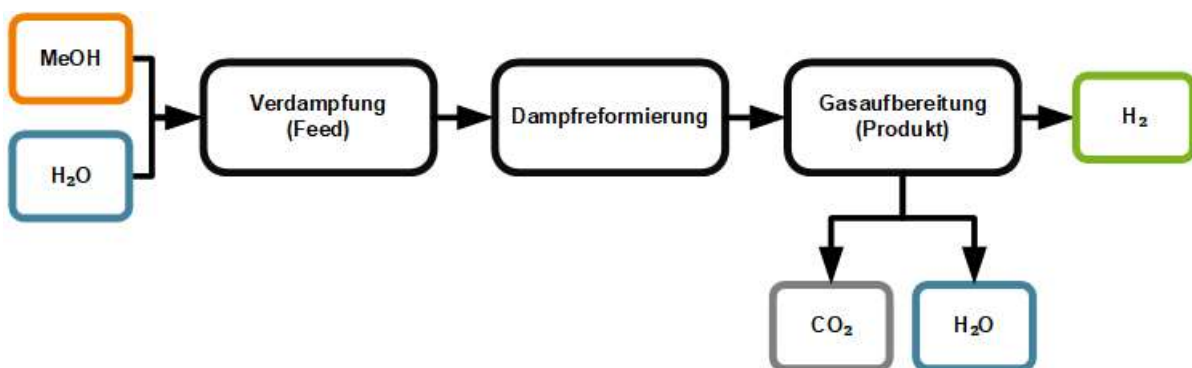


Abbildung 10: Prozessschritte zur Dampfreformierung von Methanol

3.4 Vergleich der spezifischen Stoff- und Energiebedarfe

Spezifische Bedarfe für die Prozesse zur Dampfreformierung wurden anhand von Herstellerangaben ermittelt [68]. Die Angaben für die Ammoniakspaltung basieren auf Literaturdaten [74]. Eine Übersicht für die spezifischen Derivat-, Wasser- und Energiebedarfe ist in Tabelle 4 gegeben. Der höchste Derivateinsatz ist für die Dampfreformierung von SNG notwendig. Die Bereitstellung von Wasser entfällt für die Ammoniakspaltung. Aus dem Gesamtenergieeinsatz ergeben sich Wirkungsgrade von 74 % bei der Methanreformierung bis 88 % im Falle von Methanol. Der hohe Wert für Methanol ist durch den geringeren Energiebedarf aufgrund der niedrigeren Prozesstemperaturen sowie der höheren Ausbeute durch das Fehlen von CO als Nebenprodukt zu erklären.

Tabelle 4: Spezifische Bedarfe für die Prozesse zur H₂-Freisetzung aus SNG, Ammoniak und Methanol

	Einheit	SNG	Ammoniak	Methanol
Derivatbedarf	MWh/MWh H ₂	1,35	1,24	1,12
Wasserbedarf (VE-Wasser)	kg/MWh H ₂	255	-	96
Strombedarf	MWh/MWh H ₂	0,013	0,051	0,011
Wirkungsgrad	%	74	78	88

4 Wirtschaftliche Betrachtung

Nachdem die Eignung sowie die technischen Details der relevanten Wasserstoffderivate betrachtet wurden, soll abschließend die Wirtschaftlichkeit der Bereitstellung von Wasserstoff aus den drei Derivaten Methan, Ammoniak und Methanol untersucht werden. Der Betrachtungsrahmen wird hierbei auf den Transport ab dem Importterminal bis hin zum Anwender sowie die Wasserstofffreisetzung beim Anwender eingegrenzt.

4.1 Import-, Transport- und Bezugskosten

Auch wenn der Import der jeweiligen Derivate nicht innerhalb des Betrachtungsrahmens liegt, fließt die Vorkette d.h. Wasserstofferzeugung, Derivatsynthese und Import nach Deutschland, in Form der Importpreise mit in die Betrachtung ein. Es existiert eine Reihe von Studien [75], [76], [77] die sich mit Importszenarien beschäftigen. Mögliche Importkosten, welche die Grundlage für die weitere Betrachtung bilden, finden sich in Tabelle 5. Für alle drei regenerativen Derivate existiert noch kein etablierter Markt und Preise hängen stark von den jeweiligen Randbedingungen bei der Erzeugung ab. Neben technischen Parametern haben über die klimatischen Bedingungen und Transportentfernung auch regionale Aspekte einen wesentlichen Einfluss. Die Bestimmung eines Importpreises ist entsprechend eingeschränkt, weshalb nur ein möglicher Preisbereich angegeben werden kann. Wie die Auswertung verschiedener Literaturquellen zeigt, ergibt sich ein relativ großer Schwankungsbereich, sodass nachfolgend ein minimaler und maximaler Importpreis angenommen wird.

Tabelle 5: Spanne für literaturbasierte Importkosten von SNG, Ammoniak und Methanol in 2030, Basis HHV [75], [76], [77]

	min. Importpreis		max. Importpreis	
	€/t	€/MWh	€/t	€/MWh
SNG	975	63	1 345	87
Ammoniak	331	53	452	72
Methanol	505	80	797	127

Für die Transportkosten wird in zwei Fälle unterschieden. Für SNG wird angenommen, dass die Belieferung bilanziell über das vorhandene Erdgasnetz erfolgt und somit vorhandene Infrastruktur genutzt wird. Die Transportkosten entsprechen in diesem Fall den Netzentgelten. Netzentgelte variieren je nach Netzbetreiber sehr stark, daher werden die vom Statistischen Bundesamt ermittelten durchschnittlichen Entgelte zugrunde gelegt. Für die nachfolgende Betrachtung wird von einem Gasbedarf im Bereich von 2 788 – 7 778 MWh ausgegangen, was einem Netzentgelt von 8,40 €/MWh bzw. 129,53 €/t SNG entspricht [78].

Für die Belieferung mit den Bulkchemikalien Ammoniak und Methanol wird die reine Belieferung per LKW-Trailer angesetzt. Zwar besteht teils die Möglichkeit bzw., im Bezug auf Ammoniak, der Zwang für den Transport per Schiff und Bahn oder eine Kombination im multimodalen Transport, jedoch erfordert dies komplexere Logistikketten, die stark standortabhängig und bei vergleichsweise geringen Bedarfen auch nur eingeschränkt umsetzbar sind. Dazu gehören u.a. die erforderlichen Lagerkapazitäten bei Belieferung mit Schiff/Bahn. Nicht betrachtet wird der für den Transport von Ammoniak notwendige Genehmigungsaufwand, da dieser ebenfalls stark einzelfallabhängig ist, es handelt sich um eine vereinfachende Annahme und eine rein ökonomische Betrachtung.

