

Kurzstudie zu Transportoptionen von Wasserstoff

Christiane Staudt, Clemens Hofsäß, Benedikt von Lewinski, Friedemann Mörs

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut

Kurzstudie zu Transportoptionen von Wasserstoff

In der Studie wird auf Basis von Literaturdaten, Studien und Projekten eine **technische Bewertung** der folgenden Wasserstoff-Transportoptionen durchgeführt:

1. Wasserstofftransport in Form von flüssigem Wasserstoff (LH₂)
2. Wasserstofftransport in Form von Ammoniak (NH₃)
3. Wasserstofftransport in Form von verflüssigtem Methan (green LNG)
4. Wasserstofftransport in Form von flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC)

Es werden nur schiffsbasierte Optionen für vorwiegend interkontinentalen Wasserstofftransporte analysiert, d. h. Pipelinetransporte wurden nicht im Detail betrachtet, sondern nur als Vergleichswert herangezogen.

- ➔ Aufgabenstellung / Ausgangslage
- ➔ Physikalische Grundlagen zu Wasserstoffträgern
- ➔ Definition der Grundbedingungen zur technischen Bewertung
- ➔ Bewertung der vier Optionen
 - ➔ Ausarbeitung Blockfließbild
 - ➔ Technische Bewertung der Einzelprozesse
 - ➔ Ausnutzungsgrad → Sankey-Diagramm
- ➔ Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

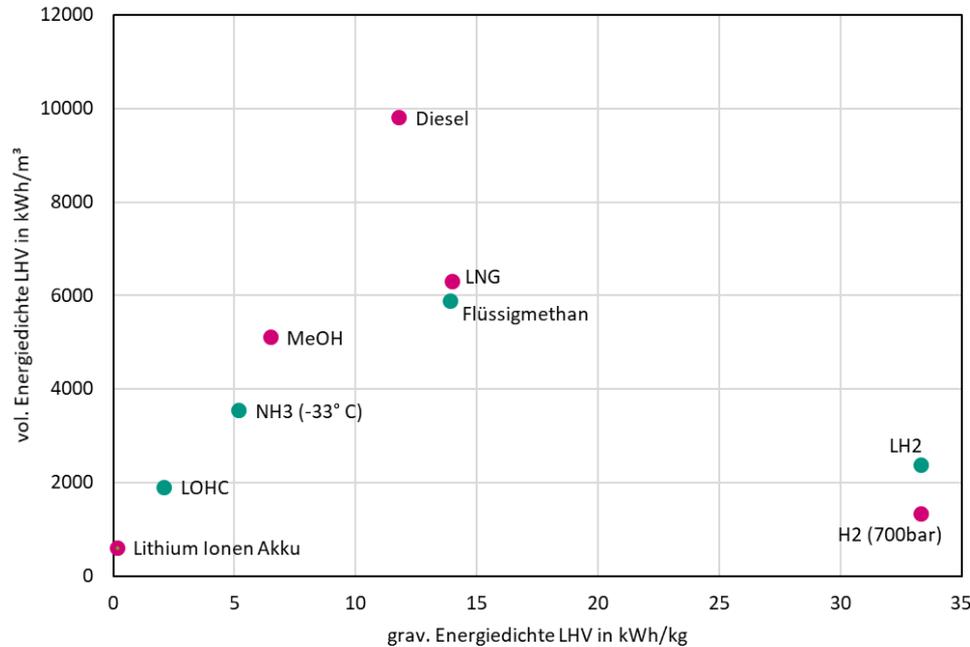
Die Betrachtungen zu den Importoptionen umfassen jeweils

- ➔ eine Übersicht zur Transportprozesskette (Darstellung als Blockfließbild) inklusive der zugehörigen **technischen Kenndaten** (z. B. energetischer Ausnutzungsgrad).
- ➔ Die Wasserstoffproduktion ist nicht Gegenstand der Studie. D. h. ausgehend von gasförmigem Wasserstoff am Exportstandort wurden alle Prozessschritte bis zur Bereitstellung von gasförmigen Wasserstoff in Deutschland betrachtet.
- ➔ Die verfügbaren Kenndaten zu den Einzelprozessschritten werden durch DVGW-EBI hinsichtlich der technischen Umsetzbarkeit kritisch diskutiert. Bei Bedarf wurde hierzu auch der Austausch mit Stakeholdern gesucht.
- ➔ In dieser Studie wurden durch DVGW-EBI keine eigenen detaillierten Prozesskettenbetrachtungen durchgeführt.

Physikalische Grundlagen zu den Wasserstoffträgern

Energiedichte der betrachteten Wasserstoffträger

Verhältnis der Volumetrischen Energiedichte über gravimetrische Energiedichte für verschiedene Wasserstoffträger*



Legende

- Teil dieser Studie
- Referenzwerte

*Daten im Anhang

Stoffeigenschaften und Wasserstoffanteil verschiedener Wasserstoffträger

	LH ₂	NH ₃ gekühlt	Green-LNG	LOHC
Dichte in kg/m ³	70,85	680	422,36	1044
Stoffeigenschaften bei Transport Temperatur in °C	-252,9	-33	-161	20
Druck in bar	4	1,013	1,013	1,013
Wasserstoffanteil in Ma.-%	100	17,6	25	6,2

Flüssiger Wasserstoff (LH₂):

LH₂ ist weder toxisch noch korrosiv, dennoch ist das Handling kompliziert. LH₂ wirkt versprödet und schwächt somit das Material, zudem ist Wasserstoff stark permeabel. Des Weiteren stellen die tiefkalten Temperaturen der Lagerung von -252 °C, sowie der Temperaturunterschied zur Raumtemperatur hohe Anforderungen an die verwendeten Werkstoffe. [1]

Wasserstoff ist hochbrennbar und bildet in einem Bereich von 4,1 – 74,8 Vol.-% in Luft eine explosionsfähige Atmosphäre (zum Vergleich: Methan zwischen 4,4 – 17 Vol.-%) und die benötigte Zündungsenergie ist mit 0,017 mJ gering. Die laminare Brenngeschwindigkeit beträgt etwa 240 cm/s und ist damit 6 mal höher als die von Methan. [1; 2]

Aufgrund dieser Faktoren sind gut entwickelte Präventions- und Sicherheitskonzepte essentiell, um Wasserstoffhandling sicher durchführen zu können.

Während Sicherheitsstandards für gasförmigen Wasserstoff bereits etabliert sind, müssen diese für flüssigen Wasserstoff teilweise noch entwickelt werden.

Flüssiges Ammoniak (NH₃)

Ammoniak ist bei Raumtemperaturen gasförmig, kann aber bei deutlich höheren Temperaturen als Wasserstoff oder Methan verflüssigt werden. Bei Umgebungsdruck reichen -33 °C aus, bei Umgebungstemperatur werden etwa 9 bar benötigt.

Ammoniak ist alkalisch, stark toxisch und korrosiv. Durch die jahrzehntelange Verwendung im Agrarbereich und der chemischen Industrie wurde ein sicherer Umgang mit der Chemikalie etabliert. Ammoniak wird in der Wassergefährdungsklasse (WGK) 2 eingestuft. Durch die starke Toxizität auch gegenüber Tieren und Pflanzen könnten Havarien ökologische Probleme nach sich ziehen.

Ammoniak ist zwar brennbar, hat aber eine hohe Zündtemperatur von 650 °C und die Explosionsgrenze in Luft liegt im Bereich von 15 – 28 Vol.-%. Des Weiteren liegt die laminare Brenngeschwindigkeit bei nur 6 – 8 cm/s. [2] Somit ist Ammoniak vergleichsweise sicher zu lagern und zu transportieren, jedoch könnte der hohe Dampfdruck problematisch werden, sollten zu große Mengen des toxischen Mediums in die Umwelt gelangen.

Ammoniak ist bereits in Bereichen von wenigen ppm giftig für eine PEM-Brennstoffzelle, daher müssen Cracking-Prozesse mit hohen Umsätzen oder effektiven Aufbereitungsverfahren entwickelt werden. [3] Ammoniak ist grundsätzlich geeignet um als Kraftstoff für Verbrennungsmotoren eingesetzt zu werden, jedoch kann die Verbrennung von NH₃ bei hohen Temperaturen hohe Stickoxid (NO_x) Emissionen herbeiführen.

Flüssiges Methan (CH₄)

Methan ist unter Normbedingungen gasförmig, kann aber bei Umgebungsdruck und -161 °C in die Flüssigphase überführt werden.

Flüssigmethan ist nicht korrosiv und nicht toxisch, daher bestehen neben den kryogenen Temperaturen von -161 °C keine erhöhten Anforderungen an entsprechende Behälter.

Bei Methananteilen von 4,4 – 17 Vol.-% bildet es mit Luft ein explosives Gemisch, die Zündtemperatur liegt bei 595 °C, die laminare Flammgeschwindigkeit bei 40 cm/s. [4] Sichere Umgangsformen und ausgereifte Infrastruktur sind essenziell, da bei eventuellen Havarien oder sonstigen Unfällen im Umgang mit Methan die Konsequenzen für Umwelt und Klima schwerwiegend sein könnten. Methan ist ein 20 – 80 mal stärkeres Treibhausgas als CO₂, daher ist es entscheidend Leckagen und Methanschleupf entlang der Prozesskette zu minimieren. [5] Da Methan sehr ähnliche Eigenschaften wie Erdgas hat, besteht bereits viel Erfahrung bei Konditionierung, Verflüssigung und Transport methanreicher Gase, auch Regularien und internationaler Handel sind etabliert.

Dibenzyltoluol (DBT, LOHC)*

Dibenzyltoluol (DBT) ist unter Normbedingungen flüssig, die Siedetemperatur liegt bei 390 °C und die Schmelztemperatur liegt bei -35 °C.

DBT ist eine gefährliche, sowie Gewässer gefährdende organische Flüssigkeit, welche eine langfristige giftige Wirkung auf Wasserorganismen aufweist. DBT wird in der Wassergefährdungsklasse (WGK) 2 eingestuft. Dies muss beim Schiffstransport berücksichtigt werden.

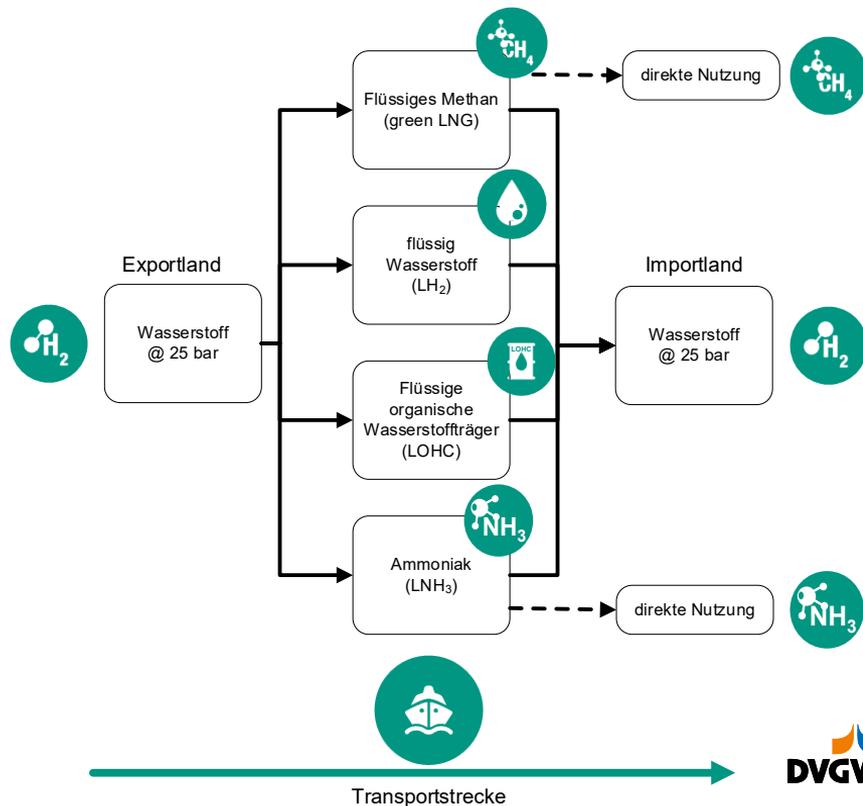
Der Flammpunkt liegt bei 212 °C und es besteht keine Explosionsgefahr. Sichere Umgangsformen und ausgereifte Infrastruktur sind essenziell, da bei eventuellen Havarien oder sonstigen Unfällen im Umgang mit DBT die Konsequenzen für Umwelt und Klima schwerwiegend sein könnten. Der Dampfdruck von DBT ist vernachlässigbar und es kommt zu keinem Boil-Off. DBT hat sehr ähnliche Eigenschaften wie Diesel und es besteht bereits viel Erfahrung beim Transport von Raffinerieprodukten, auch Regularien und internationaler Handel sind etabliert. [6]

* Im Rahmen dieser Studie wurde DBT als ein Beispiel für einen LOHC betrachtet.

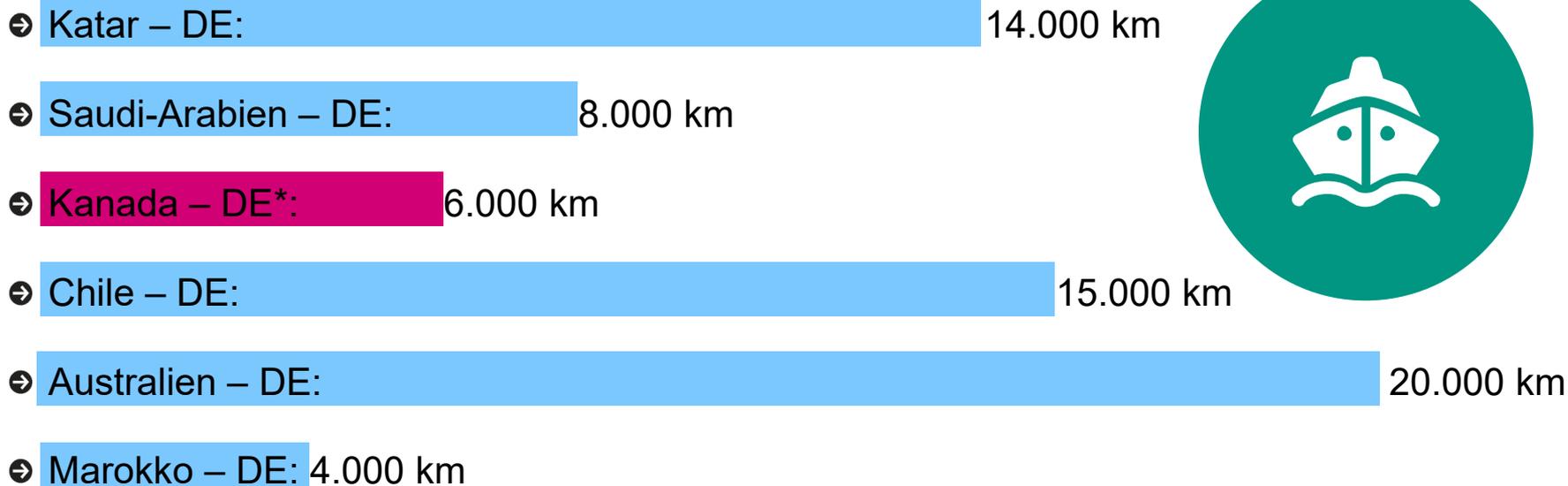
Definition der Randbedingungen

Definitionen

- ⇒ H_2 liegt im Exportland in gasförmiger Form bei **25 bar** und **25 °C** vor
- ⇒ Die betrachtete Transportdistanz sind **6.000 km**
- ⇒ Betrachtet wird der Transport der Wasserstoffträger mit dem **Schiff**
- ⇒ Die Prozessketten umfassen die nötigen Umwandlungsprozesse im Exportland, den Schiffstransport, sowie die **Rückwandlung in gasförmigen H_2** im Importland (zu 25 bar, 25 °C)
- ⇒ Für die Energieträger NH_3 und CH_4 wird zusätzlich die **Direktnutzung** im Importland betrachtet
- ⇒ Als H_2 -Gasbeschaffenheit im Importland werden die Bedingungen nach **G260 Gruppe A der 5. Gasfamilie** angesetzt



Mögliche H₂-Exportländer und die Schiffsdistanz zu Deutschland



* In dieser Studie betrachtete Transportdistanz

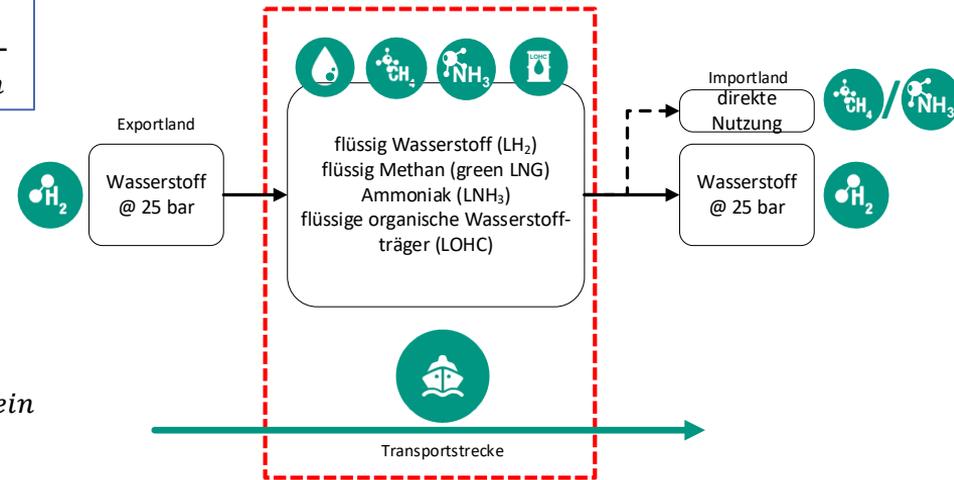
Distanzen ermittelt mit <http://www.shiptraffic.net/2001/05/sea-distances-calculator.html>

Energetischer Ausnutzungsgrad

Definitionen

$$\eta_{H_2,LHV} = \frac{m_{H_2,aus} \cdot LHV_{H_2}}{m_{H_2,ein} \cdot LHV_{H_2} + \sum E_{el,ein} + \sum E_{chem,ein}}$$

- ➔ Chemische Energie (aus): $m_{H_2,aus} \cdot LHV_{H_2}$
- ➔ Elektrische Energie (ein): $E_{el,ein}$
- ➔ Chemische Energie (ein) (Treibstoffe): $E_{chem,ein}$



→ Im folgenden wird nur noch vom Ausnutzungsgrad besprochen

1): In dieser Studie wurde der Ausnutzungsgrad auf den Heizwert (LHV) bezogen. Ein Bezug auf den Brennwert (HHV) ist auch möglich.