Angenommen wird entsprechend des folgenden Szenarios für Ammoniak und Methanol:

- Transport per Trailer mit üblicher Kapazität [79], [80]
 - Tank: P26BH mit 21,4 t NH₃
 - Tank: L4BH mit 25,2 t MeOH
- Transport von einem küstennahen Importhub zu einem Standort in der Mitte Deutschlands
 - Ausgangspunkt Brunsbüttel
 - Zielpunkt: Eisenach
 - Transportstrecke ca. 400 km

Die Kosten für einen ADR-konformen Transport von Gefahrgut, in Form von Ammoniak oder Methanol, über diese Strecke wurden bei einem europaweit tätigen Logistikanbieter angefragt und betragen ca. 1 700 €. Höhere Kosten im Vergleich zur normalen Logistik ergeben sich insb. durch die Notwendigkeit spezieller Ausstattung wie Tanks, Sicherheitsausrüstung, speziell geschulten Personals und einer aufwendigeren Routenplanung. Es folgen für das betrachtete Szenario somit Transportkosten von 79,44 €/t bzw. 12,73 €/MWh für Ammoniak und 67,46 €/t bzw. 10,71 €/MWh für Methanol. Der Transport ist im Vergleich zur netzgebundenen Versorgung mit Methan um 51 % im Falle von Ammoniak und 26 % für Methanol teurer. Die Bezugskosten ergeben sich aus Import- und spezifischen Transportkosten und sind in Tabelle 6 dargestellt. Begründet durch die Importkosten ergibt sich eine relativ hohe Spannweite der Bezugskosten deren Maximum mit Ausnahme von Methanol unter 100 €/MWh liegt. Die niedrigsten Kosten bezogen auf die bereitgestellte Energie finden sich für Ammoniak, während Methanol deutlich die höchsten Kosten aufweist.

Tabelle 6: Mögliche Bezugskosten für SNG, Ammoniak und Methanol

	min. Bezugspreis		max. Bezugspreis	
	€/t	€/MWh	€/t	€/MWh
SNG	1 105	72	1 474	96
Ammoniak	411	66	532	85
Methanol	573	91	865	137

4.2 Einschätzung der Wirtschaftlichkeit hinsichtlich der Energie- und Wasserstoffbereitstellung

Der Fokus der folgenden Betrachtung liegt insbesondere auf der dezentralen Versorgung kleinerer Industriebetriebe mit Wasserstoff zur energetischen oder stofflichen Nutzung. Ausgegangen wird von einer bereitzustellenden Leistung von 1 MW thermisch, was einer Wasserstoffmenge von 25,4 kg/h bzw. ca. 283 m³/h entspricht. Auf Grundlage des benötigten Wasserstoffes lässt sich zunächst die notwendige Anlagengröße abschätzen. Legt man eine Betriebsstundenzahl von 8.400 h/a zugrunde ergibt sich ein Jahresbedarf von 213 t Wasserstoff. Somit handelt es sich um kleinskalige Anlagen, welche sich eher im unteren Bereich der kommerziell verfügbaren Anlagen bewegen [68], [69].

Zur Bestimmung der Betriebskosten werden die Bezugskosten sowie die in 3.4 genannten spezifischen Bedarfe der jeweiligen Prozesse zugrunde gelegt. Darüber hinaus gehen die spezifischen Personal- und Wartungskosten ein. Annahmen zusätzlich zu den in Tabelle 6 und Tabelle 4 gegebenen Werten finden sich in Tabelle 7. Es wird eine kleinskaligen Erzeugung direkt beim Anwender (on-site) betrachtet. Es wird entsprechend davon ausgegangen, dass kein separates Bedienpersonal notwendig ist und Überwachungsaufgaben durch das vorhandene Personal im Umfang von 25 % einer Personalstelle wahrgenommen werden. Als Betriebsstunden werden 8 400 h zugrunde gelegt. Wartungs- und Instandhaltungskosten werden pauschal geschätzt. Im Rahmen von Kostenschätzungen geschieht dies in der Regel auf Basis von Investitionskosten. Da konkrete Anlagenkosten nicht öffentlich verfügbar sind und sich

Betrachtungen in der Literatur auf großskalige Anlagen konzentrieren ist dieser Ansatz nur bedingt möglich. Alternativ soll jedoch eine Größenordnung abgeschätzt werden. Für die Dampfreformierung von Methan lässt sich auf Basis verschiedener Quellen abschätzen, dass die Investitionskosten für Anlagen mit Kapazitäten bis zu 1000 m³/h im unteren einstelligen Millionenbereich liegen. Unter Einbeziehung der über die Jahre erfolgten Kostensteigerungen werden für die betrachteten Anlagen Investitionskosten in Höhe von 3,3 Millionen Euro angenommen. Da sich Anlagen für die Dampfreformierung und von Methan und Methanol sowie die Spaltung von Ammoniak technologisch sehr ähnlich sind, kann von einem ähnlichen Kostenbereich für alle drei Anlagen ausgegangen werden. Entsprechend ergeben sich Wartungskosten in Höhe von 12 €/MWh welche vereinfachend für alle drei Prozesse angesetzt werden.

Tabelle 7: Zusätzlich Annahmen für die Bestimmung der Betriebskosten

	Einheit	Wert	
Stromkosten	€/MWh	76	[81]
Bereitstellung VE-Wasser	€/kg	0,0036	[82]
Anteil Arbeitskosten	-	0,25	
Arbeitskosten	€/a und Angestellter	102 706	[83]
Betriebsstunden	h	8 400	
Wartungskosten	€/MWh	12	

Die Summe der Betriebskosten für die Herstellung von Wasserstoff aus den jeweiligen Derivaten findet sich in Tabelle 8. Lässt man die Beschaffungskosten für das jeweilige Derivat außen vor, liegen die übrigen Betriebskosten im Bereich von 15 – 16 €/MWh. Sie machen somit nur 13 – 15 % der Betriebskosten im Falle niedriger Bezugspreise aus. Für hohe Bezugspreise sinkt dieser Anteil auf 9 – 12 %. Dies unterstreicht wie stark die Betriebskosten und somit auch die Bereitstellungskosten für Wasserstoff durch den Bezugspreis des jeweiligen Derivates geprägt sind. Nur für Ammoniak im Szenario mit den niedrigsten Bezugskosten ergeben sich Betriebskosten unter 100 €/MWh. Wie schon aus den Bezugskosten abzuleiten war, ist Ammoniak die günstigste Alternative, während Methanol im Vergleich die höchsten Kosten aufweist.