Gasbeschaffenheit nach DVGW-Arbeitsblatt G 260

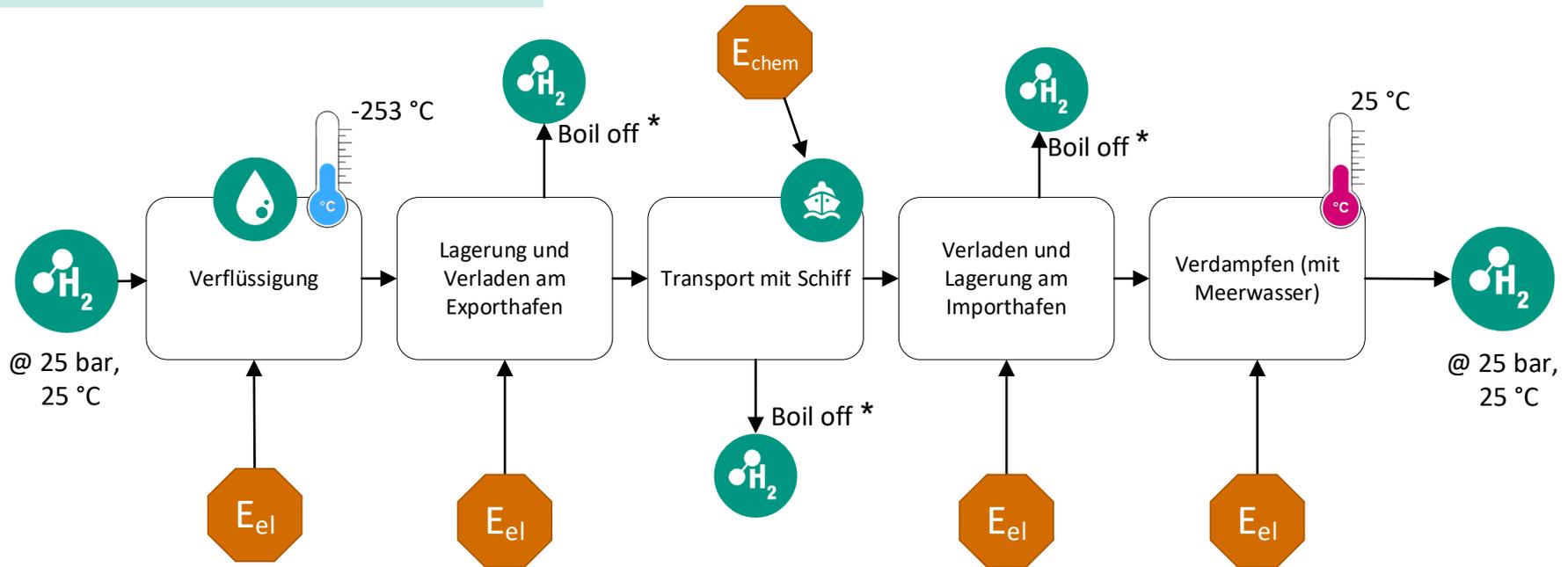
Bezeichnung	Grenzwerte Gruppe A auch 2. Gasfamilie Gruppe H	Grenzwerte Gruppe D gemäß DIN EN 17124
Wasserstoff	≥ 98 mol-%	≥ 99,97 mol-%
Wasser	200 mg/m ³ (MOP ≤ 10 bar) 50 mg/m ³ (MOP > 10 bar)	5 µmol/mol
Sauerstoff	1 mol-% (MOP > 16 bar: 0,001)	5 µmol/mol
Gesamtschwefel und S-Verbindungen	10 mg/m ³ (inkl. Odoriermittel) Merkaptan-S: 6 mg/m ²	0,004 µmol/mol
Ammoniak (und Amine)	10 mg/m ³	0,1 µmol/mol
Nebel, Staub	technisch frei	1 mg/kg

→ Als Produkt im Importland (DEU) setzen wir die Gruppe A an

Wasserstofftransport in Form von flüssigem Wasserstoff (LH₂)

Wasserstofftransport in Form von flüssigem Wasserstoff (LH₂)

Transportprozesskette

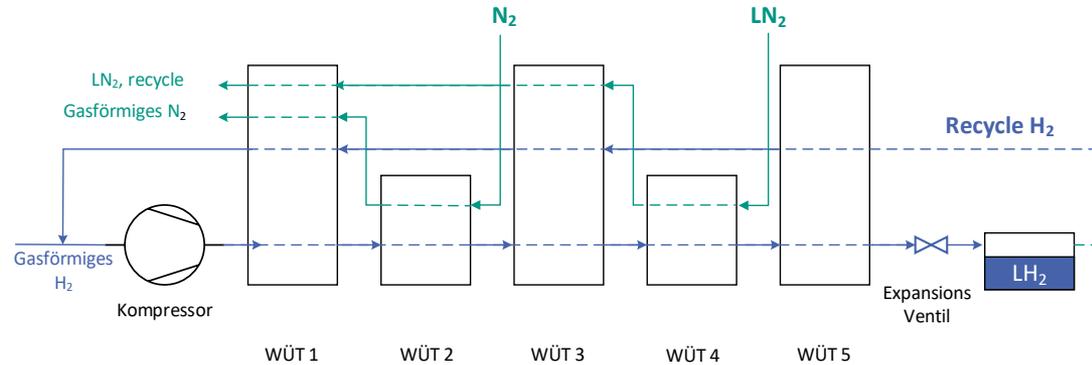


- Boil-Off wird (außer bei Schifffahrt) rückverflüssigt

Wasserstofftransport in Form von flüssigem Wasserstoff (LH₂)

Verflüssigungsverfahren [1]

- ➔ H₂ hat bei Raumtemperatur einen negativen Joule-Thomson-Koeffizient
- ➔ Inversionstemperatur: -73 °C
→ Vorkühlung notwendig, um durch Expansion H₂ verflüssigen zu können
- ➔ Typische Verflüssigungsverfahren:
 - ➔ Linde-Prozess mit Vorkühlung durch LN₂
 - ➔ Claude-Prozess mit Vorkühlung durch Expansion ohne Verflüssigung

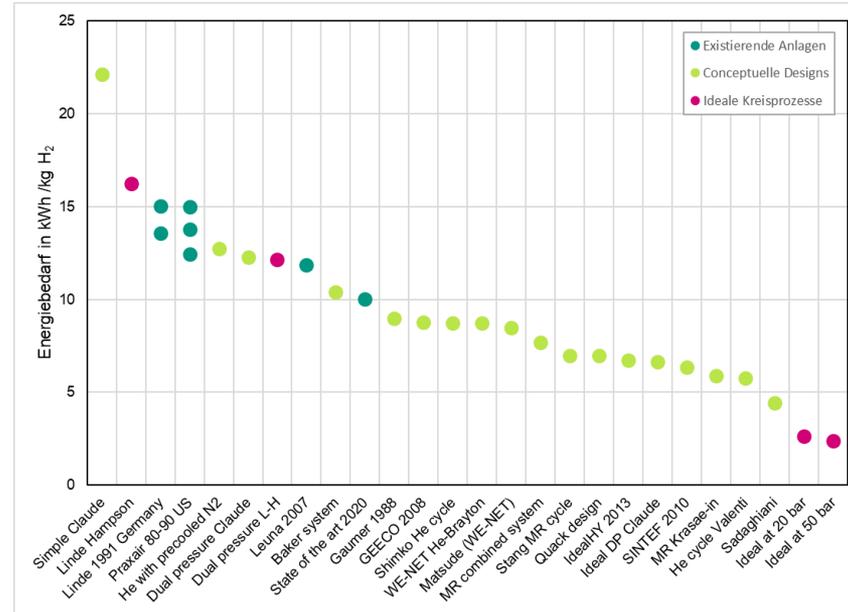


Schema des Linde Prozesses zur Erzeugung von LH₂

Wasserstofftransport in Form von flüssigem Wasserstoff (LH₂)

Verflüssigung

- ↻ Weltweite tägliche Produktion: **355 t/d** (2010) [7]
- ↻ Davon:
 - ↻ Amerika: 300 t/d (größter Anlage 34 t/d)
 - ↻ Europa: 24,4 t/d (größter Anlage 10 t/d)
 - ↻ Asien: 30,6 t/d (größter Anlage 11,3 t/d)
- ↻ Energiebedarf: [9]
- ↻ existierende Anlagen: > 10 kWh/kg H₂
- ↻ Simulationen möglicher größerer Anlagen (150-200 t/d): ≈ 6 - 8 kWh/kg H₂



Wasserstofftransport in Form von flüssigem Wasserstoff (LH₂)

Lagerung

- ➔ Nasa betreibt bereits LH₂-Tanks in der Größenordnung von 3.000 m³ [8]
- ➔ Kawasaki plant Tanks mit 10.000 m³ Volumen anschließend numbering-up auf 40.000 m³
- ➔ Boil-Off Raten (BOR) bei aktuellen Lagerbehältern etwa 0,05 - 0,075 %/d [10]
- ➔ Boil-Off Gas kann entweder der Verflüssigung zurückgeführt oder anderweitig verwendet werden
- ➔ Tankbehälter meist kugelförmig mit Doppelstahlschicht und Isolierung dazwischen [10]
- ➔ Werkstoffe meist Legierungen aus Edelstahl und Aluminium, hoher R&D Aufwand, um Werkstoffe zu optimieren



©Adobestock.com/Crispb

Wasserstofftransport in Form von flüssigem Wasserstoff (LH₂)

Schiffstransport [11; 12; 13]

- Erster LH₂-Carrier **Suiso Frontier** gebaut von Kawasaki Heavy Industries ging im Januar 2022 auf Jungfernfahrt
- Bringt LH₂ von Australien nach Japan
- Technische Spezifikationen:
 - Maße: 116m lang, 19 m breit, 10,6 m Tiefe (4,5 m Tiefgang)
 - Bruttoreaumzahl: 8.000
 - Antrieb: drei Dieselmotoren mit je 1.320 kW, zwei E-Motoren mit je 1.360 kW → max. Geschwindigkeit: 13 Knoten
 - Fassungsvermögen LH₂: 1.250 m³ Wasserstoff → ca. 90 t
- Pilotprojekt: Hydrogen Energy Supply Chain (HESC)



© Hunini CC BY-SA 4.0

Schiffstransport – Boil-Off-Raten

- ➔ Da bisher nur ein LH₂-Carrier unterwegs ist existieren keine realen Boil-Off-Raten (BOR)
- ➔ Angaben zu BOR aus 1998
 - ➔ Angaben zwischen 0,1 - 0,6 %/d [14]
- ➔ Aktuelle Forschung vermutet höhere Raten:
 - ➔ BOR abhängig von:
 - Wetter & Seegang (Schaukeln des Schiffes und damit der Flüssigkeit)
 - Tankeigenschaften (Form, Anzahl, Isolierung)
 - ➔ BOR von LH₂-Carriern ca. 9-mal höher als von vergleichbaren LNG-Carriern (Simulationen) [15]



© Humini CC BY-SA 4.0

Regasifizieren

- ➔ Kontrolliertes Verdampfen des LH₂, Bereitstellen von Wasserstoff mit beliebigem Druck
- ➔ Krypumppe pumpt LH₂ aus dem Tank, welcher durch einen mit Luft oder Meerwasser gefüllten Wärmetauscher geleitet wird
- ➔ Noch nicht großtechnisch umgesetzt, wird jedoch aufgrund vieler Analogien zu LNG als relativ unproblematisch eingeschätzt [1]
- ➔ Großes Potenzial zur energetischen Optimierung da pro m³ (NTP) etwa 1,3 MJ Kälteenergie gewonnen werden könnte [16]

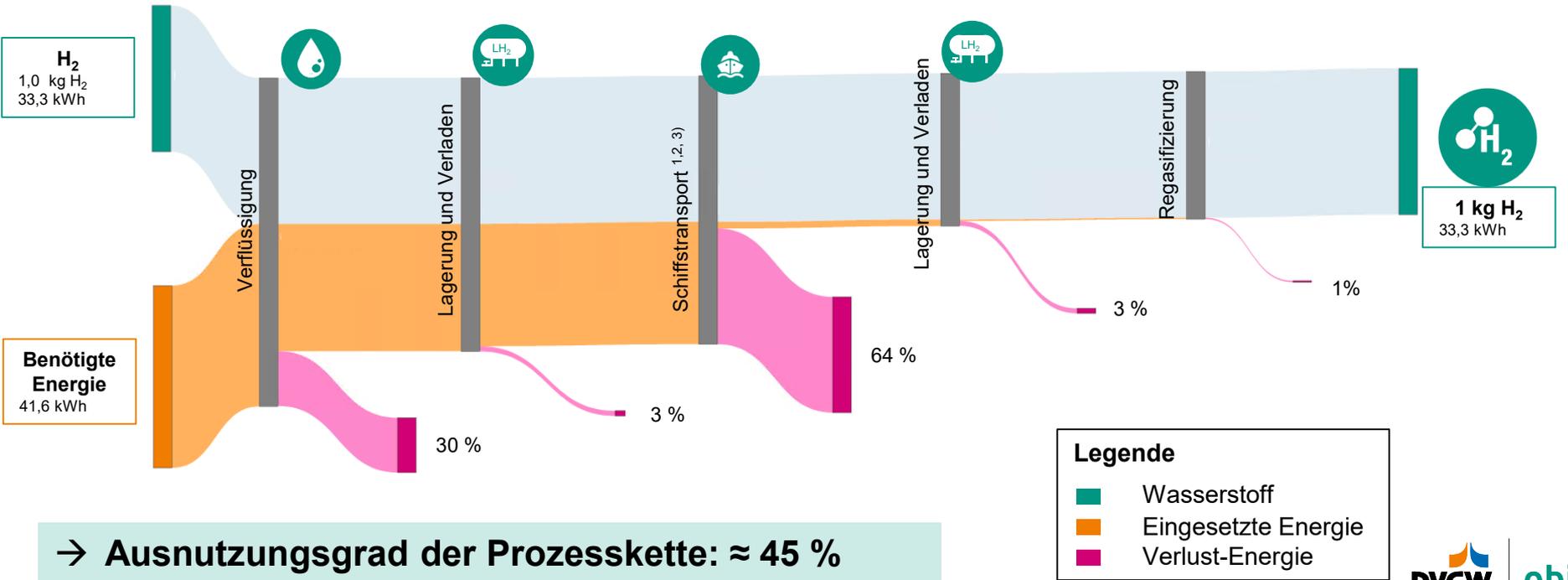
→ **Vermutlich ohne größere Probleme umsetzbar, energetische Optimierung von Importstandort abhängig [8]**

Stand der Technik, „ready now“

	Range Literatur	Festgelegter Wert	Quelle
Verflüssigung	10 – 15 kWh/kg	12,5 kWh/kg	[8]
Verladung	0,4 – 1,2 kWh/kg	1 kWh/kg	[17; 18]
Regasifizieren	1 – 1,5 % der im H ₂ gebunden Energie (LHV)	1 %	[19]
Boil-Off Lagertanks	0,048 – 0,1 Ma.-%/d	0,074 Ma.-%/d	[1; 10]
Boil-Off Schifffahrt	0,3 – 0,6 Ma.-%/d	0,45 Ma.-%/d	[1, 14]
Boil-Off Verladung	0,6 – 5 Ma.-%	1,2 Ma.-%	[2; 20]
Lagerdauer am Exporthafen	7 d		
Dauer und Strecke der Schifffahrt	6.000 km und min. 11 Tage (Geschwindigkeit 13 Knoten)		
Spezifikationen Schiff		90 t Ladung, 233 kWh/km, 70% des Treibstoffverbrauchs für leere Rückfahrt	Abschätzung anhand Daten der Suiso Frontier

Sankey-Diagramm der „ready now“ Prozesskette

- 1) Boil-Off wird, außer bei Schifftransport, Rückverflüssigt, hier Druckanstieg durch BO, aber kein H₂-Verlust
- 2) Hin- und Rückfahrt betrachtet
- 3) Gerechnet für **Suiso Frontier** (Ladung 90 t H₂)



Annahmen Zukunftspotential

- ➊ Benötigter Aufwand für Verflüssigung kann um 30 % gesenkt werden
- ➋ Schiffstransport kann in den Bereich von LNG-Carriern hochskaliert werden (Kawasaki plant ein Schiff mit einer LH₂-Kapazität von 160.000 m³) [61]

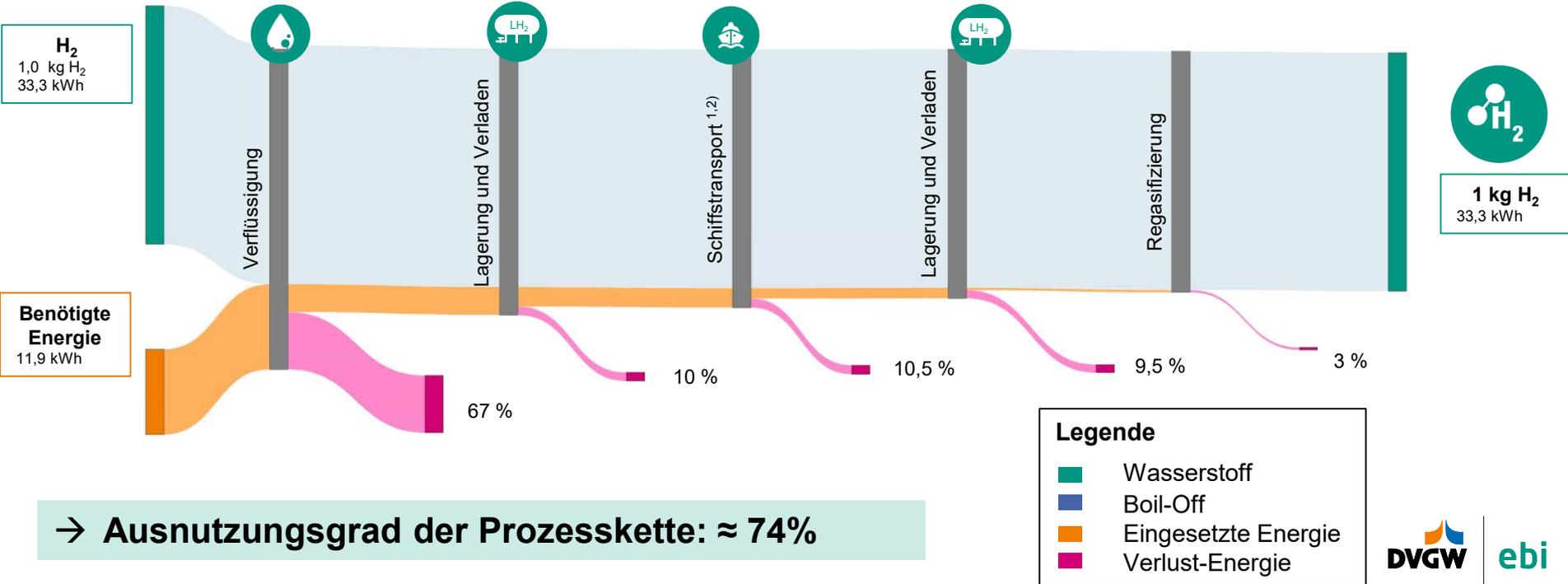
→ **Aktuell viele Entwicklungen, Simulationen etc. die Verbesserungspotenzial vermuten lassen, jedoch ist die Entwicklung einer völlig neuen Infrastruktur immer mit unvorhersehbaren Risiken verbunden**

Zukunftspotential

	Range Literatur	Angenommener Wert	Quelle/Annahme
Verflüssigung	5 – 10 kWh/kg	8 kWh/kg	[8]
Verladung	0,4 – 1,2 kWh/kg	1 kWh/kg	[17; 18]
Regasifizieren	1 – 1,5 % der im H ₂ gebunden Energie (LHV)	1 %	[19]
Boil-Off Lagertanks	0,048 – 0,1 Ma.-%/d	0,074 Ma.-%/d	[1; 8; 10]
Boil-Off Schifffahrt	0,1 – 0,25 Ma.-%/d	0,175 Ma.-%/d	[1,14]
Boil-Off Verladung	0,6 – 5 Ma.-%	1,2 Ma.-%	[2; 20]
Lagerdauer am Exporthafen	7 d		
Dauer und Strecke der Schifffahrt	6.000 km und min. 7 Tage (Geschwindigkeit 20 Knoten)		
Spezifikationen Schiff		160.000 m ³ Ladung, 970 kWh/km Verbrauch, 70 % des Treibstoffverbrauchs für leere Rückfahrt	Nähert sich dem von LNG-Carriern an

Sankey-Diagramm der Zukunfts-Prozesskette

- 1) Boil-Off wird **Rückverflüssigt**
- 2) Hin- und Rückfahrt betrachtet



Wasserstofftransport in Form von verflüssigtem Methan (green LNG)

Zum H₂-Import nach Deutschland über green-LNG gibt es diverse mögliche Prozessketten. In dieser Studie wurden zwei im Detail betrachtet. Zwei weitere Prozessketten sind im Anhang zu finden.

➔ **Transportprozesskette SMR und CCU**

- Green-LNG wird im Exportland erzeugt und mit dem Schiff nach DE transportiert. Im Steamreformer wird aus dem green-LNG H₂ gewonnen. Das dabei entstehende CO₂ wird mit Carbon-Capture abgeschieden und mit einem Schiff zurück ins Exportland transportiert. Um CO₂-Verluste auszugleichen wird ein Teil des CO₂ im Exportland mit Direct-Air-Capture (DAC) gewonnen. Wurde in dieser Studie betrachtet.

➔ **Transportprozesskette direkte Nutzung des Methans (DAC)**

- Green-LNG wird im Exportland erzeugt und mit dem Schiff nach DE transportiert. Das green-LNG wird regasifiziert und direkt genutzt. Das im Exportland benötigte CO₂ wird mit DAC gewonnen Vorort gewonnen. Wurde in dieser Studie betrachtet.

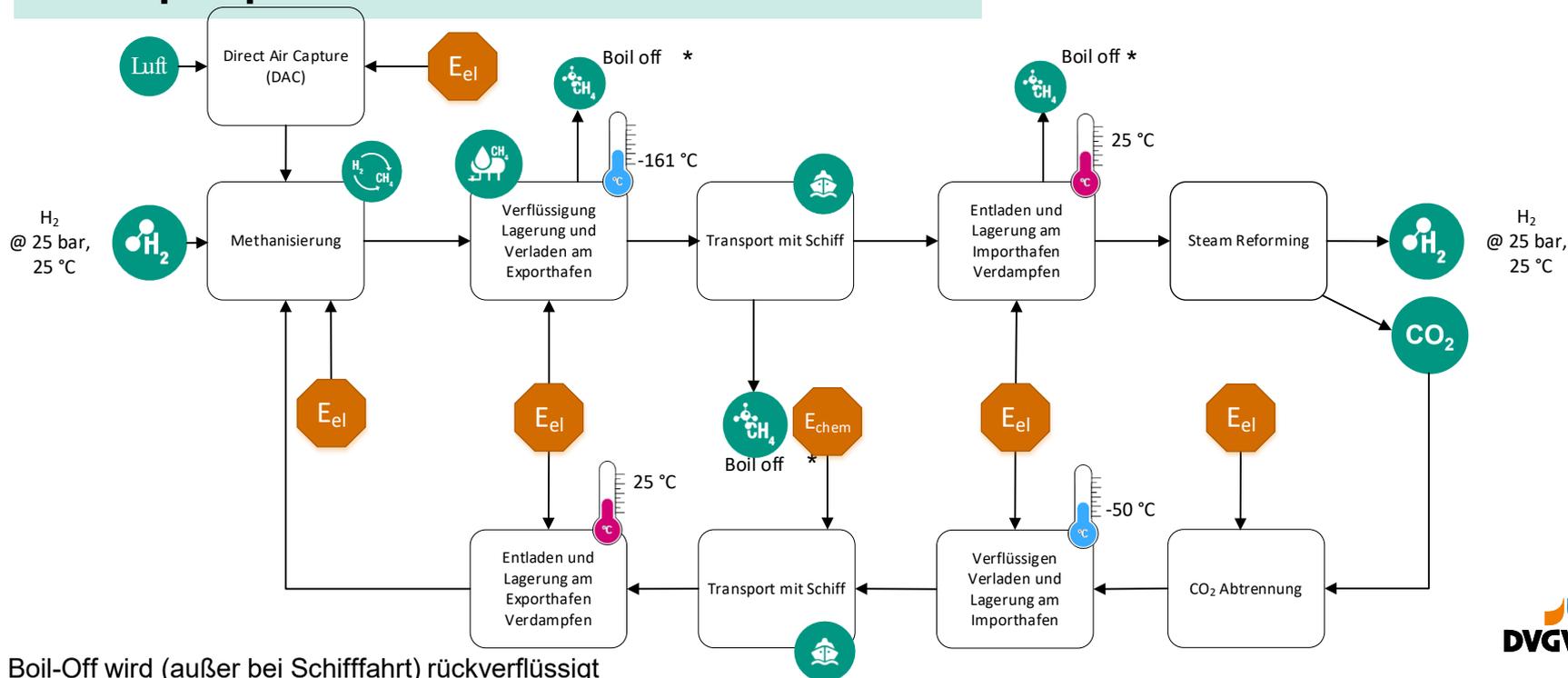
➔ **Transportprozesskette direkte Nutzung des Methans (CC)**

- Green-LNG wird im Exportland erzeugt und mit dem Schiff nach DE transportiert. Das green-LNG wird regasifiziert und direkt genutzt. Das im Exportland benötigte CO₂ wird im Importland aus CO₂-Punktquellen (Zementfabrik, Biogasanlage) abgeschieden und mit dem Schiff ins Exportland transportiert. Um CO₂-Verluste auszugleichen wird ein Teil des CO₂ im Exportland mit (DAC) gewonnen.

➔ **Transportprozesskette Pyrolyse**

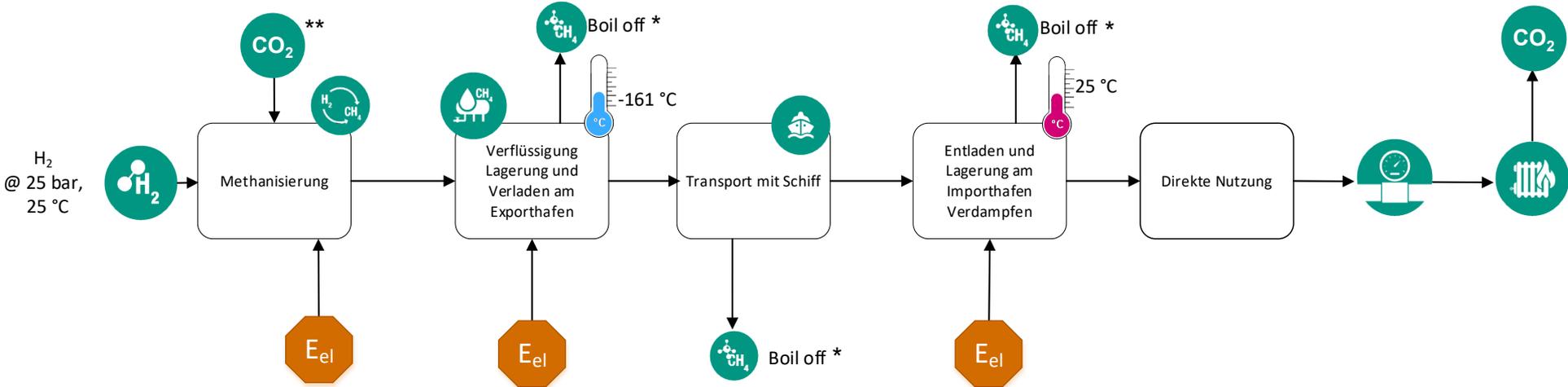
- Green-LNG wird im Exportland erzeugt und mit dem Schiff nach DE transportiert. In der Pyrolyse wird H₂ und fester Kohlenstoff erzeugt. Das im Exportland benötigte CO₂ wird mit DAC gewonnen Vorort gewonnen.

Transportprozesskette SMR und CCU



* Boil-Off wird (außer bei Schifffahrt) rückverflüssigt

Transportprozesskette direkte Nutzung des Methans (DAC)



* Boil-Off wird (außer bei Schifffahrt) rückverflüssigt

** CO_2 aus DAC

DAC – Direct Air Capture [21]

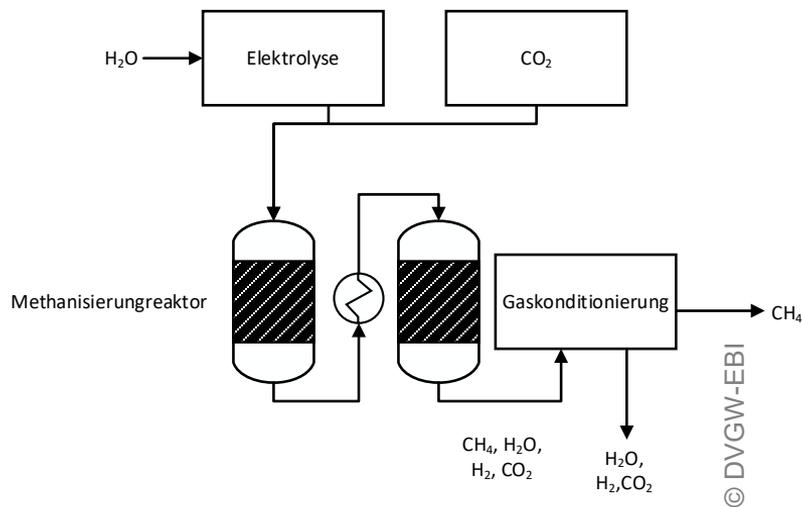
- Mögliche CO₂-Quelle im Exportland
- Bekannte Hersteller: Climeworks, Global Thermostat, Carbon Engineering
- Abtrennung des CO₂ aus der Umgebungsluft
- Standort unabhängige CO₂-Quelle
- Etablierte Verfahren haben hohen thermischen Energiebedarf (> 2.000 kWh/t CO₂)
- Kann mit Abwärme von Methanisierung gekoppelt werden

→ **Hoher Energieaufwand der Prozesskette, wenn CO₂ vollständig via DAC bereitgestellt wird**

Wasserstofftransport in Form von verflüssigtem Methan (green LNG)

Methanisierung

- ➔ Methanisierung katalytisch/biologisch
- ➔ Noch keine industrielle/kommerzielle Anlage
- ➔ CO_2 benötigt an Produktionsstandort
 - ➔ Direct Air Capture (DAC)
 - ➔ CO_2 -Abtrennung von Punktquelle (Zementwerk o.ä.) (CCU)
- ➔ Wirkungsgrad der SNG-Prozesskette von bis zu 69 % (ohne DAC) [22]
- ➔ SNG-Produktionskosten 2050 < 10 Cent / kWh [22]
 - ➔ Aktueller Gaspreis (Dez. 22) in Europa 13 Cent / kWh [23]
 - ➔ Aktueller Strompreis in Europa 21,9 Cent / kWh [24] (gemittelt für 2021)



→ **CO_2 Bereitstellung für Methanisierung notwendig**

Wasserstofftransport in Form von verflüssigtem Methan (green LNG)

Verflüssigungsverfahren

- CH_4 hat bei Raumtemperatur einen positiven Joule-Thomson-Koeffizient \rightarrow keine Vorkühlung notwendig
 - Inversionstemperatur: 1.000°C
- Energiebedarf ca. $0,3 - 0,7 \text{ kWh/kg LNG}$
 $\sim 2 - 5 \%$ der gespeicherten Energie (LHV) [25]
- Typische Verflüssigungsverfahren: [26]
 - Cascade cycle
 - Mixed refrigerant (MR)
 - Single mixed refrigerant cycle
 - Dual mixed refrigerant cycle
 - Gas expander cycles



© CC BY 3.0/Σ64

\rightarrow **Methan Verflüssigungsanlagen im industriellen Maßstab vorhanden**

Wasserstofftransport in Form von verflüssigtem Methan (green LNG)

Schiffstransport

- Im Jahre 2021 wurden 380 mio. t LNG weltweit transportiert [27]
 - China ist größter LNG-Importeur mit 79 mio. t
 - USA ist größter LNG-Exporteur mit 24 mio. t
- Der Handel mit LNG ist weltweit etabliert und im kommerziellen Maßstab verfügbar [28]
- Ein Teil des LNGs verdampft und kühlt damit den Tank. Das verdampfende Gas wird als Boil-Off bezeichnet und kann als Treibstoff für das Schiff selbst dienen
- LNG-Tanker mit bis zu 250.000 m³ Kapazität verfügbar, das entspricht 105.500 t
- Das flüssige Methan wird am Bestimmungsort regasifiziert



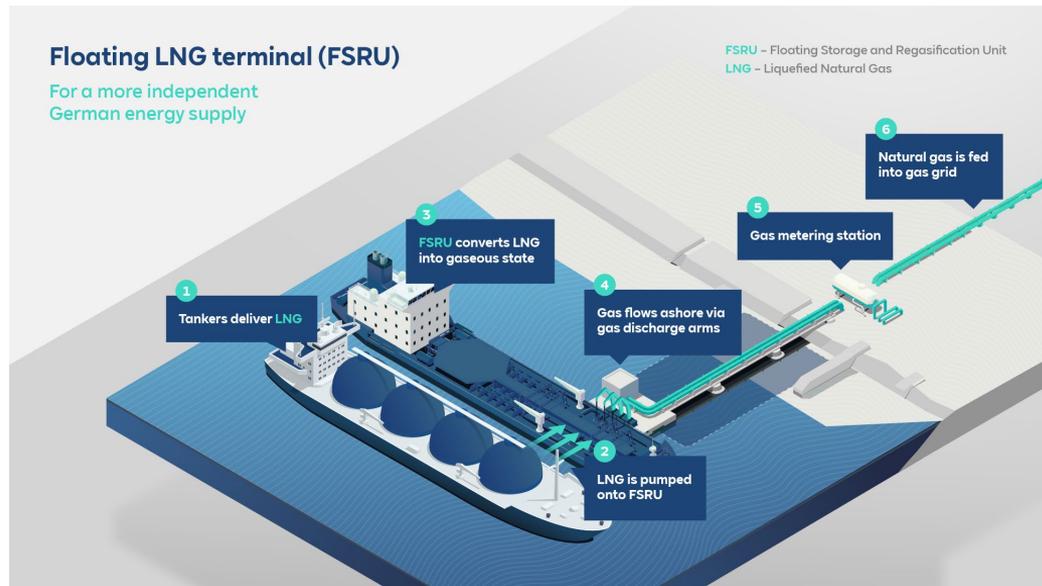
© Fotolia/M-Vladsv

→ **LNG-Transport ist weltweit etabliert**

Wasserstofftransport in Form von verflüssigtem Methan (green LNG)

Lagerung

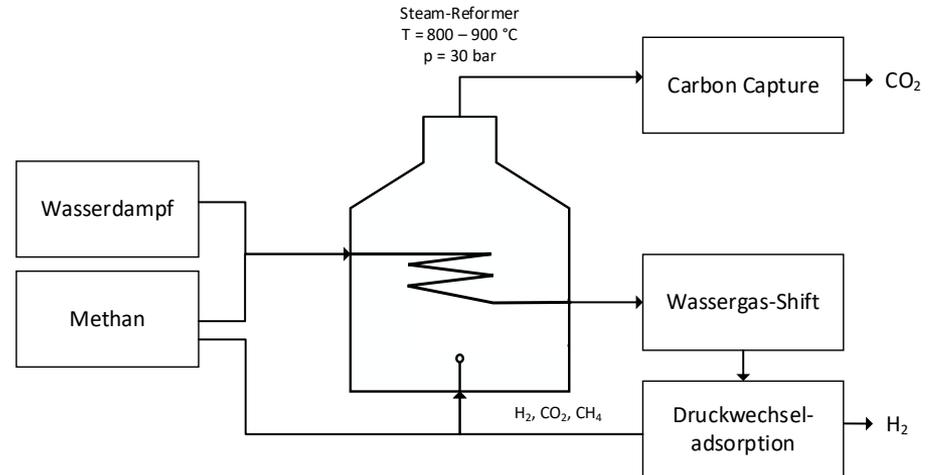
- ➔ Das LNG -Terminal in Rotterdam hat eine Kapazität von 3 mal 180.000 m³ [31]
 - ➔ Lagerkapazitäten im Importland vorhanden
- ➔ Boil-Off dient der Kühlung der Tanks und wird regasifiziert und dem Tank zurückgeführt [29]
- ➔ Boil-Off von: 0,012 Ma.-%/d [30]
- ➔ 1. LNG-Terminal in Wilhelmshafen (DE) [32]
 - ➔ Inbetriebnahme zum Jahreswechsel 22/23 geplant
 - ➔ Floating storage and regasification unit (FSRU)
 - ➔ Kapazität von 170.000 m³



Wasserstofftransport in Form von verflüssigtem Methan (green LNG)

Steam Reforming (SR)

- ☉ Das regasifizierte Methan wird durch Steam-Reforming (SR) zurück in Wasserstoff gewandelt
- ☉ Steam-Reforming ist ein etabliertes Verfahren, 2020 wurden 54 Mio. t Wasserstoff aus Erdgas produziert [73]
 - ☉ Hohe Temperaturen von 800 – 900 °C benötigt
 - ☉ Druck von 30 bar benötigt
 - ☉ Katalysator: Nickel
 - ☉ Wirkungsgrad zwischen 60 – 70 % [33]
- ☉ Aufgrund der Endothermie der Reaktion wird zugeführte Wärmeenergie teilweise chemisch in Wasserstoff gespeichert
- ☉ Mithilfe von Carbon Capture kann anfallendes CO₂ abgetrennt werden
 - ☉ Dieses CO₂ wird am Exportstandort für die Methanisierung benötigt



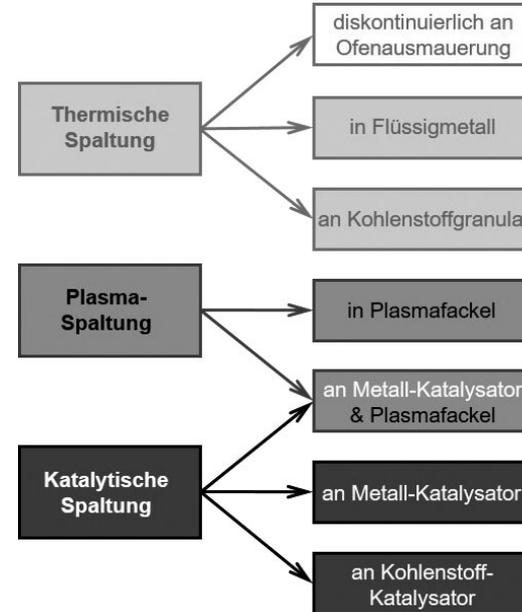
© DVGW-EBI nach [39]

→ **Steam-Reforming hat einen hohen Energiebedarf**

Wasserstofftransport in Form von verflüssigtem Methan (green LNG)

Pyrolyse [88] *

- ➔ Für die Rückwandlung mittels der Erdgas-Pyrolyse werden hohe Temperaturen benötigt
 - ➔ Für katalytische Verfahren $T < 800 \text{ °C}$
 - ➔ Für rein thermische Verfahren $T > 1.200 \text{ °C}$
 - ➔ Für Plasma Verfahren $T > 2000 \text{ °C}$
- ➔ Noch keine kommerzielle Pyrolyse Anlage
 - ➔ **TRL 4**
- ➔ Keine direkten CO_2 Emissionen, Kohlenstoff fällt als Feststoff an
 - ➔ Komplettes CO_2 muss an Exportstandort bereit gestellt werden → DAC oder Punktquelle
 - ➔ Deponierung des anfallenden festen Kohlenstoffs

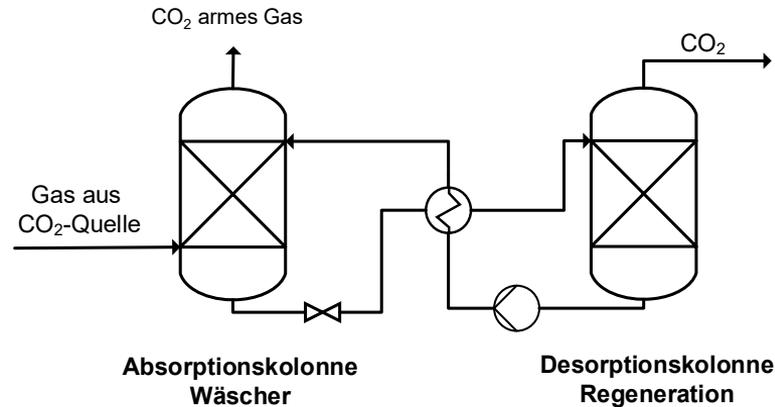


© S. Schneider et al. (2020)