Tabelle 8: Ermittelte Betriebskosten für die Wasserstofffreisetzung aus SNG, Ammoniak und Methanol

Feed	min. Betriebskosten		max. Betriebskosten	
	€/t H ₂	€/MWh H ₂	€/t H ₂	€/MWh H ₂
SNG	4 438	113	5 676	144
Ammoniak	3 801	97	4 727	120
Methanol	4 621	117	6 644	169

4.2.1 Bewertung der Wirtschaftlichkeit hinsichtlich der energetischen und stofflichen Nutzung von Wasserstoff

Die abschließende Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Versorgung mit Wasserstoff über dessen Derivate soll hinsichtlich dessen energetischer und stofflicher Nutzung erfolgen. Als Referenz wird Erdgas genutzt, welches der CO₂-Bepreisung unterliegt, betrachtet werden zwei Fälle:

- energetische Nutzung des Wasserstoffs aus Derivaten im Vergleich zu Erdgas
- stoffliche Nutzung des Wasserstoffs aus Derivaten im Vergleich zu Wasserstoff aus Erdgas

Zur Bestimmung des Erdgaspreises wird der durchschnittliche Erdgaspreis für Nicht-Haushalte im 2. Halbjahr 2024 für die Verbrauchsklasse 2 788 – 7 778 MWh ohne Abgaben und Steuern von 58 €/MWh zugrunde gelegt, hierzu wird jeweils ein CO₂-Preis im Bereich von 50 – 300 €/t CO₂ addiert [78]. Die angenommene Spanne für die CO₂-Bepreisung orientiert sich hierbei zum einen am bisherigen Preisverlauf sowie verfügbaren Prognosen [84], [85]. Der so bestimmte Erdgaspreis in Abhängigkeit des CO₂-Preises ist in Abbildung 11 dargestellt. Es ergibt sich eine Preisspanne von ca. 69 – 121 €/MWh Erdgas. Somit liegt der mögliche Erdgaspreis in Abhängigkeit der CO₂-Bepreisung im Bereich der Bezugskosten für die drei betrachteten Wasserstoffderivate, vgl. Tabelle 6.

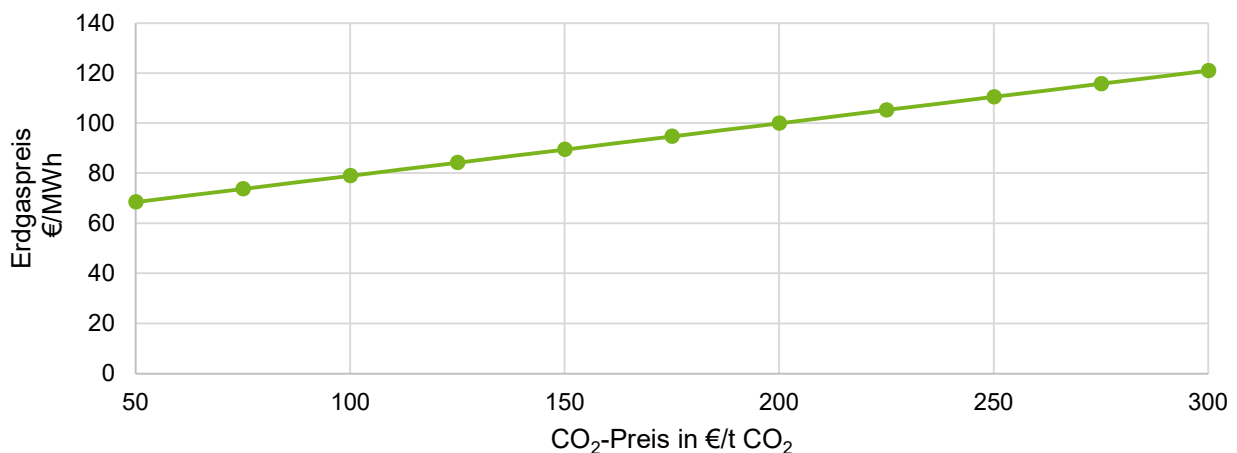


Abbildung 11: möglicher Erdgaspreis in Abhängigkeit der CO₂-Bepreisung

Ammoniak

Dargestellt in Abbildung 12 ist die, sich aus der Betriebskostenbetrachtung ergebende, Kostenspanne für die Bereitstellung von Wasserstoff aus Ammoniak (NH₃-H₂). Für die Derivate, in diesem Fall Ammoniak, ist diese unabhängig der Nutzung. Darüber hinaus sind sowohl der Erdgaspreis im Falle der energetischen Nutzung als auch die Betriebskosten zur Bereitstellung von Wasserstoff aus Erdgas (NG-H₂) dargestellt. Für die energetische Nutzung zeigt sich, dass der Erdgaspreis ab einem CO₂-Preis zwischen 175 und 200 €/t CO₂ im Bereich der Kostenspanne für NH₃-H₂ liegt. Das bedeutet, dass ab diesem CO₂-Preis die energetische Nutzung von NH₃-H₂ hinsichtlich der Betriebskosten ökonomisch sein kann. Für die stoffliche Nutzung liegen die Betriebskosten für NG-H₂ über den gesamten CO₂-Preis im Bereich des NH₃-H₂. Während der energetische Einsatz von NH₃-H₂ bei geringen Importpreisen und hohen CO₂-Abgaben ökonomisch sinnvoll ist, ist dieser Bereich für die stoffliche Nutzung weitaus größer.

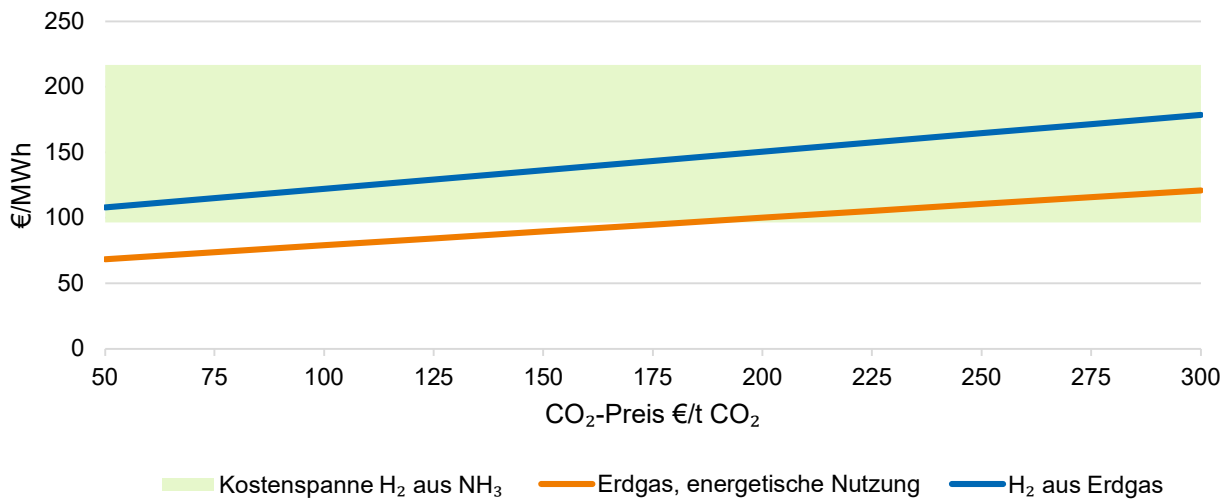


Abbildung 12: Vergleich der Betriebskosten beim Einsatz von Ammoniak zur H₂-Erzeugung

SNG

Eine analoge Darstellung zur Betriebskostenbetrachtung für die Bereitstellung von Wasserstoff aus SNG (SNG-H₂) findet sich in Abbildung 13. Es ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei Ammoniak, da jedoch die Betriebskosten für die Bereitstellung von SNG-H₂ höher sind, verschiebt sich die Kostenspanne nach oben, was bedeutet, dass die Bereiche für einen möglichen ökonomischen Einsatz von SNG-H₂ im Vergleich kleiner sind. Bei der energetischen Nutzung liegt der Preis für Erdgas erst ab einem CO₂-Preis von 250 – 275 €/t CO₂ im Bereich von SNG-H₂. Bei der stofflichen Nutzung erst ab ca. 75 €/t CO₂. Wie bei Ammoniak kann der Einsatz von SNG-H₂ zur energetischen oder stofflichen Nutzung ökonomisch sein, dies wird aber stark durch den CO₂-Preis sowie die Betriebskosten zur Bereitstellung des SNG-H₂ eingeschränkt.

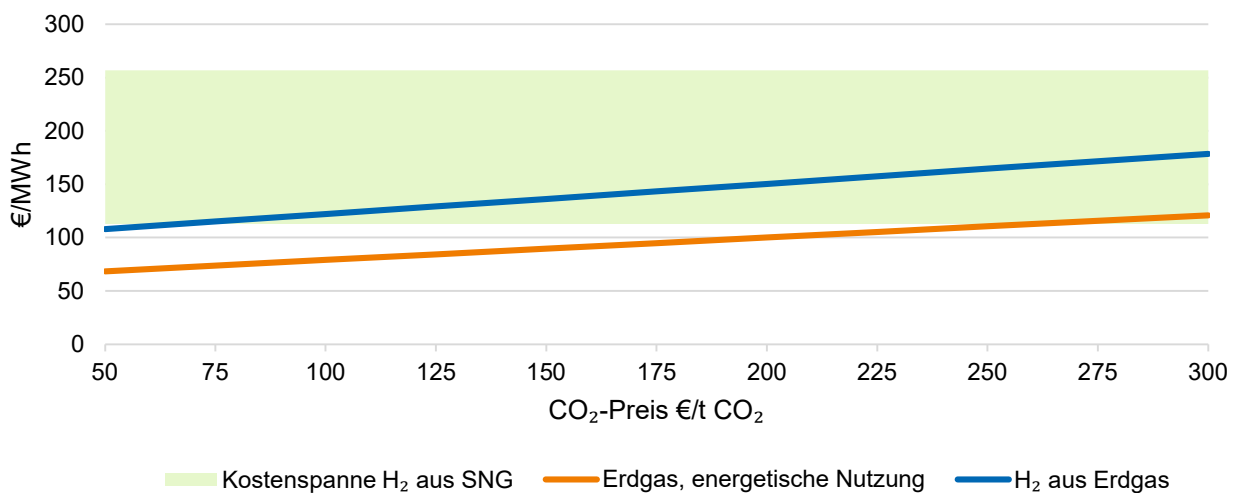


Abbildung 13: Vergleich der Betriebskosten beim Einsatz von SNG zur H₂-Erzeugung

Methanol

Für Methanol, welches bereits die höchsten Kosten für Import, Beschaffung und Betrieb aufweist, sind nochmals höhere CO₂-Preise erforderlich. Eine energetische Nutzung von MeOH-H₂ ist erst ab einem CO₂-Preis von 275 €/t und niedrigen Betriebskosten sinnvoll. Für die stoffliche Nutzung von MeOH-H₂ kann sich eine ökonomische Konstellation ab einem CO₂-Preis von 150 €/t ergeben, da ab diesem Punkt die Betriebskosten zur Bereitstellung von NG-H₂ im Bereich der Betriebskosten für MeOH-H₂ liegen.

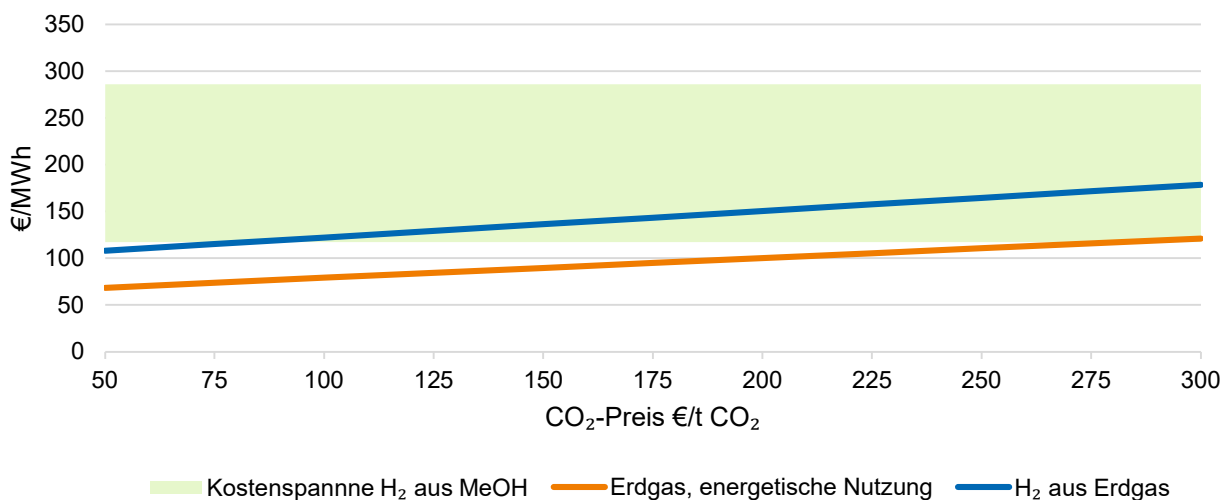


Abbildung 14: Vergleich der Betriebskosten beim Einsatz von Methanol zur H₂-Erzeugung

Insgesamt wird deutlich, dass eine Nutzung von Wasserstoff aus dessen Derivaten (Derivat-H₂) unter Umständen auch kleinskalig direkt beim Anwender sinnvoll sein kann. Für die Energetische Nutzung zeigt sich, dass der Kostenvorteil hauptsächlich bei Erdgas liegt, eine ökonomische Nutzung von Derivat-H₂ bei hohen CO₂-Preisen mit Ausnahme von Methanol jedoch möglich sein kann. Insbesondere bei der energetischen Nutzung ist jedoch zu beachten, dass die H₂-Bereitstellung aus den Derivaten im Gegensatz zur direkten Erdgasnutzung zusätzlich entsprechende Investitionen erfordert. Letztere werden in der betrachteten Größenordnung im Bereich bis 3 Mio. € erwartet und können damit einen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben.