* Prozesskette mit Pyrolyse im Anhang, hier wurden keine Prozesskettenbetrachtung mit Sankey Diagramm durchgeführt

Carbon Capture

- Bis zu 90 % des anfallenden CO_2 aus dem SR können aus dem Abgas abgetrennt werden [21]
- Typische Abscheideverfahren sind dabei chemische Wäschen (MEA, DEA)
 - Vorteil der Wäschen: Abwärme von SR kann genutzt werden um Waschmittel zu regenerieren, damit ist die benötigte el. Energie gering (1 kWh/kg H_2) [39]
- „Fehlendes“ CO_2 muss für die Methanisierung zugeführt werden
 - Dabei kann CO_2 z.B. aus Biogasanlagen im Importland ebenfalls abgetrennt und an den Exportstandort verschifft werden
 - Mithilfe von DAC am Produktionsstandort kann das fehlende CO_2 am Exportstandort bereitgestellt werden, dabei ist der hohe energetische Aufwand zu berücksichtigen



Wasserstofftransport in Form von verflüssigtem Methan (green LNG)

Schiffstransport von CO₂

- ➔ CO₂ wird verflüssigt und unter Druck transportiert, um Feststoffbildung zu umgehen ($p > 7 \text{ bar}$, $T < -50 \text{ °C}$) [34]
- ➔ LNG-Tanker sind nicht für den CO₂-Transport geeignet
 - ➔ Liegezeiten von bis zu 7 Tagen notwendig um 100 °C Temperaturunterschied anzupassen
 - ➔ Alle Gasrückstände müssten aufwendig entfernt werden (Heel)
 - ➔ LNG Tanker idR. drucklos
- ➔ Tanker werden momentan vorwiegend für die Lebensmittelindustrie eingesetzt, Größe: 2.000 m³
- ➔ Projekt Stella Maris: Konzept von 50.000 m³ Tanker vorgestellt [35]



© Adobestock.com/Björn Wylezich

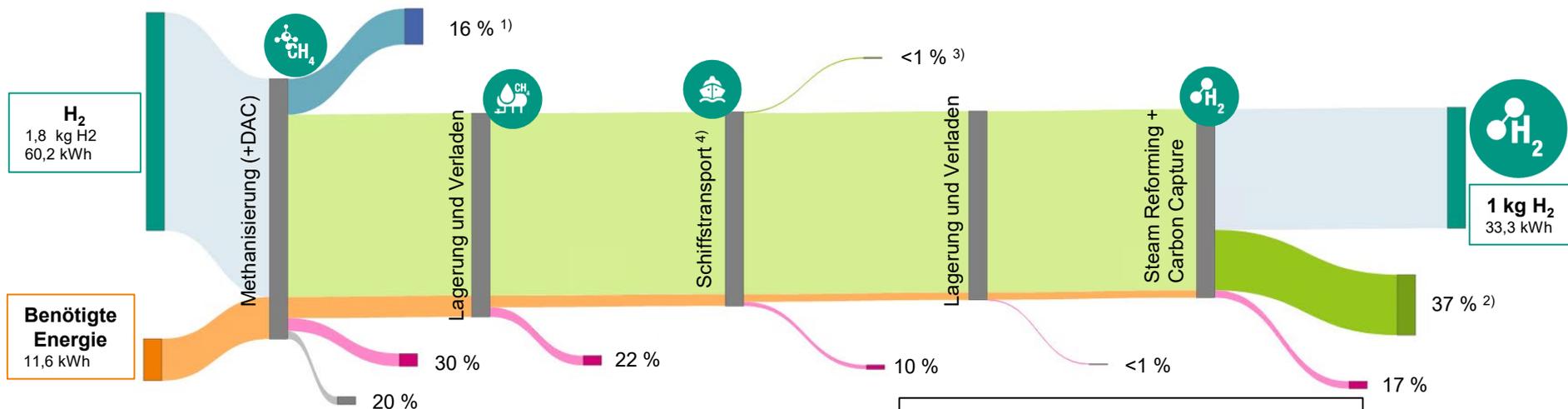
→ **Transportmöglichkeiten für flüssiges CO₂ müssten ausgebaut werden**

Prozesskette inklusive SMR + CCU

	Range Literatur	Angenommener Wert	Quelle
Methanisierung		0,7 kWh/m ³ CH ₄	[36]
DAC	1.650 – 2.800 kWh/t CO ₂	2.225 kWh/t CO ₂	[37; 38]
Steam Reforming (SR)		50 kWh CH ₄ /kg H ₂ (stoffl. + therm.) 1 kWh/kg H ₂ el.	[39]
Carbon Capture (nach SR)		1 kWh/kg H ₂ elektrisch, Abwärme von SR	[39]
Verflüssigung	0,3 – 0,7 kWh/kg	0,7 kWh/kg	[25]
Verladung	0,001 kWh/kg	0,001 kWh/kg	[40]
Regasifizieren	1 – 1,5 % der Energie (LHV _{LNG})	1 %	[19]
Boil-Off Lagertanks	0,012 – 0,12 Ma.-%/d	0,066 Ma.-%/d	[30]
Boil-Off Schifffahrt	0,06 – 0,89 Ma.-%/d	0,085 Ma.-%/d	[41]
Boil-Off Verladung	1,8 Ma.-%	1,8 Ma.-%	[42]
Lagerdauer am Exporthafen		7 d	
Dauer und Strecke der Schifffahrt		6.000 km und min. 7 Tage (Geschw. 20 Knoten)	
Spezifikationen Schiff <i>(für CO₂-Transport wird gleicher Verbrauch angenommen)</i>		174.000 m ³ Ladung, 1240 kWh/km Verbrauch, 70 % des Treibstoffverbrauchs für leere Rückfahrt	[43]

Sankey-Diagramm der green-LNG Prozesskette mit SR

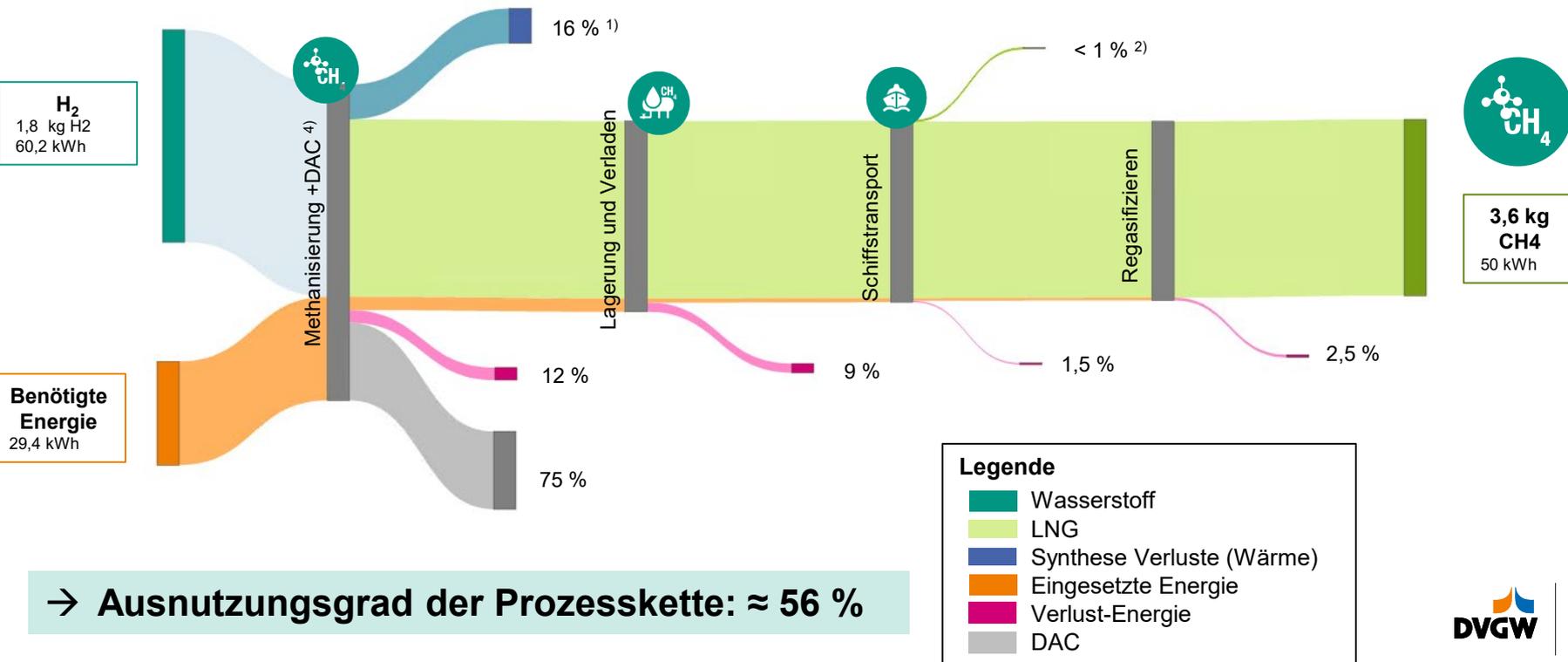
- 1) Wärmeverluste aufgrund Exothermie
- 2) Zugeführte therm. Energie in SR kommt aus LNG und Wärme für CO₂-Abscheidung intern genutzt
- 3) Boil-Off wird rückverflüssigt, bzw. bei Schifftransport für Antrieb genutzt
- 4) Leere Rückfahrt des Schiffes, sowie CO₂-Transport berücksichtigt



→ **Ausnutzungsgrad der Prozesskette: ≈ 47 %**

Sankey-Diagramm der green-LNG Prozesskette ohne SR

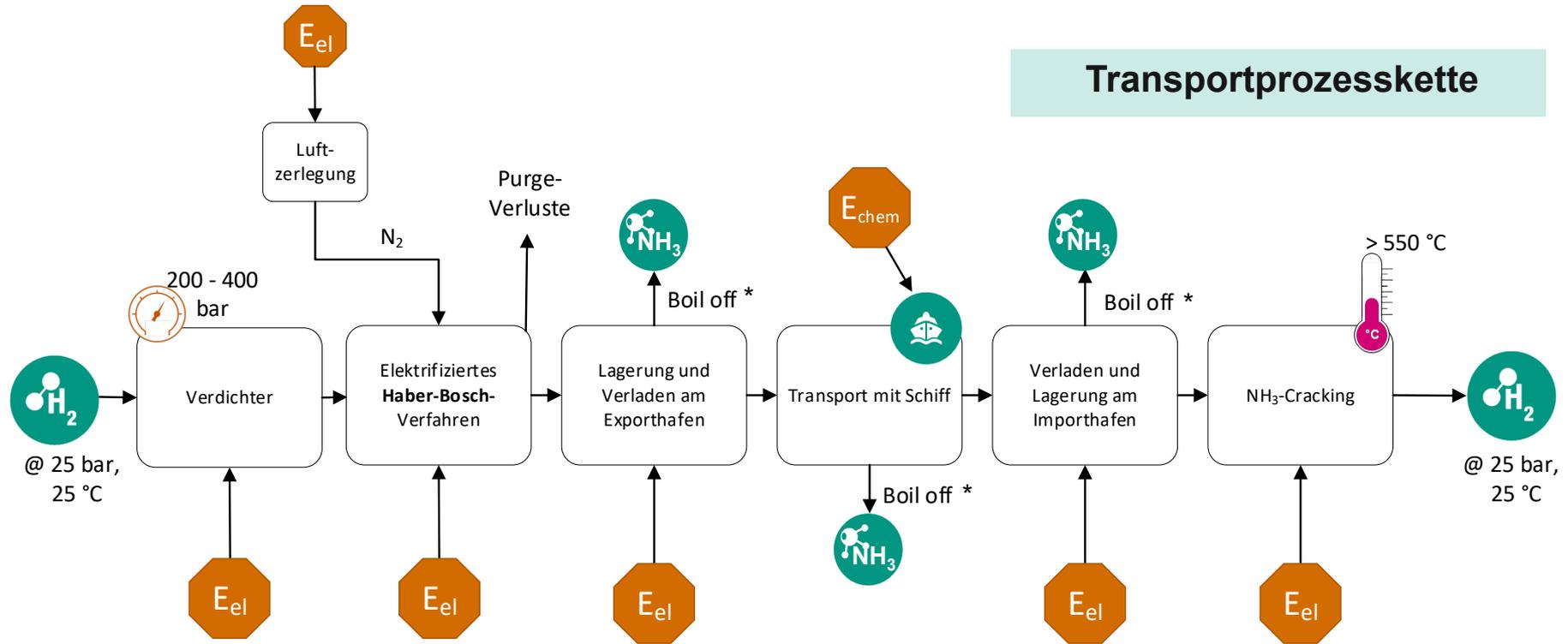
- 1) Wärmeverluste aufgrund Exothermie
- 2) Boil-Off wird rückverflüssigt, bzw. bei Schifftransport für Antrieb genutzt
- 3) Leere Rückfahrt des Schiffes berücksichtigt
- 4) CO₂ stammt zu 100 % aus DAC



→ Ausnutzungsgrad der Prozesskette: ≈ 56 %

Wasserstofftransport in Form von flüssigem Ammoniak (LNH₃)

Wasserstofftransport in Form von flüssigem Ammoniak (LNH₃)

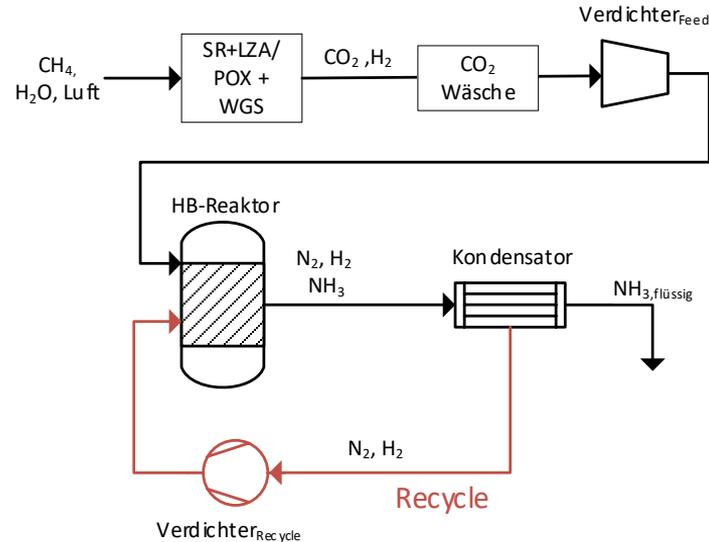


* Boil-Off wird rückverflüssigt

Wasserstofftransport in Form von flüssigem Ammoniak (LNH₃)

Haber-Bosch Verfahren nach Stand der Technik

- ☞ fossil basiert: Steamreforming (SR) und Luftzerlegung (LZA) oder Partieller Oxidation (POX) von Erdgas, anschließend: **Haber-Bosch Verfahren**
- ☞ Hoher Energieaufwand um die Prozessbedingungen von größer 200 bar und 400 °C zu gewährleisten
- ☞ Kompressoren werden mit Abwärme der Steamreformer betrieben
- ☞ Wirkungsgrad des Haber-Bosch-Verfahrens ungefähr 80% [44]
- ☞ Prozess ist stark optimiert und gut verstanden
TRL 9



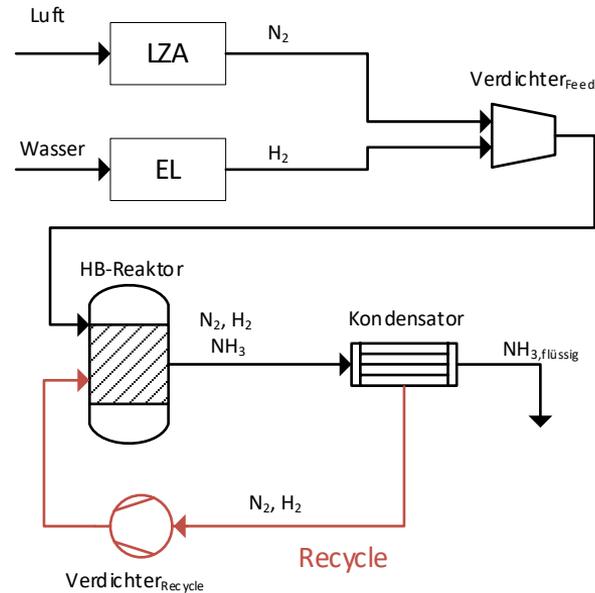
© DVGW-EBI nach [44]

→ **Hoher CO₂-Ausstoß durch Verwendung grauen Wasserstoffs**

Wasserstofftransport in Form von flüssigem Ammoniak (LNH₃)

Elektrisch betriebenes Haber-Bosch Verfahren [44]

- ➔ Produktion von grünem Ammoniak
- ➔ Einsatz von Luftzerlegungsanlage (LZA) und Wasserelektrolyse (EL)
- ➔ Je nach Art der Elektrolyse kann H₂ mit bis zu 80 bar zugeführt werden
- ➔ Haber-Bosch Syntheseloop durch erhöhten Startdruck (bis zu 80 bar aus PEMEL) und el. Verdichter deutlich effizienter als die Erzeugung von NH₃ aus Erdgas → Effizienz der Elektrolyse bestimmt Effizienz des Gesamtprozesses
- ➔ Einsatz von effizienten elektrischen Verdichtern
- ➔ Abwärme der NH₃-Synthese theoretisch nutzbar
- ➔ 2021 wurden weltweit 5.800 t grünen Ammoniak produziert, das entspricht ca. 30 MWh [66]

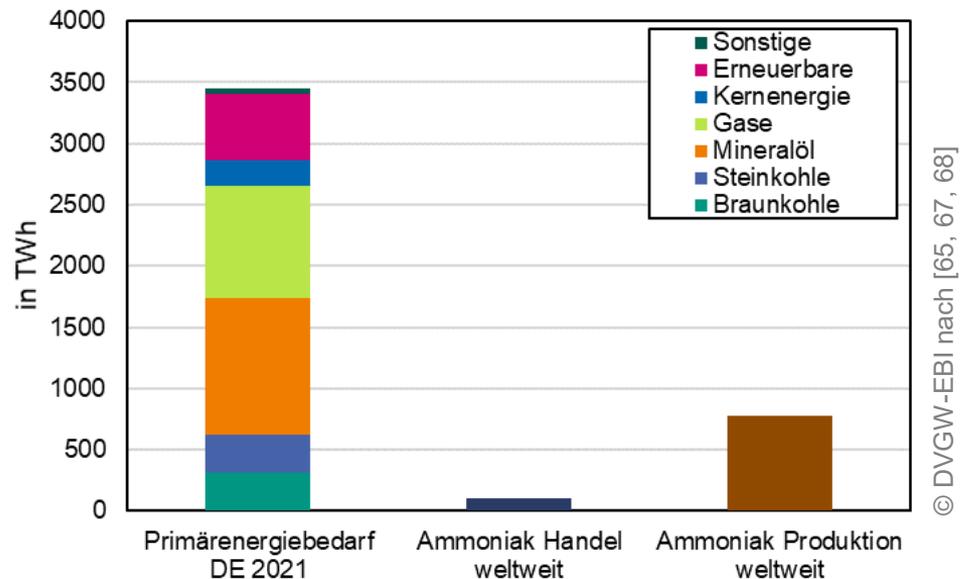


© DVGW-EBI nach [44]

Wasserstofftransport in Form von flüssigem Ammoniak (LNH₃)

Ammoniak Produktion und Handel

- ↻ Weltweite Ammoniak-Produktion 2021: 150 Mio. t (780 TWh) mit Umsatz von 72 Milliarden US-Dollar [66, 81]
- ↻ Ammoniak-Produktion DE 2021: 2,5 Mio. t → 13 TWh [67]
- ↻ Weltweiter Ammoniak-Handel 2021: 19,3 Mio. t → 100 TWh [68]
- ↻ Zum Vergleich:
 - ↻ Weltweiter LNG-Handel: 372 Mio. t → 5.000 TWh [76]
 - ↻ Weltweiter Ammoniak-Handel entspricht ca. 2% des weltweiten LNG-Handels (energetisch)