4.2.2 Potentielle Einsparung bei der stofflichen Nutzung von Wasserstoff aus Derivaten

Wie die vorrausgehende Betrachtung unter 4.2.1 gezeigt hat, kann die Bereitstellung von Wasserstoff aus den drei Derivaten SNG, Ammoniak und Methanol im Vergleich zu Erdgas unter bestimmten Voraussetzungen ökonomisch sein. Insbesondere in einem Szenario mit niedrigen Bezugskosten für die Derivate und einer hohen CO₂-Bepreisung kann dies gegeben sein.

Um dies darzustellen wurden die minimalen Betriebskosten für die Bereitstellung von Wasserstoff aus den Derivaten sowie aus Erdgas gegenübergestellt und die mögliche Kosteneinsparung berechnet. Die Ergebnisse dieser Berechnung sind in Abbildung 15 als die mögliche jährliche Ersparnis dargestellt. Während sich unter den getroffenen Annahmen für Ammoniak immer eine Einsparung ergibt ist dies für SNG erst ab einem CO₂-Preis von ca. 75 €/t CO₂ und für Methanol ab ca. 100 €/t CO₂ der Fall. Für hohe CO₂-Preise kann sich eine Einsparung von mehreren hunderttausend Euro pro Jahr ergeben. In diesem Fall kann sich eine Investition in Höhe eines niedrigen einstelligen Millionenbetrages innerhalb einer regulären Betriebszeit von 20 Jahren amortisieren. Voraussetzung hierfür ist jedoch definitiv ein niedriger Beschaffungspreis für die Derivate, sowie ein entsprechend hoher CO₂-Preis.

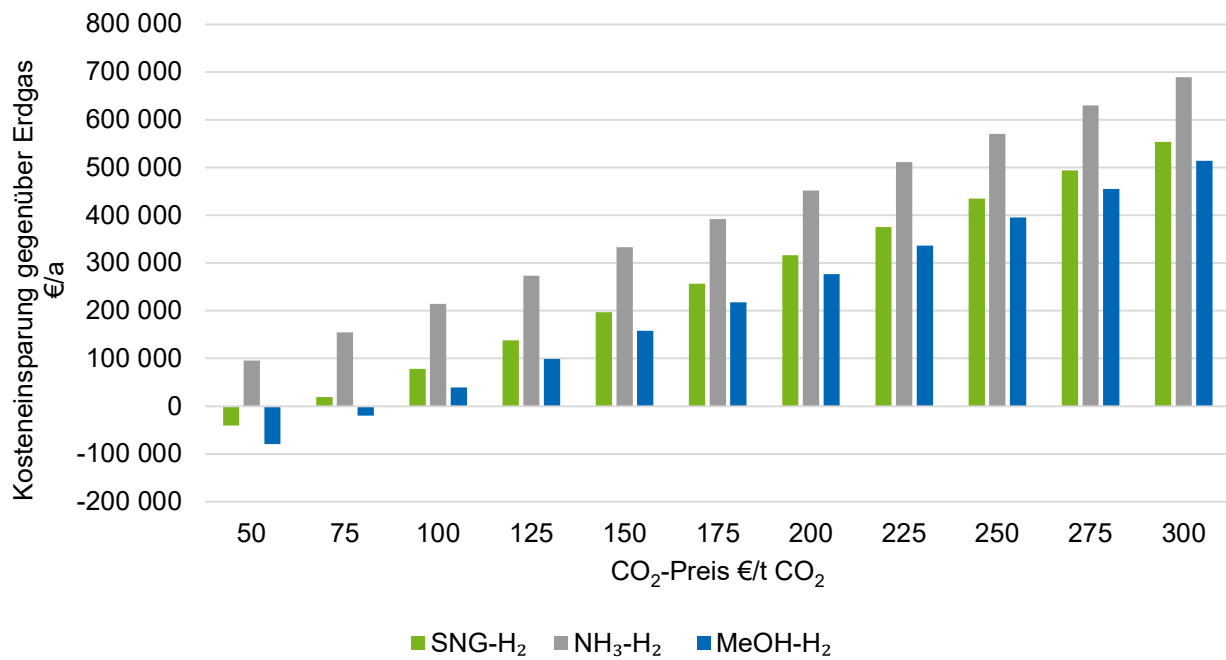


Abbildung 15: Mögliche Einsparung hinsichtlich der Betriebskosten bei der stofflichen Bereitstellung von Wasserstoff aus Derivaten im Vergleich zu Erdgas

5 Zusammenfassung

Betrachtet wurde eine Reihe von Wasserstoffderivaten, welche für den potentiellen Transport von Wasserstoff diskutiert werden. Neben der Darstellung der einzelnen Derivate wurden deren Relevanz auf Basis verschiedener Kategorien gewichtet. Hierzu wurden die technologischen Reife, die Einstufung als Gefahrstoff und damit einhergehende Einschränkungen sowie die potentielle Wasserstofffreisetzung und der dafür benötigten Energiebedarfes literaturbasiert betrachtet. Auf dieser Grundlage wurden SNG, Ammoniak und Methanol als relevant identifiziert. Für diese drei Derivate wurden ebenfalls literaturbasiert Kennwerte für die Wasserstofffreisetzung zusammengestellt.

Eine abschließende wirtschaftliche Betrachtung konzentrierte sich auf die bei der Wasserstofffreisetzung anfallenden Betriebskosten, ausgehenden von importierten Wasserstoffderivaten. Die Betrachtung zeigt, dass eine dezentrale Bereitstellung von Wasserstoff aus Derivaten nur unter bestimmten Bedingungen wirtschaftlich ist. Einer der Hauptfaktoren ist der Preis der jeweiligen Derivate, der maßgeblich die Kosten des hergestellten Wasserstoffs bestimmt. Ein weiterer Faktor ist die Verfügbarkeit von Erdgas zu geringen und mittleren CO₂-Preisen, da sich hieraus die Wirtschaftlichkeit der Derivate gegenüber etablierten Energieträgern erst bei einer entsprechend hohen CO₂-Bepreisung ergibt. Die Nutzungsart des Wasserstoffes spielt ebenfalls eine wichtige Rolle, während eine Wirtschaftlichkeit für die thermische Nutzung erst bei relativ hohen CO₂-Preisen eintritt, ist diese Grenze für die stoffliche Nutzung niedriger. Während die thermische Nutzung von Wasserstoff, der dezentral aus Derivaten bereitgestellt wird, nach heutigem Stand in den meisten Fällen wirtschaftlich nicht zielführend ist, kann dies für die stoffliche Nutzung unter den richtigen Rahmenbedingungen durchaus interessant sein.

6 Literatur

- [1] Bundesnetzagentur, *Wasserstoff-Kernnetz*. Accessed: Aug. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>
- [2] M. Yang, R. Hunger, S. Berrettoni, B. Sprecher, and B. Wang, "A review of hydrogen storage and transport technologies," *Clean Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 190–216, 2023, doi: 10.1093/ce/zkad021.
- [3] P. Häussinger, R. Lohmüller, and A. M. Watson, "Hydrogen, 5. Handling," in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Wiley, 2000.
- [4] J. Andersson and S. Grönkvist, "Large-scale storage of hydrogen," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 23, pp. 11901–11919, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.063.
- [5] Á. Berenguer-Murcia, J. P. Marco-Lozar, and D. Cazorla-Amorós, "Hydrogen Storage in Porous Materials: Status, Milestones, and Challenges," *Chemical record (New York, N.Y.)*, early access. doi: 10.1002/tcr.201700067.
- [6] T. Yamamura, T. Nakanishi, J. Lee, S. Yamate, and J. Otomo, "Design and Evaluation of Hydrogen Energy Storage Systems Using Metal Oxides," *Energy Fuels*, vol. 36, no. 17, pp. 9745–9756, 2022, doi: 10.1021/acs.energyfuels.2c00910.
- [7] S. Bock, M. Pauritsch, S. Lux, and V. Hacker, "Natural iron ores for large-scale thermochemical hydrogen and energy storage," *Energy Conversion and Management*, vol. 267, p. 115834, 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115834.
- [8] M. M. Distel *et al.*, "Large-Scale H₂ Storage and Transport with Liquid Organic Hydrogen Carrier Technology: Insights into Current Project Developments and the Future Outlook," *Energy Technology*, vol. 13, no. 2, 2025, Art. no. 2301042, doi: 10.1002/ente.202301042.
- [9] Z. Azizi, M. Rezaeimanesh, T. Tohidian, and M. R. Rahimpour, "Dimethyl ether: A review of technologies and production challenges," *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, vol. 82, pp. 150–172, 2014, doi: 10.1016/j.cep.2014.06.007.
- [10] M. Sterner *et al.*, "19 Import options for green hydrogen and derivatives - An overview of efficiencies and technology readiness levels," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 90, pp. 1112–1127, 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.10.045.
- [11] W. Boll *et al.*, "Gas Production, 3. Gas Treating," in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2000.
- [12] R. Reimert *et al.*, "Gas Production, 2. Processes," in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2000.
- [13] M. Appl, "Ammonia, 2. Production Processes," in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Wiley, 2003.
- [14] IEA - International Energy Agency, *Clean Energy Demonstration Projects Database: The most comprehensive database of clean energy technology demonstrators*. Accessed: Sep. 3, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/clean-energy-demonstration-projects-database?>
- [15] K. H. R. Rouwenhorst, P. M. Krzywda, N. E. Benes, G. Mul, and L. Lefferts, "Ammonia, 4. Green Ammonia Production," in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Wiley, 2000, pp. 1–20.
- [16] A. Villalba-Herreros, R. d'Amore-Domenech, A. Crucelaegui, and T. J. Leo, "Techno-Economic Assessment of Large-Scale Green Hydrogen Logistics Using Ammonia As Hydrogen Carrier: Comparison to Liquefied Hydrogen Distribution and In Situ Production," *ACS Sustainable Chem. Eng.*, vol. 11, no. 12, pp. 4716–4726, 2023, doi: 10.1021/acssuschemeng.2c07136.

- [17] A. Klerke, C. H. Christensen, J. K. Nørskov, and T. Vegge, "Ammonia for hydrogen storage: challenges and opportunities," *J. Mater. Chem.*, vol. 18, no. 20, p. 2304, 2008, doi: 10.1039/b720020j.
- [18] M. Appl, "Ammonia, 1. Introduction," in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Wiley, 2003.
- [19] "Verfahren und Vorrichtung zur Gewinnung von Stickstoff oder eine Stickstoff-Wasserstoff-Gemisches," DE647917, Jul 1, 1937.
- [20] Nabertherm GmbH, *Retortenöfen zum Nitrieren*. Accessed: Sep. 29, 2025. [Online]. Available: <https://nabertherm.com/de/produkte/retortenofen-zum-nitrieren>
- [21] M. Schwarz, "Gelsenkirchen: Uniper baut Deutschlands größten Ammoniak-Cracker," *H2 News*, 03 Jun., 2025. [Online]. Available: <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/gelsenkirchen-uniper-baut-deutschlands-groessten-ammoniak-cracker/>
- [22] D. A. Bell, B. F. Towler, and M. Fan, "Methanol and Derivatives," in *Coal Gasification and Its Applications*, Elsevier, 2011, pp. 353–371.
- [23] Methanol Institute. "Renewable Methanol." [Online]. Available: <https://www.methanol.org/renewable/>
- [24] A. M. Ranjekar and G. D. Yadav, "Steam Reforming of Methanol for Hydrogen Production: A Critical Analysis of Catalysis, Processes, and Scope," *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 60, no. 1, pp. 89–113, 2021, doi: 10.1021/acs.iecr.0c05041.
- [25] J. Ott *et al.*, "Methanol," in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2000.
- [26] The World Bank, *European Union Methanol imports*. Accessed: Sep. 4, 2025. [Online]. Available: <https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/EUN/year/2023/tradeflow/Exports/partner/ALL/product/290511>
- [27] A. Di Nardo, M. Portarapillo, D. Russo, and A. Di Benedetto, "Hydrogen production via steam reforming of different fuels: thermodynamic comparison," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 55, pp. 1143–1160, 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.11.215.
- [28] J. Kang, Y. Song, T. Kim, and S. Kim, "Recent trends in the development of reactor systems for hydrogen production via methanol steam reforming," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 6, pp. 3587–3610, 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.11.041.
- [29] Mahler AGS GmbH, *Wasserstoffanlagen Hydroform M: Anlagen zur Wasserstofferzeugung mittels Reformierung von Methanol – HYDROFORM-M*. Accessed: Sep. 8, 2025. [Online]. Available: <https://www.mahler-ags.com/de/anlagen/wasserstoffanlagen-hydroform-m/>
- [30] Methanol Reformer, *Hydrogen supply*. [Online]. Available: <https://www.methanolreformer.com/hydrogen-solutions>
- [31] V. Dieterich, K. Neumann, A. Niederdränk, H. Spliethoff, and S. Fendt, "Techno-economic assessment of renewable dimethyl ether production pathways from hydrogen and carbon dioxide in the context of power-to-X," *Energy*, vol. 301, p. 131688, 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.131688.
- [32] M. Müller and U. Hübsch, "Dimethyl Ether," in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2000.
- [33] P. Schühle *et al.*, "Dimethyl ether/CO₂ – a hitherto underestimated H₂ storage cycle," *Energy Environ. Sci.*, vol. 16, no. 7, pp. 3002–3013, 2023, doi: 10.1039/d3ee00228d.
- [34] C. T. Rodrigues, G. F. de Lopes, T. L. de Souza, L. M. M. de Jorge, and P. R. Paraíso, "Methanol and dimethyl ether steam reforming: a thermodynamic analysis," *Braz. J. Chem. Eng.*, vol. 40, no. 3, pp. 885–899, 2023, doi: 10.1007/s43153-022-00276-w.
- [35] R. Zhang *et al.*, "Catalysts for Dimethyl Ether Reforming to Hydrogen (A Review)," *Russ J Gen Chem*, vol. 94, no. 3, pp. 690–702, 2024, doi: 10.1134/S1070363224030204.