→ **Weltweite Ammoniak Produktion deckt energetisch ca. 20 % des deutschen Primärenergiebedarfes**

Wasserstofftransport in Form von flüssigem Ammoniak (LNH_3)

NH_3 -Lagerung [10]

- ➔ Lagerung komprimiert oder gekühlt
- ➔ Für große Tanks gekühlte Variante geeignet, da die Tanks nicht für hohen Druck ausgelegt werden müssen
- ➔ Gekühlte Tanks haben Kapazitäten bis zu 50.000 t
- ➔ BOR etwa 0,04 %/d, wird in der Regel vor Ort rückverflüssigt



© Adobestock.com/Funtay

Wasserstofftransport in Form von flüssigem Ammoniak (LNH₃)

Schiffstransport von NH₃ [8; 10]

- ➔ NH₃-Handel ist etabliert, große Tankerflotte
- ➔ NH₃ verhält sich ähnlich wie LPG, daher können LPG Tanker meist auch NH₃ laden
- ➔ Große Transportkapazitäten bis zu 50.000 t
- ➔ R&D um NH₃ als Treibstoff zu nutzen ist weit fortgeschritten, kommerzielle Modelle werden innerhalb der nächsten Jahre erwartet
- ➔ Boil-Off wird auf dem Schiff rückverflüssigt

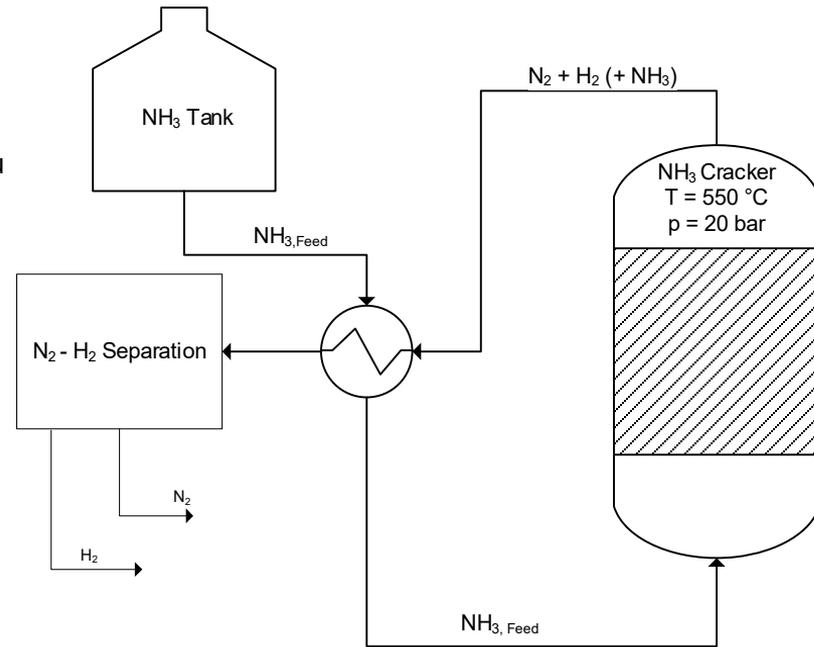


© GasChem

Wasserstofftransport in Form von flüssigem Ammoniak (LNH₃)

NH₃-Cracking

- ➊ Um am Exportstandort H₂ liefern zu können, muss NH₃ zu Stickstoff und Wasserstoff umgesetzt werden
- ➋ Prozessbedingungen:
 - ➊ Hohe Temperaturen von > 550 °C benötigt
 - ➋ Katalysator: Nickel
 - ➌ Druck: 20 – 40 bar (NH₃ verdichten in Flüssigphase energieärmer als Produkt H₂ zu komprimieren) [8]
- ➌ Bisher keine kommerzielle Anwendung
 - ➊ ADNOC hat thyssenkrupp Uhde mit Planung eines kommerziellen NH₃-Crackers beauftragt [45]
 - ➋ BP plant NH₃-Cracker in Wilhelmshafen [46]
- ➍ Aufgrund Endothermie der Reaktion wird zugeführte Wärmeenergie teilweise chemisch in Wasserstoff gespeichert
- ➎ N₂-H₂ Separation mit PSA oder Membranfiltration notwendig – abhängig von gewünschter Reinheit des H₂
- ➏ Energiebedarf für NH₃-Cracking: 10 kWh/kg H₂
→ direkte NH₃-Nutzung interessant



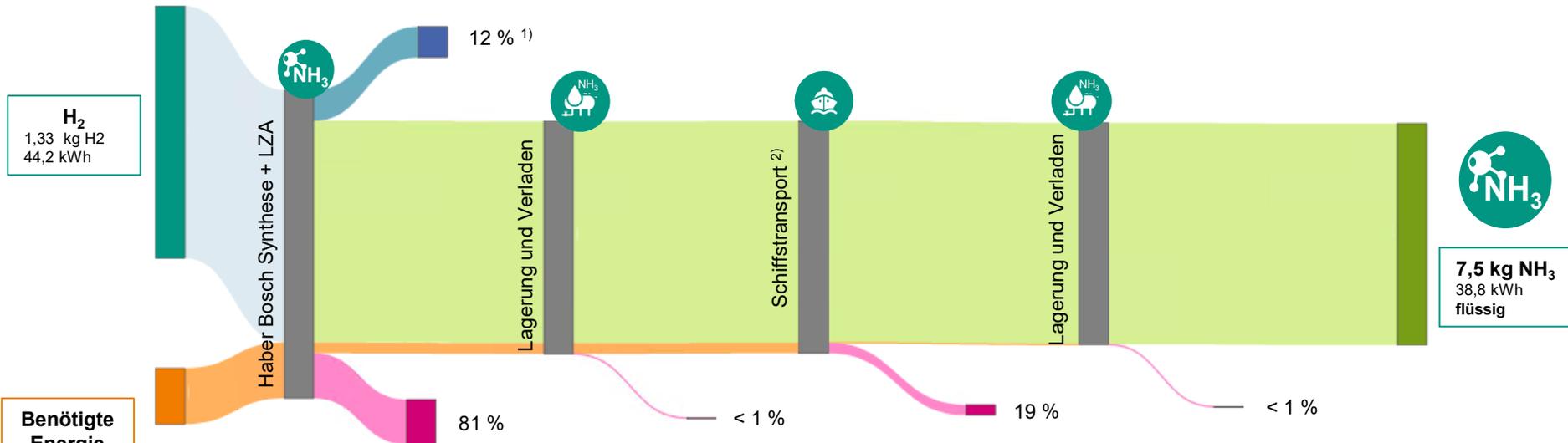
© DVGW-EBI nach [71]

Prozesskette ohne Cracking

	Range Literatur	Angenommener Wert	Quelle/Annahme
LZA	0,08 – 0,33 kWh/kg NH ₃	0,15 kWh/kg NH ₃	[8; 10]
HB-Syntheseloop	0,33 – 1,8 kWh/kg NH ₃	0,56 kWh/kg NH ₃	[10; 25; 44]
Purge Verluste HB	0 – 8 %	0 %	[44]
NH₃-Cracking	6 – 16 kWh/kg H ₂	10 kWh/kg H ₂	[8; 10; 47]
Boil-Off Lagertanks	< 0,04 Ma.-%/d	0,03 Ma.-%/d	[8; 10]
Boil-Off Schifffahrt	0,03 – 0,04 Ma.-%/d	0,04 Ma.-%/d	[10]
Boil-Off Verladung	0,02 Ma.-%	0,02 Ma.-%	[48]
Lagerdauer am Exporthafen		7 d	
Dauer und Strecke der Schifffahrt		6.000 km und min. 8 Tage (Geschw. 17 Knoten)	
Spezifikationen Schiff		35.000 m ³ Ladung, 560 kWh/km Verbrauch, 70 % des Treibstoffverbrauchs für leere Rückfahrt	[49]

Sankey-Diagramm der Prozesskette ohne Cracking (ready now)

- 1) Wärmeverluste aufgrund Exothermie
- 2) Leere Rückfahrt des Schiffes berücksichtigt



Legende

- Wasserstoff
- Ammoniak
- Synthese Verluste (Wärme)
- Eingesetzte Energie
- Verlust-Energie

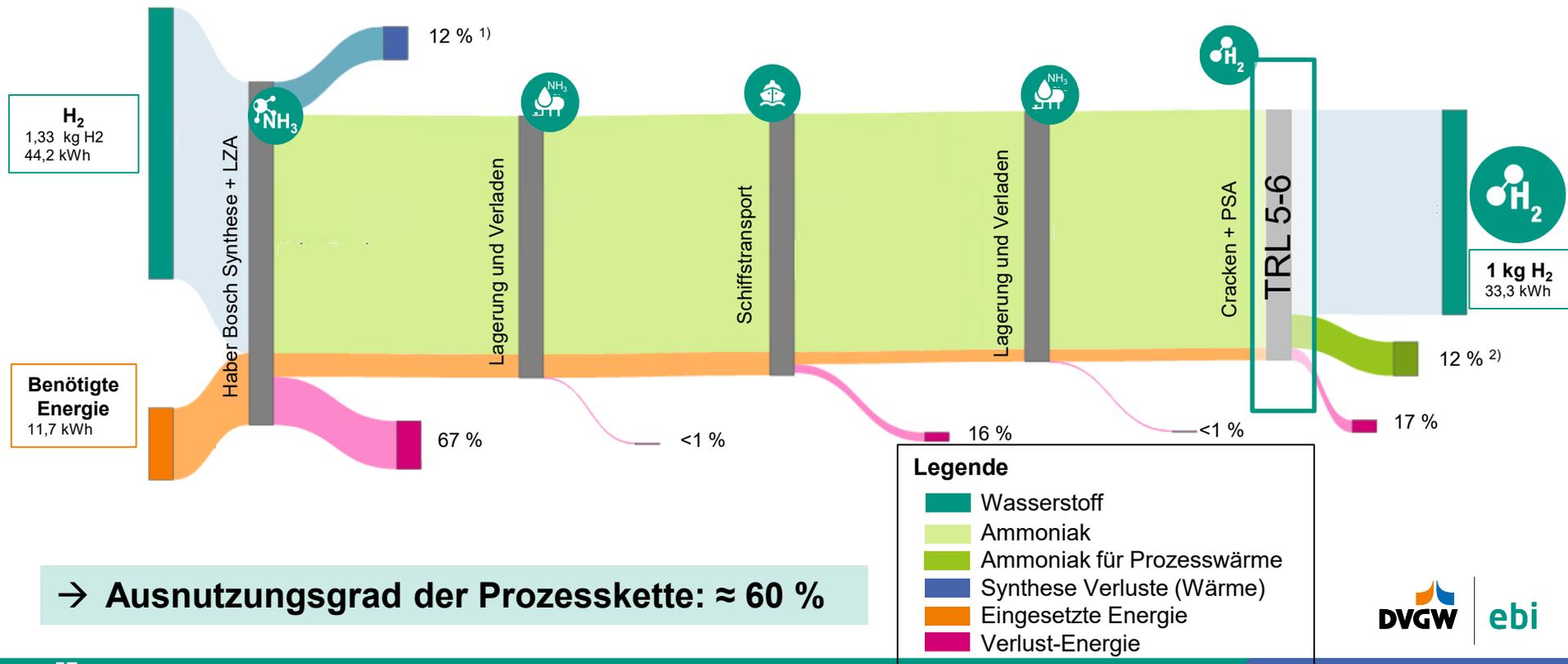
→ **Ausnutzungsgrad der Prozesskette: ≈ 72 %**

Prozesskette mit Cracking

	Range Literatur	Angenommener Wert	Quelle/Annahme
LZA	0,08 – 0,33 kWh/kg NH ₃	0,15 kWh/kg NH ₃	[8; 10]
HB-Syntheseloop	0,33 – 1,8 kWh/kg NH ₃	0,56 kWh/kg NH ₃	[8, 10, 25, 44]
Purge Verluste HB	0 – 8 %	0 %	[44]
NH₃-Cracking	6 – 16 kWh/kg H ₂	10 kWh/kg H ₂ (8 kWh/kg H ₂ für Feuerung + 2 kWh/kg H ₂ PSA)	[8, 10, 47]
Boil-Off Lagertanks	< 0,04 Ma.-%/d	0,03 Ma.-%/d	[8; 10]
Boil-Off Schifffahrt	0,03 – 0,04 Ma.-%/d	0,04 Ma.-%/d	[10]
Boil-Off Verladung	0,02 Ma.-%	0,02 Ma.-%	[48]
Lagerdauer am Exporthafen		7 d	
Dauer und Strecke der Schifffahrt		6.000 km und min. 8 Tage (Geschw. 17 Knoten)	
Spezifikationen Schiff		35.000 m ³ Ladung, 560 kWh/km Verbrauch, 70 % des Treibstoffverbrauchs für leere Rückfahrt	[49]

Sankey-Diagramm der Prozesskette mit Cracking (Zukunft)

- 1) Wärmeverluste aufgrund Exothermie
- 2) Stoffliche Verluste im Cracking Prozess durch NH_3 -Feuerung
- 3) Leere Rückfahrt des Schiffes berücksichtigt

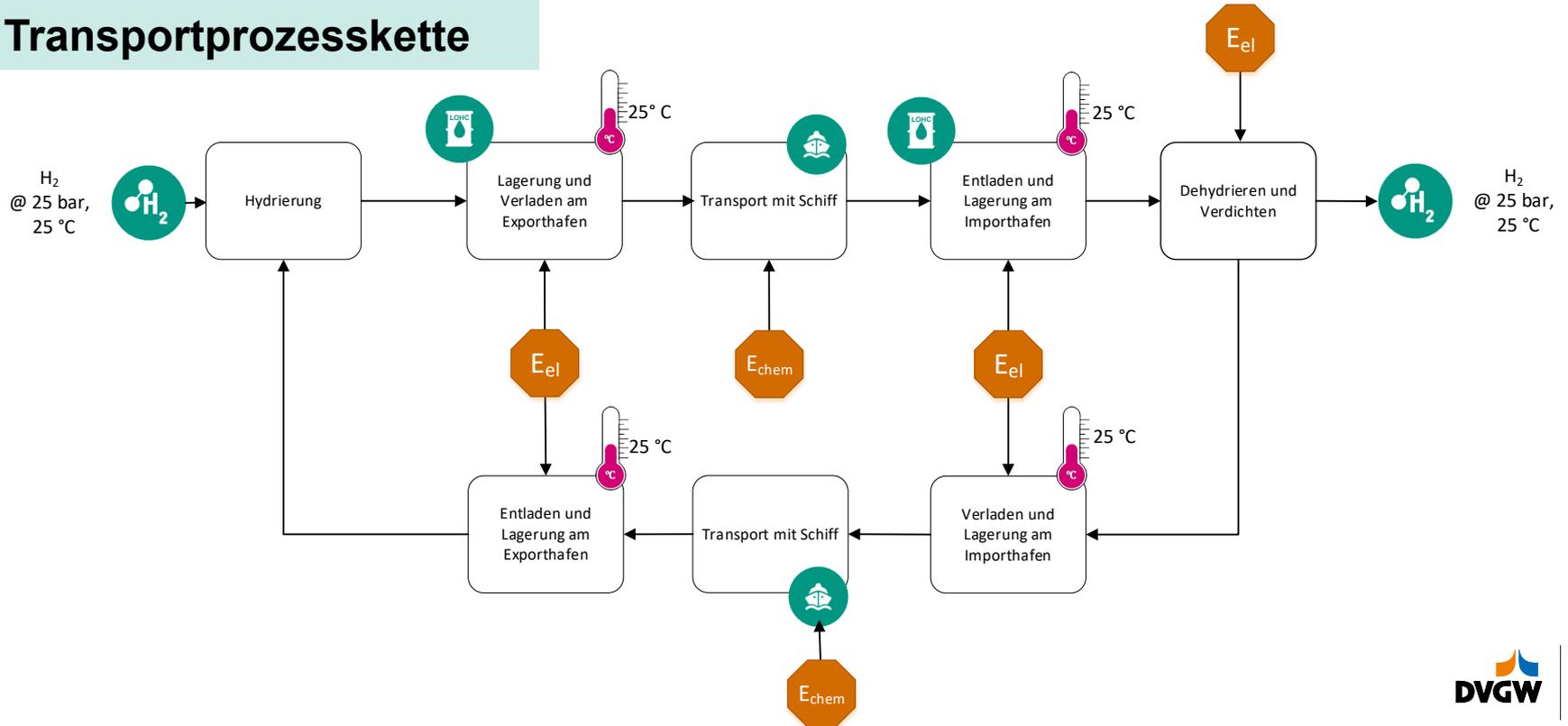


→ Ausnutzungsgrad der Prozesskette: ≈ 60 %

Wasserstofftransport in Form von flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC)

Wasserstofftransport in Form von flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC)

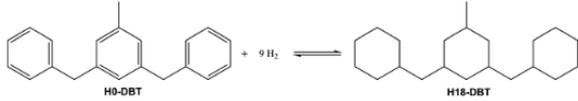
Transportprozesskette



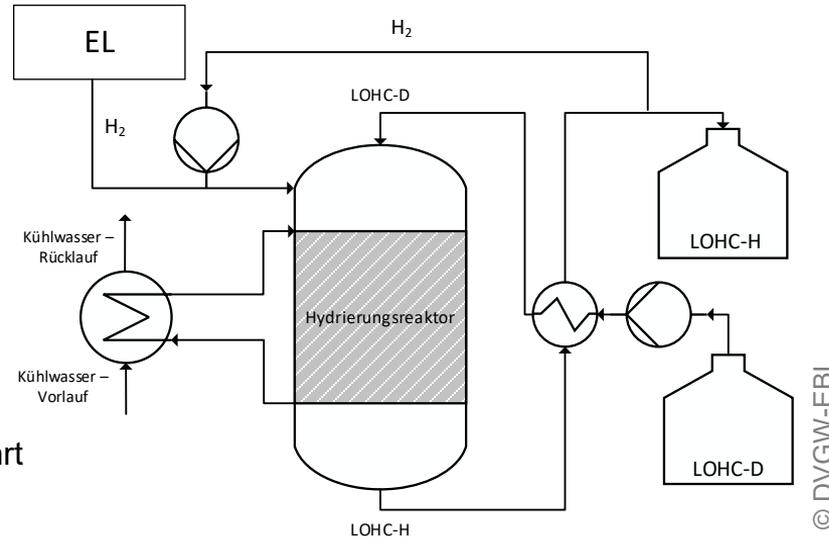
Wasserstofftransport in Form von flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC)

LOHC-Hydrierungsverfahren [50]

- ➔ Katalytische Hydrierung von Dibenzyltoluol



- ➔ Es können bis zu 6,2 Ma.-% Wasserstoff chemisch gespeichert werden
- ➔ Hydrierung bei einem Reaktordruck von 50 bar und einer Reaktionstemperatur von 150°C [8]
- ➔ Bei Reaktionsdruck (50 bar) werden 4 % Wasserstoff im DBT physikalisch gelöst, bei Umgebungsdruck 0,08 %. Ausgasender Wasserstoff bei Umgebungsdruck wird rückgeführt und auf Reaktionsdruck verdichtet. [79]
- ➔ Stark exotherme Reaktion → 9 kWh (thermisch) an Abwärme, theoretisch nutzbar



→ **Wasserstoff wird vollständig in DBT gebunden, keine Synthese-Verluste**

Wasserstofftransport in Form von flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC)