- [36] B. S. Crandall, T. Brix, R. S. Weber, and F. Jiao, "Techno-Economic Assessment of Green H₂ Carrier Supply Chains," *Energy Fuels*, vol. 37, no. 2, pp. 1441–1450, 2023, doi: 10.1021/acs.energyfuels.2c03616.
- [37] K. Müller, K. Brooks, and T. Autrey, "Hydrogen Storage in Formic Acid: A Comparison of Process Options," *Energy Fuels*, vol. 31, no. 11, pp. 12603–12611, 2017, doi: 10.1021/acs.energyfuels.7b02997.
- [38] D. Mellmann, P. Sponholz, H. Junge, and M. Beller, "Formic acid as a hydrogen storage material - development of homogeneous catalysts for selective hydrogen release," *Chemical Society reviews*, vol. 45, no. 14, pp. 3954–3988, 2016, doi: 10.1039/c5cs00618j.
- [39] I. Dutta *et al.*, "Formic Acid to Power towards Low-Carbon Economy," *Advanced Energy Materials*, vol. 12, no. 15, 2022, Art. no. 2103799, doi: 10.1002/aenm.202103799.
- [40] J. Hietala, A. Vuori, P. Johnsson, I. Pollari, W. Reutemann, and H. Kieczka, "Formic Acid," in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2000, pp. 1–22.
- [41] L. Brinkman, B. Bulfin, and A. Steinfeld, "Thermochemical Hydrogen Storage via the Reversible Reduction and Oxidation of Metal Oxides," *Energy Fuels*, vol. 35, no. 22, pp. 18756–18767, 2021, doi: 10.1021/acs.energyfuels.1c02615.
- [42] DENS B.V. | Dutch Energy Solutions, *Innovation: Hydrozine*. Accessed: Sep. 10, 2025. [Online]. Available: <https://www.dens.one/dutch-succes-story/innovation/>
- [43] OCOchem, *Formic Acid-based Hydrogen Energy Production and*. [Online]. Available: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/review24/st245_agarwal_2024_p.pdf?sfvrsn=a6a18dfc_3
- [44] J. van de Loosdrecht *et al.*, "Fischer–Tropsch Synthesis: Catalysts and Chemistry," in *Comprehensive Inorganic Chemistry II*, Elsevier, 2013, pp. 525–557.
- [45] A. de Klerk, *Fischer-Tropsch refining*. Weinheim: WILEY-VCH, 2011. [Online]. Available: <http://onlinelibrary.wiley.com/book/10.1002/9783527635603>
- [46] S. Bube, S. Voß, G. Quante, and M. Kaltschmitt, "Cost analysis of kerosene production from power-based syngas via the Fischer-Tropsch and methanol pathway," *Fuel*, vol. 384, p. 133901, 2025, doi: 10.1016/j.fuel.2024.133901.
- [47] A. de Klerk, *Fischer-Tropsch Refining*. Wiley, 2011.
- [48] M. Raab, S. Maier, and R.-U. Dietrich, "Comparative techno-economic assessment of a large-scale hydrogen transport via liquid transport media," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.12.213.
- [49] M. Niermann, S. Drünert, M. Kaltschmitt, and K. Bonhoff, "Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) – techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain," *Energy Environ. Sci.*, vol. 12, no. 1, pp. 290–307, 2019, doi: 10.1039/c8ee02700e.
- [50] P. C. Novelli, P. M. Lang, K. A. Masarie, D. F. Hurst, R. Myers, and J. W. Elkins, "Molecular hydrogen in the troposphere: Global distribution and budget," *J. Geophys. Res.*, vol. 104, D23, pp. 30427–30444, 1999, doi: 10.1029/1999JD900788.
- [51] N. Tsogt, D. Q. Gbadago, and S. Hwang, "Exploring the potential of liquid organic hydrogen carrier (LOHC) system for efficient hydrogen storage and Transport: A Techno-Economic and energy analysis perspective," *Energy Conversion and Management*, vol. 299, p. 117856, 2024, doi: 10.1016/j.enconman.2023.117856.
- [52] Chiyoda Corporation, *A final link in the global hydrogen supply chain*. [Online]. Available: <https://www.nature.com/articles/d42473-020-00542-w>