LOHC-Lagerung

- ➔ Lagerung bei Umgebungstemperatur und atmosphärischem Druck
- ➔ Der Dampfdruck bei Raumtemperatur ist vernachlässigbar, kein Boil-Off zu erwarten [51]
- ➔ Hohe chemische Stabilität, Langzeitspeicherung möglich
- ➔ Speicherung:
 - ➔ Massenspezifisch: 6,2 Ma.-% H_2 /kg
 - ➔ Volumenspezifisch: 50 – 60 kg H_2 /m³
- ➔ Vorhandene Lager-Infrastruktur kann genutzt werden



Rendering einer industriellen Hydrieranlage (StoragePlant) zur Einspeicherung von 5 Tonnen Wasserstoff in LOHC pro Tag

© Hydrogenious LOHC Technologies

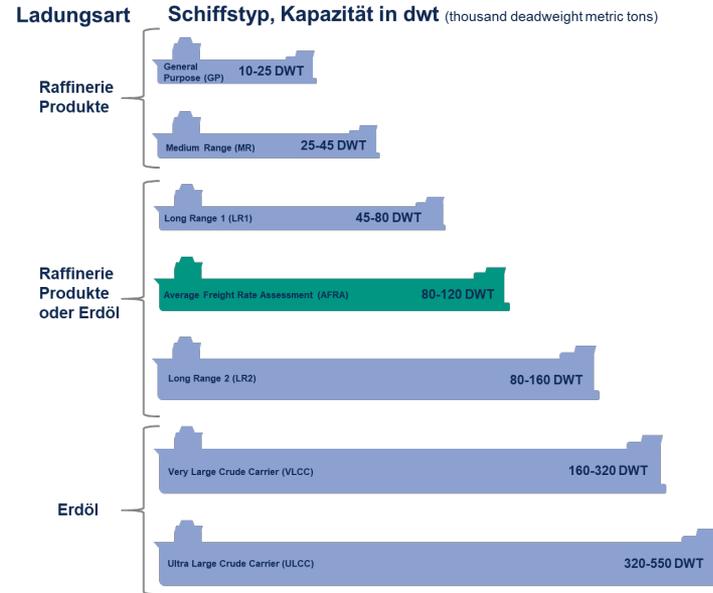
→ Lagerung von LOHC in vorhandener Raffinerieinfrastruktur möglich

Wasserstofftransport in Form von flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC)

LOHC-Transport

- ➔ DBT besitzt ähnliche Eigenschaften wie Kraftstoffe (Diesel)
- ➔ Transport ist mit bestehender Treibstoff-Infrastruktur möglich
 - ➔ Öl-Tanker haben eine durchschnittliche Kapazität von ca. 100.000 m³ [52]
 - ➔ Das entspricht etwa 210 MWh (H₂-LHV)
- ➔ Treibstoff-Infrastruktur ist etabliert
 - ➔ Weltweit wurden 2021 1.225 Mio.t an Raffinerie-Produkten exportiert [53]
- ➔ Pro Transport-Zyklus degradieren in etwa 0,1 Ma.-% an DBT, diese Menge wird ersetzt
 - ➔ Das entspricht bei einer Tankerkapazität von 100.000 t (DBT) einem Verlust von 100 t (DBT) pro Zyklus (Hin- und Rücktransport)
- ➔ Weltweit werden derzeit 9.000 t/a DBT produziert [8]
 - ➔ Um 100 TWh H₂ nach Deutschland zu importieren würden ca. 500.000 t DBT benötigt werden (H₂-Beladung 6 Ma.-%)

Schiffsgröße nach der AFRA (Average Freight Rate Assessment) Scale



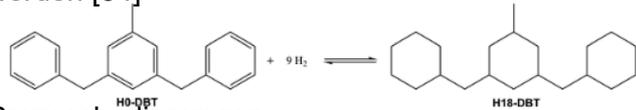
© DVGW-EBI nach [52]

→ **LOHC-Transport mit bestehender Infrastruktur möglich**

Wasserstofftransport in Form von flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC)

Dehydrierung

- Für die Rückwandlung muss das DBT dehydriert werden [54]

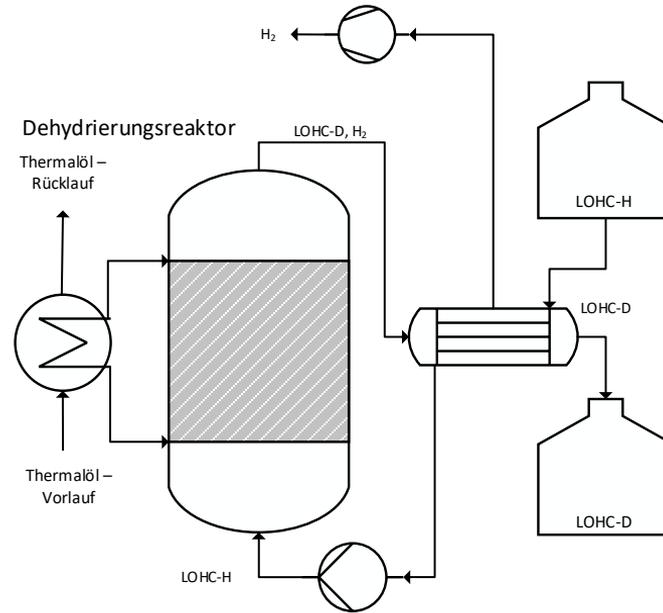


- Prozessbedingungen:

- Temperaturen: 310 °C
- Druck: atmosphärisch
- Katalysator: Ruthenium (Ru)

- Für die Dehydrierungsreaktion werden 11 kWh (thermisch) an Wärme benötigt und anschließend wird der Wasserstoff auf 25 bar verdichtet → große Verdichteranlagen werden benötigt [55]

- Momentan sind noch keine kommerziellen Anlagen verfügbar



© DVGW-EBI

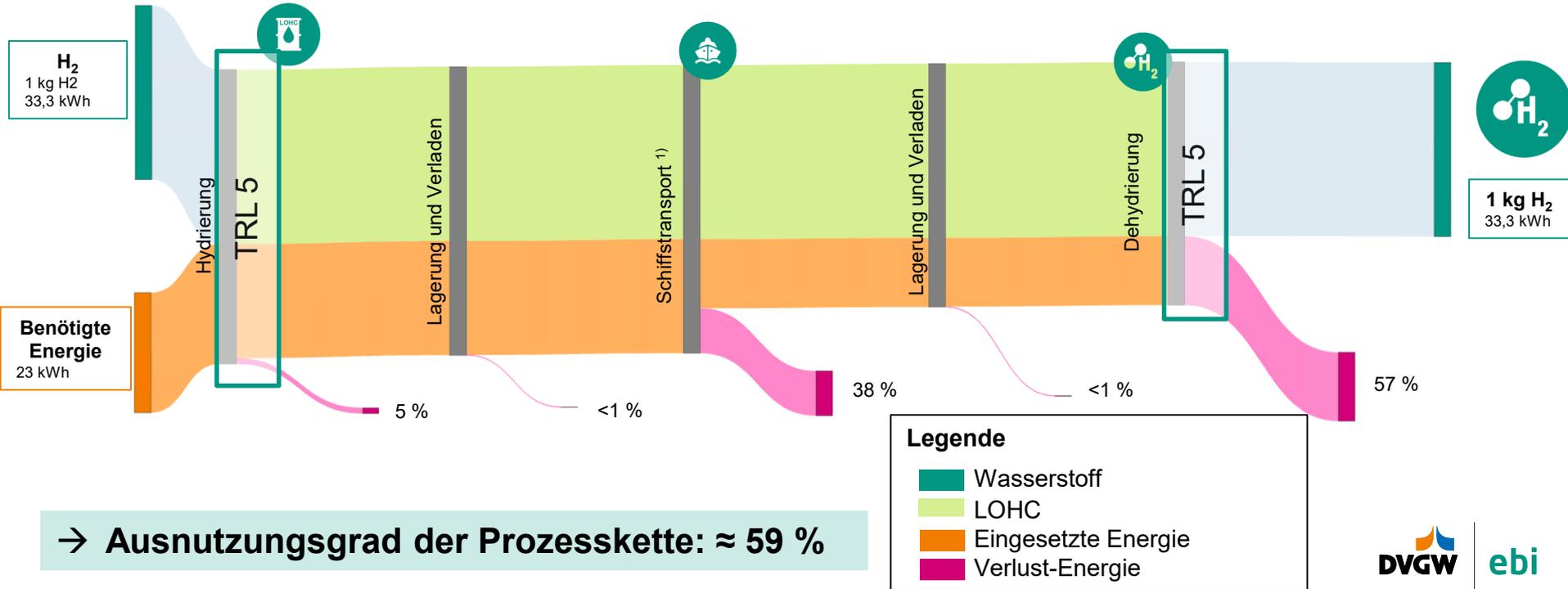
→ Verbesserung des Ausnutzungsgrades bei der Nutzung von Abwärme

Prozesskette LOHC „ready now“

	Range Literatur	Angenommener Wert	Quelle/Annahme
Hydrierung DBT	0,37 – 1,8 kWh/kg H ₂	1,5 kWh/kg H ₂	[8]
Verladung	0,0023 kWh/kg H ₂	0,0023 kWh/kg H ₂	[56]
Dehydrierung DBT	12 kWh/kg H ₂	12 kWh/kg H ₂	[8]
Boil-Off	< 0,04 Ma.-%/d	Vernachlässigt	[8; 10]
Verdichtung H₂ auf 25 bar	1,2 – 2,2 kWh/kg H ₂	1,5 kWh/kg H ₂	[57]
Produktion DBT	12,12 kWh/kg DBT	12,12 kWh/kg DBT	[58]
Lagerdauer am Hafen		7 d	
Dauer und Strecke der Schifffahrt		6.000 km und min. 7 Tage (Geschw. 20 Knoten)	
Spezifikationen Schiff		100.000 m ³ Ladung, 560 kWh/km Verbrauch	[52]

Sankey-Diagramm der Prozesskette LOHC

1) Rückfahrt des Schiffes berücksichtigt



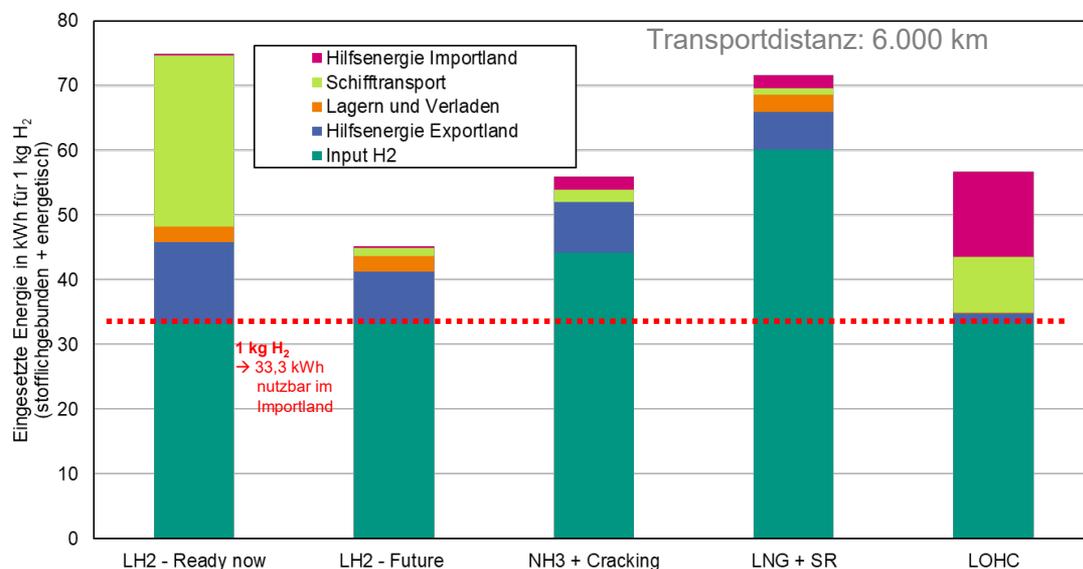
Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

	Flüssig Wasserstoff (LH ₂)	Ammoniak (NH ₃)	Verflüssigtes Methan (Green LNG)	LOHC
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> Keine Synthesen notwendig In Zukunft höchster energetischer Ausnutzungsgrad erwartet ($\eta > 70 \%$) 	<ul style="list-style-type: none"> Gute Transporteigenschaften NH₃-Handel ist etabliert und Infrastruktur ist teilweise vorhanden 	<ul style="list-style-type: none"> Infrastruktur ist vorhanden, Handel ist weltweit etabliert Industrie ist auf Erdgas optimiert Hohe Energiedichte 	<ul style="list-style-type: none"> Vorteilhafte Transporteigenschaften Kein Boil-Off Infrastruktur von Raffinerieprodukten nutzbar
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> Infrastruktur noch nicht vorhanden Verflüssigung und Transport sind noch nicht in benötigtem Maßstab demonstriert 	<ul style="list-style-type: none"> Tankergröße klein im Vergleich zu LNG-Carriern Cracking noch nicht großtechnisch verfügbar Ökologische Risiken aufgrund Toxizität 	<ul style="list-style-type: none"> Hoher Energieaufwand zur Kohlenstoffgewinnung für CC oder DAC Hoher Energieaufwand für Dampfreformierung Für LNG und CO₂ wird je ein Schiff benötigt 	<ul style="list-style-type: none"> Geringe Energiedichte Hoher energetischer Aufwand für Dehydrierung Herstellung der LOHC aufwendig und bisher fossil basiert Degradation von LOHC
Mögliche Hemmnisse und Einschränkungen	<ul style="list-style-type: none"> Hoher Boil-Off bei Schiffstransport → Rückverflüssigung notwendig Notwendiger Zeitraum für großtechnische Umsetzung 	<ul style="list-style-type: none"> Bisher fehlende Einsatzfelder für direkte NH₃-Nutzung außerhalb der chemischen Industrie und effizienter NH₃-Cracker 	<ul style="list-style-type: none"> Verfügbarkeit kostengünstiger C-Quelle 	<ul style="list-style-type: none"> Beschaffung und Erhaltung ausreichender Menge an LOHC

Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

Vergleich benötigten Gesamtenergie um 1 kg H₂ in das Importland zu importieren für die betrachteten Transportoptionen

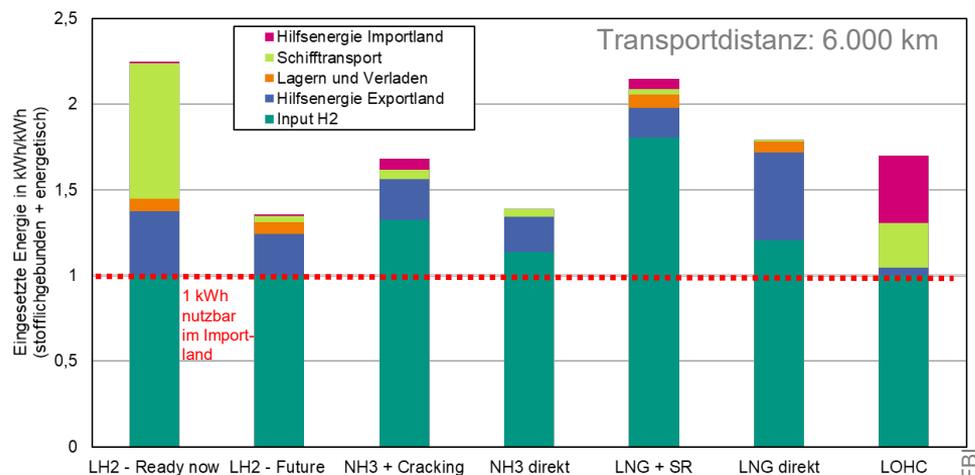


Eingesetzte Energie in kWh für 1 kg H ₂	LH ₂ - Ready now	LH ₂ - Future	NH ₃ + Cracking	LNG + SR	LOHC
Input H ₂	33,3	33,3	44,2	60,2	33,3
Hilfsenergie Exportland	12,5	8	7,9	5,7	1,1
Lagern und Verladen	2,4	2,3	0,01	2,7	0,1
Schifftransport	26,4	1,3	1,8	1,2	8,6
Hilfsenergie Importland	0,3	0,3	2,1	2	13,2
Ausnutzungsgrad	45 %	74 %	60 %	47 %	59 %

© DVGW-EBI

Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

Vergleich der eingesetzten Energie um 1 kWh eines Energieträgers im Importland zu erhalten für verschiedene Prozessketten



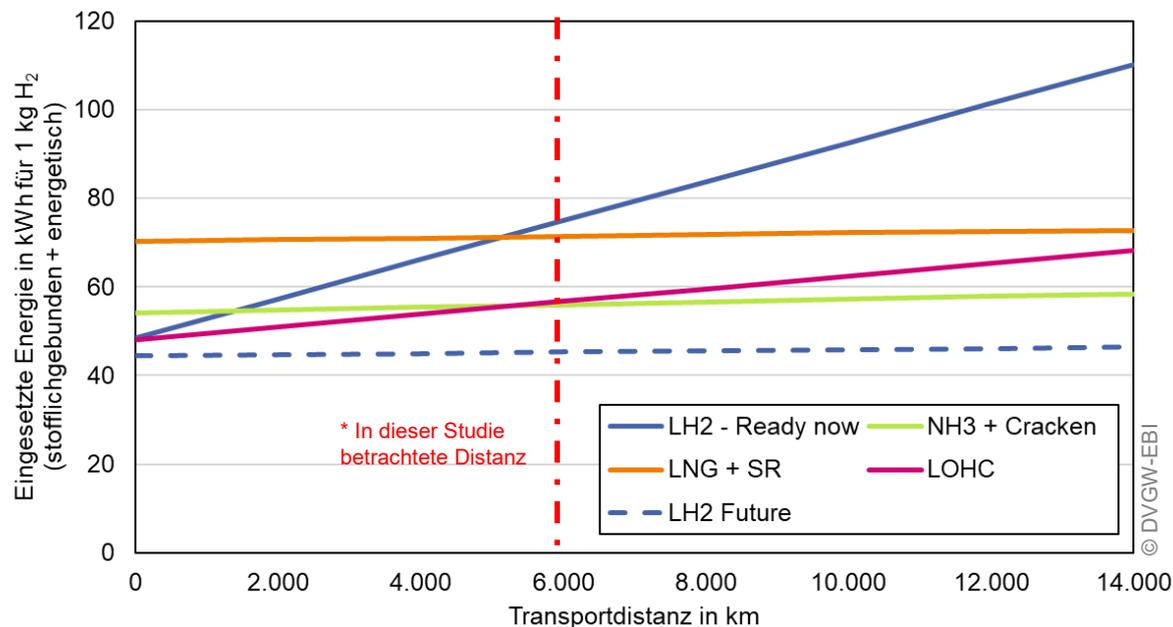
Eingesetzte Energie in kWh/kWh	LH ₂ - Ready now	LH ₂ - Future	NH ₃ + Cracking	NH ₃ direkt	LNG + SR	LNG direkt	LOHC
Input H₂	1,0	1,0	1,33	1,13	1,81	1,20	1,0
Hilfsenergie Exportland	0,38	0,25	0,24	0,20	0,17	0,51	0,04
Lagern und Verladen	0,07	0,07	< 0,01	< 0,01	0,08	0,07	< 0,01
Schifftransport	0,79	0,05	0,05	0,05	0,03	0,01	0,26
Hilfsenergie Importland	0,01	0,01	0,06	< 0,01	0,06	< 0,01	0,4
Output (1 kg H₂ oder Direktnutzung)	33,3	33,3	33,3	38,8	33,3	50	33,3
Ausnutzung sgrad	45 %	74 %	60 %	72 %	46 %	56 %	59 %