- [53] C. Zhang, P. Song, Y. Zhang, L. Xiao, J. Hou, and X. Wang, "Technical and cost analysis of imported hydrogen based on MCH-TOL hydrogen storage technology," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 65, pp. 27717–27732, 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.06.113.
- [54] Chiyoda Corporation, *Hydrogen LOHC-MCH System*. [Online]. Available: <https://www.chiyodacorp.com/en/service/lowcarbon/hydrogen/lohc-mch/>
- [55] International Renewable Energy Agency (IRENA), Ed., "GLOBAL HYDROGEN TRADE TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL: PART II - TECHNOLOGY REVIEW OF HYDROGEN CARRIERS,"
- [56] Bundesamt für Materialforschung und -prüfung (BAM), *Datenbank GEFÄHRGUT*. [Online]. Available: <https://www.dgg.bam.de/>
- [57] Institut für Arbeitsschutz der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung, *GESTIS-Stoffdatenbank: GESTIS ist das Gefahrstoffinformationssystem der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung*. [Online]. Available: <https://gestis.dguv.de/>
- [58] Bundesministerium für Verkehr (BMV), *Beschränkung der Nutzung von Straßentunneln gemäß Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR)*. [Online]. Available: <https://www.bmv.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/Gefahrgut/beschaenkung-der-nutzung-von-strassentunneln-gemaess-adr.html>
- [59] "Ortsfeste Druckanlagen für Gase: TRGS 746," in *Gemeinsamen Ministerialblatt (GMBI)*, 2016, pp. 845–880. [Online]. Available: <https://www.baua.de/DE/Angebote/Regelwerk/TRGS/TRGS-746>
- [60] "Lagerung von Gefahrstoffen in ortsbeweglichen Behältern: TRGS 510," in *Gemeinsamen Ministerialblatt (GMBI)*, 2021, pp. 178–216. [Online]. Available: <https://www.baua.de/DE/Angebote/Regelwerk/TRGS/TRGS-510.html>
- [61] "Lagern von flüssigen und festen Gefahrstoffen in ortsfesten Behältern sowie Füll- und Entleerstellen für ortsbewegliche Behälter: TRGS 509," in *Gemeinsamen Ministerialblatt (GMBI)*, 2024, pp. 242–348. [Online]. Available: <https://www.baua.de/DE/Angebote/Regelwerk/TRGS/TRGS-509>
- [62] "Ortsbewegliche Druckgasbehälter – Füllen, Bereithalten, innerbetriebliche Beförderung, Entleeren: TRGS 745," in *Gemeinsamen Ministerialblatt (GMBI)*, 2016, pp. 315–328. [Online]. Available: <https://www.baua.de/DE/Angebote/Regelwerk/TRGS/TRGS-745>
- [63] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, *Vierte Verordnung zur Durchführung des BImSchG: 4. BImSchV*, 2017. Accessed: Sep. 16, 2025. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_4_2013/index.html#BJNR097310013BJNE000406130
- [64] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, *Anhang 1 zur Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes- Immissionsschutzgesetzes: Anhang 1 zur 4. BImSchV*, 2017. Accessed: Sep. 16, 2025. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_4_2013/anhang_1.html
- [65] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, *Anhang 2 zur 4. BImSchV – Stoffliste zu Nr. 9.3 des Anhangs 1: Anhang 2 zur 4. BImSchV*. Accessed: Sep. 16, 2025. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_4_2013/anhang_2.html
- [66] Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union, *Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 Des Europäischen Parlaments und es Rates vom 16. Dezember 2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen, zur Änderung und Aufhebung der Richtlinien 67/548/EWG und 1999/45/EG und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1907/2006: Verordnung (EG) Nr. 1272/2008*, 2008. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32008R1272>
- [67] J. Graetschel, L. Ohle, A.-L. Priebe, and J. Schäfer-Gendrisch, "Rechtsrahmen für Ammoniaktransportlösungen," 2024. [Online]. Available: https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2024/12/20241202_CF11_1_TransHyDE-Rechtsrahmen_Ammoniaktransportloesungen.pdf

- [68] Mahler AGS GmbH, *Hydrogen Generation Plants*. [Online]. Available: <https://www.mahler-ags.com/plants/hydrogen-plants/>
- [69] Caloric Anlagenbau GmbH, *Hydrogen Generation Plants and Production Technologies*. [Online]. Available: <https://www.caloric.com/en/product/hydrogen-generation/>
- [70] J. Pach, "Ammonia Cracking: Design and Safety Consideration,"
- [71] R. Nielsen, "The Future of Ammonia Cracking: Topsoes Ammonia cracking technology - Delivering green Hydrogen,"
- [72] T. B. S. and R. Asapu, "State of the Art of Methanol Reforming for Hydrogen Generation," *ChemBioEng Reviews*, vol. 11, no. 3, pp. 543–554, 2024, doi: 10.1002/cben.202300068.
- [73] C. Hu, C. Xu, X. Xi, Y. He, and T. Wang, "Thermodynamic and Techno-Economic Performance Comparison of Methanol Aqueous Phase Reforming and Steam Reforming for Hydrogen Production," *Energies*, vol. 18, no. 1, p. 81, 2025, doi: 10.3390/en18010081.
- [74] S. Devkota *et al.*, "Techno-economic and environmental assessment of hydrogen production through ammonia decomposition," *Applied Energy*, vol. 358, p. 122605, 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.122605.
- [75] J. Hampp, M. Düren, and T. Brown, "Import options for chemical energy carriers from renewable sources to Germany," *PLoS ONE*, early access. doi: 10.1371/journal.pone.0281380.
- [76] Q. Li, A. Khosravi, A. Farsaei, and L. Sun, "Thermodynamics, economic and carbon emission analysis of power-to-methanol process through alkaline electrolysis and monoethanolamine (MEA) carbon capture," *Chemical Engineering Science*, vol. 293, p. 120029, 2024, doi: 10.1016/j.ces.2024.120029.
- [77] S. Sollai, A. Porcu, V. Tola, F. Ferrara, and A. Pettinau, "Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO₂: A techno-economic assessment," *Journal of CO₂ Utilization*, vol. 68, p. 102345, 2023, doi: 10.1016/j.jcou.2022.102345.
- [78] Statistisches Bundesamt, *Erdgas- und Stromdurchschnittspreise: Erdgaspreis - Preisbestandteile bei Abgabe an Nicht-Haushalte*. [Online]. Available: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-Durchschnittspreise/_inhalt.html#421260
- [79] Kässbohrer Fahrzeugwerke GmbH, *Tankauflieger für Gefahrstoffe: K.STS 32 / 1 - 10 / 24*. [Online]. Available: https://kaessbohrer.com/de/products/tankauflieger-599-c/tankauflieger-fur-gefahrstoffe-622-c/ksts-32-1-10-24?utm_source=chatgpt.com
- [80] agromek / MCH A/S, *AMONIA TANK SEMI-TRAILER*. [Online]. Available: https://www.agromek.com/products/produkt/amonia-tank-semi-trailer?utm_source=chatgpt.com
- [81] Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. (vbw), Ed., "Prognos Strompreisprognose," 2023.
- [82] Schaller WTI GmbH, *Kostenvergleich zur VE Wasser Herstellung*. [Online]. Available: <https://www.schaller-wti.de/inhalt/kostenvergleich-Umkehrosmose-ionenaustauscher/>
- [83] Bundesarbeitgeberverband Chemie e.V. "Chemie-Arbeitskosten deutlich gestiegen: Über 98.000 Euro im Jahr." Accessed: Aug. 12, 2024. [Online]. Available: <https://www.bavc.de/aktuelles/2267-chemie-arbeitskosten-deutlich-gestiegen-ueber-98-000-euro-im-jahr>
- [84] Statista, Inc. and Intercontinental Exchange, *Entwicklung der Preise für ein Emissionszertifikat im Europäischen Emissionshandel (EU-ETS) in den Jahren 2023 bis 2025*. Accessed: Sep. 26, 2025. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1454492/umfrage/co2-preise-im-emissionshandelssystem-der-eu/>
- [85] R. Pietzcker *et al.*, "Notwendige CO₂-Preise zum Erreichen des europäischen Klimaziels 2030: Ariadne-Hintergrund," [Online]. Available: https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/1828/live/lw_datei/2021_11_ariadne_hintergrund_co2-preisentwicklung_november21.pdf

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



» www.dbi-gruppe.de