* Weitere Abbildung im Anhang

© DVGW-EBI

Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

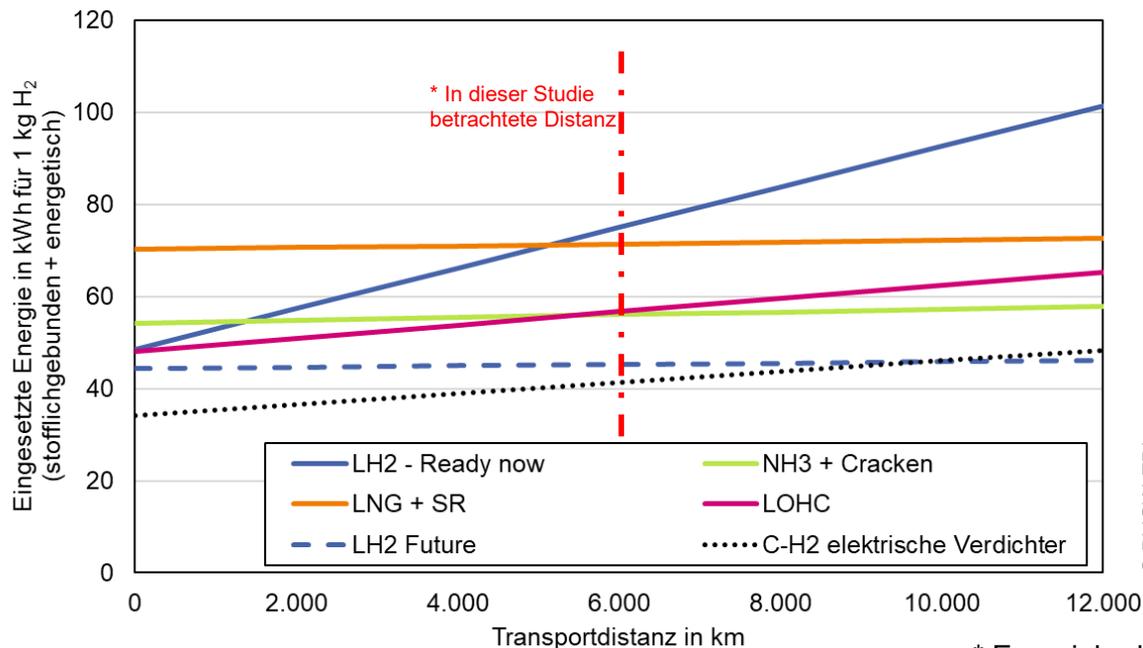
Vergleich der benötigten Gesamtenergie um 1 kg H₂ in das Importland zu importieren für verschiedene Prozessketten und Transportdistanzen



- LH₂ im Zukunftsszenario für alle Distanzen die energetisch sinnvollste Option
- Unter den „Ready-now“ Optionen hat LOHC für kurze Distanzen den besten Ausnutzungsgrad. Ab ca. 6.000 km ist Ammoniak mit Cracking energieeffizienter.
- LH₂ im „Ready-now“ Szenario, sowie LOHC schneiden aufgrund der geringen Schiffsgröße, der niedrigen vol. Energiedichte und dem daraus resultierenden hohen spez. Treibstoffbedarf schlecht ab. (LH₂: Tanker Fassungsvermögen 90 t; LOHC: Schiff muss vollbeladen mit LOHC zurückfahren)

Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

Vergleich der benötigten Gesamtenergie zum Transport von 1 kg H₂ in das Importland für verschiedene Prozessketten und Transportdistanzen – inklusive Pipelinetransport



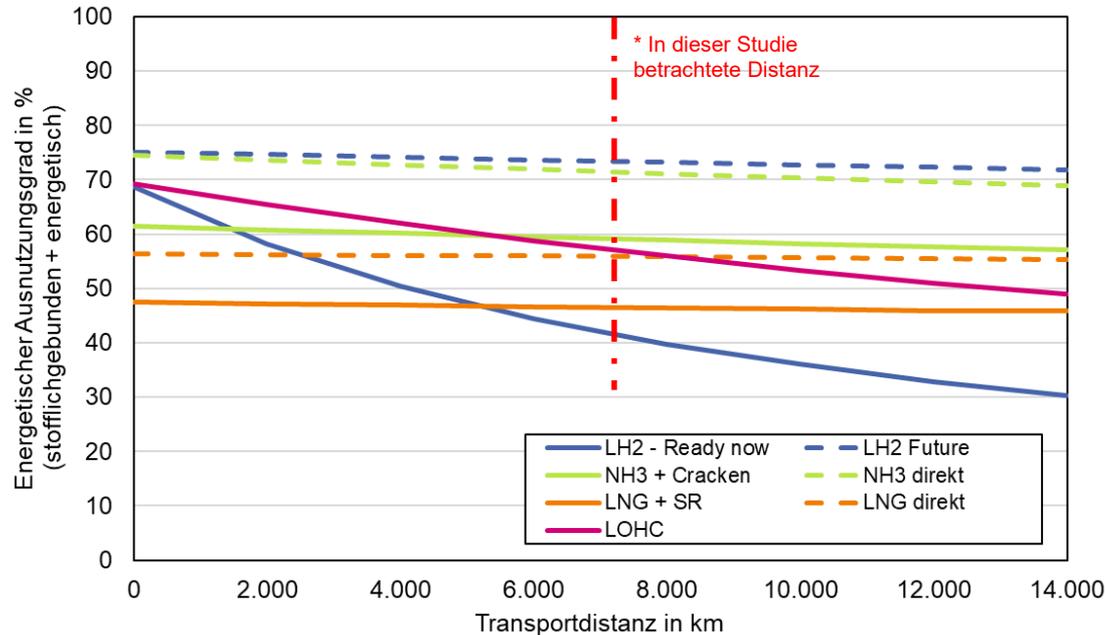
© DVGW-EBI

- Betrachtet man zusätzlich den H₂-Transport via Pipeline, wird für den H₂-Transport per Pipeline (Compressed-H₂, C-H₂) mit elektrischen Verdichtern bis zu einer Distanz knapp über 9.000 km am wenigsten Energie benötigt. Das Projekt RMG50 [39] zeigt, dass es ökonomisch wenig Sinn ergibt aus EE-Strom produzierten Wasserstoff für die Verdichtung einzusetzen. Die sinnvollere Lösung ist die Nutzung von EE-Strom entlang der Pipeline zum Verdichten.

* Energiebedarf für Compressed-H₂ Transport aus [39]

Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

Energetischer Ausnutzungsgrad für verschiedene Prozessketten und Transportdistanzen



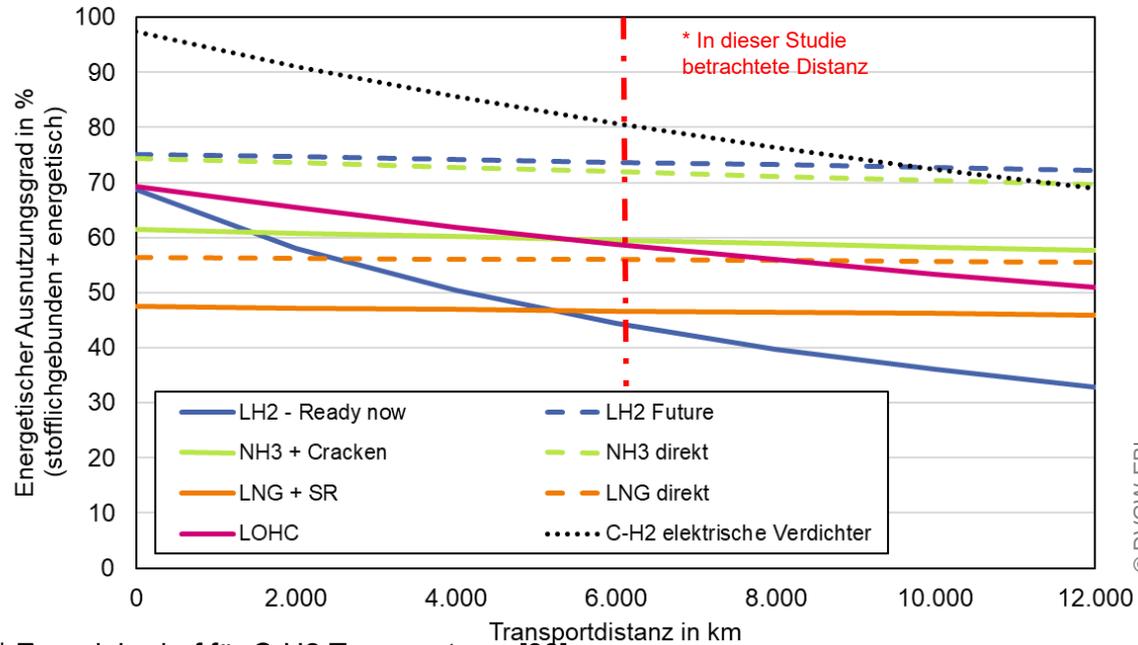
© DVGW-EBI

- Hier wird zusätzlich die Direktnutzung von NH_3 und CH_4 betrachtet
- LH_2 -Future hat über alle Transportdistanzen den höchsten Ausnutzungsgrad
- Gefolgt von der direkten Nutzung von NH_3

* Weitere Abbildung im Anhang

Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

Energetischer Ausnutzungsgrad für verschiedene Prozessketten und Transportdistanzen



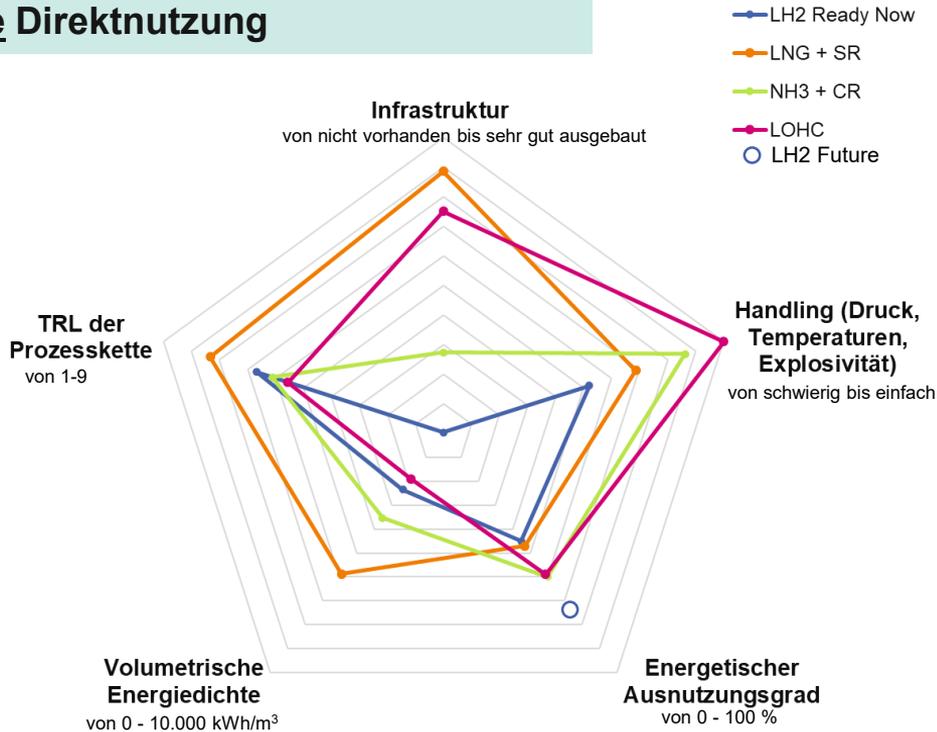
© DVGW-EBI

- Der Ausnutzungsgrad für Transport von H_2 über Pipelines ist bis zu einer Distanz von über 9.000 km höher als der aller anderen betrachteten Transportoptionen.

* Energiebedarf für C-H2 Transport aus [39]

Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

Netzdiagramm der Prozessketten ohne Direktnutzung



Bewertung der Transportprozessketten anhand der Kriterien:

- Infrastruktur für Energieträger vorhanden?* → *nicht vorhanden bis sehr gut ausgebaut*
- Handling der Energieträger* (Druck, Temperatur, Explosivität) → *schwer bis einfach*
- Energetischer Ausnutzungsgrad der Prozesskette → 0 - 100 %
- Von Technology Readiness Level (TRL) der Prozesskette → 1 - 9

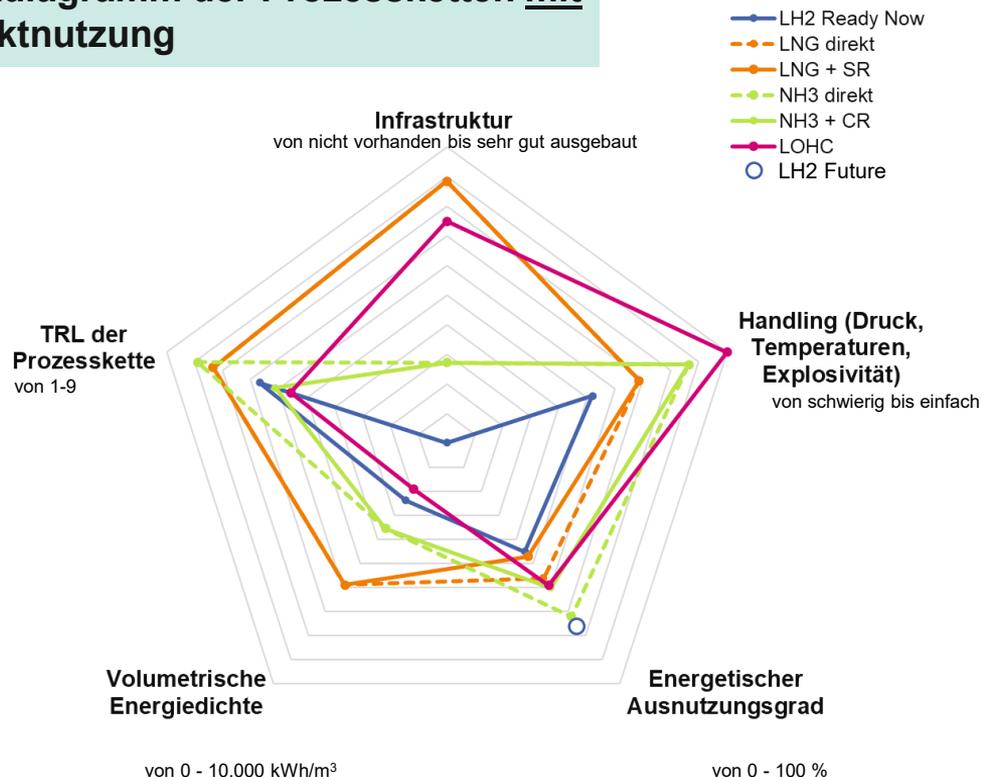
→ LH₂-Future hat höchsten Ausnutzungsgrad, aber im Rahmen dieser Studie werden keine Prognosen bzgl. Infrastruktur und TRL getroffen

© DVGW-EBI

* Tabellen und Diagramme im Anhang

Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

Netzdiagramm der Prozessketten mit Direktnutzung



* Tabellen und Diagramme im Anhang

Bewertung der Transportprozessketten anhand der Kriterien:

- Infrastruktur für Energieträger vorhanden?* → *nicht vorhanden bis sehr gut ausgebaut*
- Handling der Energieträger* (Druck, Temperatur, Explosivität) → *schwer bis einfach*
- Energetischer Ausnutzungsgrad der Prozesskette → *0 - 100 %*
- Von Technology Readiness Level (TRL) der Prozesskette → *1 - 9*

© DVGW-EBI

Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

Daten der Netzdiagramme

	Infrastruktur *	Handling (Druck, Temperaturen, Explosivität) *	Volumetrische Energiedichte	Ausnutzungsgrad	TRL der Prozesskette	Prozessschritt mit niedrigstem TRL
	0 (nicht vorhanden) – 10 (sehr gut ausgebaut)	0 (schwer) – 10 (einfach)	0 (schädlich) – 10 (unbedenklich)	0 (0 %) – 10 (100 %)	0 (TRL 1) – 10 (TRL 9)	
LH₂	0,1	5,2	2,4	4,5	6,7	Schiff TRL 6
LNG direkt	8,8	6,9	5,9	5,6	8,3	Methanisierung TRL 7,5
LNG + SR	8,8	6,9	5,9	4,7	8,3	Methanisierung TRL 7,5
NH₃ direkt	2,7	8,6	3,5	7,2	8,9	el. Haber Bosch TRL 8
NH₃ + CR	2,7	8,6	3,5	6,0	6,1	Cracker TRL 5,5
LOHC	7,5	10	1,9	5,9	5,6	el. Dehydrierung TRL 5

* Tabellen im Anhang

Vergleich dieser Arbeit mit folgenden Studienergebnissen

- „Assessment of hydrogen delivery options“ (**JRC**)
 - „Global hydrogen trade to meet the 1.5 °C climate goal“ (**IRENA 2022**)
 - „Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030“ (**Acatech**)
 - „Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity“ (**Hank et al.**)
-
- Vergleich der getroffenen Annahmen und Diskussion der Ergebnisse
 - Diese Studie wird im folgenden als **DVGW-EBI-Studie** bezeichnet
 - Es wird nur der Transport via Schiff betrachtet

Vergleich mit der Studienlage: Vergleich der Annahmen

Die **JRC** (European Commission's **J**oint **R**esearch **C**entre) Studie (**Ortiz et al., 2022**) mit dem Titel „Assessment of hydrogen delivery options“ betrachtet den Import von H_2 über Compressed Hydrogen (CGH_2), LH_2 , Ammoniak, Methanol und LOHC. Die Autoren sehen beim Vergleich der verschiedenen Transportoptionen den *höchsten energetischen Ausnutzungsgrad mit 81 % bei dem Import von H_2 in Form von LH_2* . Diese Studie rechnet mit einem Verflüssigungsaufwand von 6 kWh/kg H_2 , dies entspricht nur etwa 18 % der in H_2 gespeicherten Energie. Außerdem nehmen Ortiz et al. die Lieferung von H_2 mit einer Reinheit von 99,97% an. Dies erfordert, abgesehen von LH_2 , bei allen betrachteten Routen eine PSA, mit der der Wasserstoff auf die gewünschte Reinheit gebracht wird. Die dafür benötigte Energie senkt die Ausnutzungsgrade der Importrouten. Bei einer Direktnutzung von NH_3 ist nach der JRC Studie mit hohen Ausnutzungsgraden von bis zu 84 % zu rechnen. Der Ausnutzungsgrad des H_2 -Importes über LOHCs ist im Vergleich zu den anderen 3 betrachteten Studien mit 47 % am geringsten.

Die umfangreiche Studie **IRENA 2022** mit dem Titel „Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal - part II - Technology review of hydrogen carriers“ ermittelt die Kosten, nicht jedoch die energetischen Effizienzen der möglichen H_2 -Importrouten. Die energetischen Ausnutzungsgrade mussten daher rechnerisch ermittelt werden um diese mit anderen Studien zu vergleichen. Die in der Studie betrachteten Energieträger sind Ammoniak, LH_2 , LOHC und H_2 via Pipeline. Auch die Autoren der IRENA 2022-Studie sehen *LH_2 mit einem Ausnutzungsgrad von 73 % als die energetisch vielversprechendste Möglichkeit*. Die H_2 -Lieferung mittels NH_3 oder LOHC weisen im Vergleich zu LH_2 10 – 15 % niedrigere Ausnutzungsgrade auf. IRENA geht für das Jahr 2030 von hohen Energieaufwänden bei dem Cracking von NH_3 (13 – 19 kWh/kg H_2) und der Dehydrierung von LOHC (15 – 22 kWh/kg H_2) aus. Diese aufwendigen Rekonversionsprozesse senken die Ausnutzungsgrade der beiden Transportoptionen, jedoch gehen die Autoren bis 2050 von starken Optimierungen der Prozesse aus. Hier nehmen die Ausnutzungsgrade der Transportoptionen von NH_3 und LOHC um je ca. 10 % zu (NH_3 mit 68 % und LOHC mit 69 %) und nähern sich dem für LH_2 vorhergesagten Ausnutzungsgrad von 76 % an. Abzuwarten ist, ob insbesondere die hohe Effizienz des NH_3 -Crackers von 92 % erreicht werden kann. Die ökonomisch kostengünstigsten Möglichkeiten sind nach IRENA 2022 die LH_2 -Route für Transportdistanzen bis zu 4.000 km, für weitere Entfernungen ist die NH_3 Route die günstigere Alternative.

Vergleich mit der Studienlage: Vergleich der Annahmen

Die **Acatech Studie** aus dem Jahr 2022 mit dem Titel „Analyse: Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030. Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse“ vergleicht den Import von H₂ per Pipeline, LH₂, LOHC, Ammoniak, Methan per Pipeline, Methanol und Fischer-Tropsch-Produkte. Die Ergebnisse der Studie sind vergleichbar mit Ergebnissen der anderen Studien, die im Rahmen der DVGW-EBI-Studie verglichen wurden. Schiffsgebundener *H₂-Import ist für kürzere (ca. 4.000 km) Distanzen am besten über die LH₂-Route* möglich, für längere Distanzen über NH₃. Auch diese Studie geht davon aus, dass NH₃-Cracking (Ausnutzungsgrad 90 %) und Wasserstoffverflüssigung (Ausnutzungsgrad 80 %) in Zukunft mit hoher Effizienz möglich sein wird. Aufgrund der aufwendigen Dehydrierung von LOHC ist diese Prozesskette nicht so effizient wie die LH₂ und NH₃ Route. Ökonomisch betrachtet wurde LH₂ für fast alle Transportdistanzen als die kostengünstigste Möglichkeit ermittelt, da der große Teil der benötigten elektrischen Energie im Exportland anfällt, für das angenommen wird, dass erneuerbarer Strom kostengünstig zur Verfügung steht.

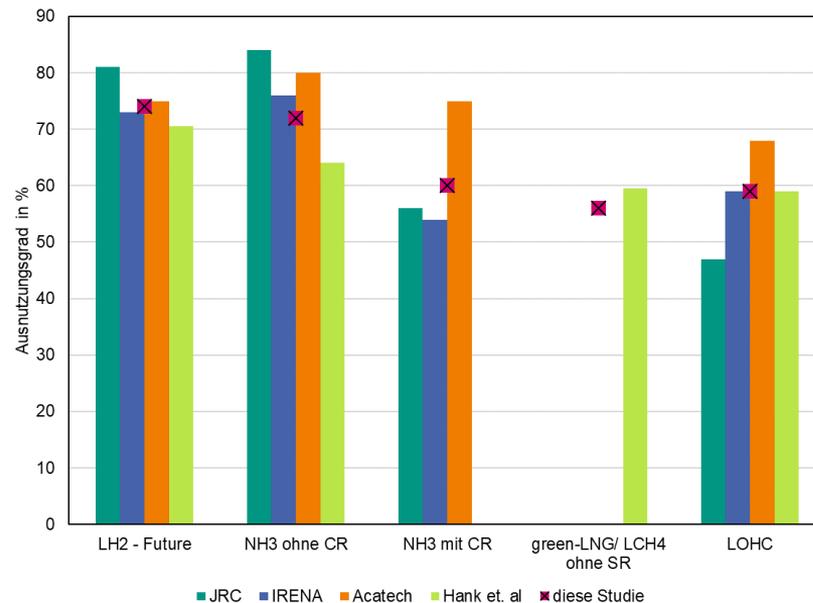
Die Autoren **Hank et al.** vergleichen in Ihrer Studie „Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity“ aus dem Jahr 2020 die Effizienz des H₂-Imports via LH₂, LOHC, verflüssigtes Methan, Methanol und Ammoniak. Für die *Transportdistanzen von 4.000 km wird LH₂ als beste Transportoption* ermittelt, gefolgt von NH₃. Flüssigmethan erreicht Ausnutzungsgrade von über 60 %. Der im Rahmen der DVGW-EBI-Studie ermittelte Ausnutzungsgrad für green LNG ist geringer, da Hank et al. deutlich geringere Energieaufwände für DAC (Wärmekopplung von DAC mit der Methanisierung) und Verflüssigung annehmen. Die Autoren Hank et al. betrachten in der Studie nicht die Rückgewinnung von H₂ aus NH₃. Der Ausnutzungsgrad dieser Transportoption ist mit 63 % in dieser Studie im Vergleich zu den anderen betrachteten Studien (76 - 84 %) gering. Die Ausnutzungsgrade der übrigen Transportoptionen decken sich zum großen Teil mit der Literaturlandschaft.

Vergleich mit der Studienlage: Zusammenfassung

- ➔ Alle vier betrachteten Studien sowie diese Studie kommen zu dem Ergebnis, dass **LH₂** in der Zukunft die energetisch effizienteste Importoption von H₂ per Schiff ist.
- ➔ **NH₃** eignet sich besonders für große Distanzen aufgrund der guten Transporteigenschaften. Jedoch sind bei diesen beiden Routen noch essenzielle Prozessschritte, wie große LH₂-Schiffe und effiziente NH₃-Cracker zu demonstrieren.
- ➔ Die Effizienz der **LNG**-Importroute wird besonders durch die aufwendige Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid und dem hohen energetischen Aufwand zum Reformen von CH₄ zu H₂ gemindert. Die LNG Route hat jedoch den großen Vorteil, dass Infrastrukturen bereits bestehen und weitergenutzt werden könnten.
- ➔ Der Ausnutzungsgrad des H₂-Importes über **LOHC** wird vor allem durch die energetisch aufwendige Dehydrierung bestimmt, außerdem müsste die weltweite Produktion von LOHC stark gesteigert werden.

Vergleich mit der Studienlage: Effizienz der Prozesskette

Ausnutzungs-grad in %	JRC	IRENA	Acatech	Hank et al.	diese Studie
LH ₂ - Future	81	71 – 75	75	67 – 74	74
NH ₃ <u>ohne</u> CR	84	76	80	61 – 67	72
NH ₃ <u>mit</u> CR	56	52 – 56	75	n.a.	60
green-LNG <u>ohne</u> SR	n.a.	n.a.	n.a.	56 – 63	56
LOHC	47	55 – 63	68	55 – 63	59



- ➔ Ergebnisse wurden ggf. auf dieselben Rahmenbedingungen umgerechnet, die H₂-Produktion im Exportland ist in den Ausnutzungsgraden nicht betrachtet
- ➔ Angaben mittelfristig d. h. Umsetzung frühestens ab 2030.

Ausblick

Aufbauend auf dieser Studie haben sich die folgenden offenen Fragestellungen ergeben. Diese können in kurzfristigen oder längerfristigen Folgeprojekten/Studien untersucht werden.

Themen für kurzfristige Studien

- Erweiterung der Transportoptionen um das Derivate Methanol
- Vergleich der Transportoptionen mit H₂-Pipelinetransport
- Weiterführende Bewertung der Umsetzungshorizonte der untersuchten Transportoptionen
- Wie entwickelt sich die (volks-)wirtschaftliche Marktsituation für H₂-Importe?
- Bewertung der globalen Bereitstellungspotenziale
- Bewertung der THG-Emissionen der Transportrouten auf Basis des Well-to-Wheel-Ansatzes. Wie können die Kriterien für erneuerbaren Wasserstoff der RED II bzw. III erreicht werden?

Themen für mittel- bis längerfristige Projekte

- Bewertung der Synergien zwischen H₂-Erzeugung und den untersuchten Transportoptionen (z. B. Wärmeintegration Elektrolyseur und Synthese). Dies bedarf einer detaillierten Ausarbeitung der Prozessketten.
- Aufbauen auf den anwendungsnahen Gesamtprozessketten kann im vgl. zu verfügbaren Studien eine komplexere ökonomische Bewertung durchgeführt werden, um Kostentreiber zu identifizieren.

Literaturverzeichnis

- [1] Aziz, M. Liquid Hydrogen. A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety. *Energies*, 2021, **14**(18), 5917.
- [2] Wijayanta, A.T., Oda, T., Purnomo, C.W., Kashiwagi, T., Aziz, M. Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, **44**(29), 15026-15044.
- [3] Schickgruppe. *Schickgruppe* [online]. Verfügbar unter: https://www.schickgruppe.de/WordPress/?page_id=239#:~:text=Ammoniak%20ist%20ein%20schwer%20brennbares,einer%20Z%C3%BCndtemperatur%20von%20924%20K.
- [4] Gieschem. *Datenblatt Methan* [online]. Verfügbar unter: https://www.gischem.de/download/01_0-000074-82-8-000000_2_1_1255.PDF
- [5] Umweltbundesamt. *Die Treibhausgase* [online], 2022. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase>
- [6] SDS Eastman Malotherm Gestis. *DBT* [online].
- [7] Krasae-in, S., Stang, J.H., Neksa, P. Development of large-scale hydrogen liquefaction processes from 1898 to 2009. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2010, **35**(10), 4524-4533.
- [8] IRENA. Global hydrogen trade to meet the 1.5 °C climate goal: Part II - Technology review of hydrogen carriers. Abu Dhabi, 2022.
- [9] Breitschopf, B., Lin Zheng, L.Z., Plaisir, M., Bard, J., Schröer, R., Kawale, D., Koornneef, J., Melese, Y., Schaaphok, M., Gorenstein De-decca, J., Bene, C., Cerny, O., Gérard, F. The role of renewable H₂ import & storage to scale up the EU deployment of renewable H₂. ENTEC, 2022.
- [10] Ortiz Cebolla, R., Dolci, F., Weidner, E. Assessment of hydrogen delivery options. Feasibility of transport of green hydrogen within Europe, 2022.

- [11] Reuters. *Worlds first hydrogen tanker ship* [online]. Verfügbar unter: (<https://www.reuters.com/business/environment/worlds-first-hydrogen-tanker-ship-test-cargo-australia-japan-2022-01-20/>)
- [12] Hansa Online. *Wasserstofftanker Suiso Frontier absolviert erste Reise* [online]. Verfügbar unter: <https://hansa-online.de/2022/01/featured/189155/wasserstoff-tanker-suiso-frontier-absolviert-erste-reise/>
- [13] Bairdmaritime. *vessel review suiso frontier* [online]. Verfügbar unter: <https://www.bairdmaritime.com/ship-world/tanker-world/gas-tanker-world/vessel-review-suiso-frontier-japanese-lh2-carrier-sets-the-pace-in-hydrogen-transport/>
- [14] Amos, W.A. Costs of Storing and Transporting Hydrogen, 11/1998.
- [15] Smith, J.R., Gkantonas, S., Mastorakos, E. Modelling of Boil-Off and Sloshing Relevant to Future Liquid Hydrogen Carriers. *Energies*, 2022, **15**(6), 2046.
- [16] cleanenergypartnership. Verfügbar unter: (<https://cleanenergypartnership.de/vdi-wasserstoffnutzung-bei-planung-von-lng-terminals-unerlaesslich#:~:text=F%C3%BCr%20die%20Regasifizierung%20von%20fl%C3%BCssigem,der%20erforderlichen%20W%C3%A4rmeleistung%20zu%20erreichen.>)
- [17] Cryostar. Verfügbar unter: <https://cryostar-hydrogen-solutions.com/liquid-hydrogen-high-pressure-pumps/>
- [18] Petitpas, A. *Liquid Hydrogen Pump Performance and Durability Testing through Repeated Cryogenic Vessel Filling to 700 bar* [online], 2018.
- [19] Fraunhofer ISI. *Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia* [online]. *Analysis of Technical Feasibility under Economic Considerations*, 2022. Verfügbar unter: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf

- [20] Petitpas, G. Boil-off losses along LH2 pathway, 2018.
- [21] Oni, A.O., Anaya, K., Giwa, T., Di Lullo, G., Kumar, A. Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions. *Energy Conversion and Management*, 2022, **254**, 115245.
- [22] Schlautmann, R., Böhm, H., Zauner, A., Mörs, F., Tichler, R., Graf, F., Kolb, T. Renewable Power-to-Gas - A Technical and Economic Evaluation of Three Demo Sites Within the STORE&GO Project. *Chemie Ingenieur Technik*, 2021, **9(7)**, 50.
- [23] Bundesnetzagentur. *Gaspreise Großhandel in Eur/MWh* [online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gaspreise/Gaspreise.html
- [24] Strom-Report. *Strompreise Europa* [online]. Verfügbar unter: <https://strom-report.de/strompreise-europa/>
- [25] Oner, O., Khalilpour, K. Evaluation of green hydrogen carriers: A multi-criteria decision analysis tool. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, **168**, 112764.
- [26] Ebookcentral. Verfügbar unter: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/karlsruhetech/detail.action?docID=1511054>
- [27] Shell. *LNG Outlook 2022* [online], 2022. Verfügbar unter: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2022.html#iframe=L3dIYmFwcHMvTE5HX291dGxvb2tfMjAyMi8>
- [28] Dobrota, Lalic, Komar. *Problem of Boil-off in LNG Supply Chain* [online], 2013. Verfügbar unter: <https://hrcak.srce.hr/file/161548>
- [29] Bundesregierung. *Erster Anleger für Flüssigerdgaslieferung in Betrieb* [online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/erster-lng-terminal-2143122>
- [30] Khan, M.S., Qyyum, M.A., Ali, W., Wazwaz, A., Ansari, K.B., Lee, M. Energy Saving through Efficient BOG Prediction and Impact of Static Boil-off-Rate in Full Containment-Type LNG Storage Tank. *Energies*, 2020, **13(21)**, 5578.

- [31] Port of Rotterdam. *LNG Terminal* [online]. Verfügbar unter: <https://www.portofrotterdam.com/de/logistik/ladung/lng/lng-terminal>
- [32] RWE. *Floating Storage and Regasification Units* [online]. *Floating LNG terminals for Germany*. Verfügbar unter: <https://www.rwe.com/en/research-and-development/project-plans/floating-lng-terminals>
- [33] Meerman, J.C., Hamborg, E.S., van Keulen, T., Ramírez, A., Turkenburg, W.C., Faaij, A. Techno-economic assessment of CO2 capture at steam methane reforming facilities using commercially available technology. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012, **9**, 160-171.
- [34] Enargus. *CO2 Transport* [online]. Verfügbar unter: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d1956-2/*/*CO2-Transport.html?op=Wiki.getwiki
- [35] altera infrastructure. The Stella Maris CCS Project.
- [36] Mörs, Schlautmann, Gorre, Leonhard. Innovative large-scale energy storage technologies and power-to-gas concepts after optimisation. Final report on evaluation of technologies and processes, 2020.
- [37] Sabatino, F., Grimm, A., Gallucci, F., van Sint Annaland, M., Kramer, G.J., Gazzani, M. A comparative energy and costs assessment and optimization for direct air capture technologies. *Joule*, 2021, **5**(8), 2047-2076.
- [38] Fasihi, M., Efimova, O., Breyer, C. Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants. *Journal of Cleaner Production*, 2019, **224**, 957-980 [Zugriff am: 12. Juni 2020].
- [39] Janina Leiblein, Katharina Bär, Friedemann Mörs, Frank Graf. Roadmap Gas 2050 Deliverable D1.1. Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H2, 2022.
- [40] Li, Y., Li, Y. Dynamic optimization of the Boil-Off Gas (BOG) fluctuations at an LNG receiving terminal. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, **30**, 322-330.
- [41] Miana, M., Legorburo, R., Díez, D., Hwang, Y.H. Calculation of Boil-Off Rate of Liquefied Natural Gas in Mark III tanks of ship carriers by numerical analysis. *Applied Thermal Engineering*, 2016, **93**, 279-296.

- [42] Kurle, Y.M., Wang, S., Xu, Q. Dynamic simulation of LNG loading, BOG generation, and BOG recovery at LNG exporting terminals. *Computers & Chemical Engineering*, 2017, **97**, 47-58.
- [43] capital gas. *Our fleet* [online]. Verfügbar unter: <https://www.capitalgas.gr/our-fleet>
- [44] Smith, C., Hill, A.K., Torrente-Murciano, L. Current and future role of Haber–Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape. *Energy & Environmental Science*, 2020, **13**(2), 331-344.
- [45] Chemietechnik. *Thyssenkrupp Uhde plant Ammoniak-Cracking-Anlage* [online]. Verfügbar unter: <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/thyssenkrupp-uhde-plant-ammoniak-cracking-anlage-900.html>
- [46] Chemietechnik. *BP plant Ammoniak-Cracker in Wilhelmshaven* [online], 2023. Verfügbar unter: <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/bp-plant-ammoniak-cracker-in-wilhelmshaven-179.html>
- [47] Rasmus Nielsen. *Topsoes Ammonia cracking technology - Delivering green hydrogen* [online], 2021. Verfügbar unter: <https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2021/11/Rasmus-Topsoe-NH3-cracking-AEA-2021.pdf>
- [48] Al-Breiki, M., Bicer, Y. Technical assessment of liquefied natural gas, ammonia and methanol for overseas energy transport based on energy and exergy analyses. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, **45**(60), 34927-34937.
- [49] Gaschem. *35000 cbm LPG/NH3 Carrier* [online]. Verfügbar unter: https://www.hartmann-reederei.de/shared_files/fleet/pdf/ship-info/stade.pdf
- [50] Müller, K., Stark, K., Emel'yanenko, V.N., Varfolomeev, M.A., Zaitsau, D.H., Shoifet, E., Schick, C., Verevkin, S.P., Arlt, W. Liquid Organic Hydrogen Carriers: Thermophysical and Thermochemical Studies of Benzyl- and Dibenzyl-toluene Derivatives. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 2015, **54**(32), 7967-7976.
- [51] Jorschick, H., Preuster, P., Bösmann, A., Wasserscheid, P. Hydrogenation of aromatic and heteroaromatic compounds – a key process for future logistics of green hydrogen using liquid organic hydrogen carrier systems. *Sustainable Energy & Fuels*, 2021, **5**(5), 1311-1346.

- [52] EIA. *Oil tanker sizes range from general purpose to ultra-large crude carriers on AFRA scale* [online]. Verfügbar unter: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=17991>
- [53] BP. *bp Statistical Review of World Energy* [online], 2022. Verfügbar unter: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- [54] Sekine, Y., Higo, T. Recent Trends on the Dehydrogenation Catalysis of Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC): A Review. *Topics in Catalysis*, 2021, **64**(7-8), 470-480.
- [55] Hydrogenious. *Stationary LOHC infrastructure – taming the molecules right where the clean hydrogen sources are* [online]. Verfügbar unter: <https://hydrogenious.net/what/#release-plants>
- [56] Fabian Piehl. *Machbarkeitsstudie zur Herstellung von flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC)* [online], 2019. Verfügbar unter: https://epb.bibl.th-koeln.de/frontdoor/deliver/index/docId/1374/file/MA_Piehl_LOHC_48_20190610.pdf
- [57] Monterey Gardiner. *Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs* [online], 2009. Verfügbar unter: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf
- [58] EU (Europäische Union). *HyStoc – Hydrogen Supply and Transportation using liquid Organic Hydrogen Carriers*, 2019
- [61] Kawasaki, J. *Kawasaki Obtains AIP for Large 160,000 m³ Liquefied Hydrogen Carrier* [online], 2022. Verfügbar unter: https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail?f=20220422_3378
- [65] AG Energiebilanzen e.V. *Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland. 2020/2021* [online]. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/primaerenergieverbrauch/>
- [66] statista. *Ammonia - statistics and facts* [online] [Zugriff am: 10.02.23]. Verfügbar unter: <https://www.statista.com/topics/10358/ammonia/#topicOverview>
- [67] statista. *Produktion von Ammoniak in Deutschland in den Jahren von 2013 bis 2021* [online] [Zugriff am: 10.02.23]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1285585/umfrage/ammoniakproduktion-in-deutschland/>

- [68] Argus. *Global ammonia trade to recover in 2021* [online]. Verfügbar unter: <https://www.argusmedia.com/en/news/2158915-global-ammonia-trade-to-recover-in-2021>
- [70] Veus-shipping.com. *Leeraner Hartmann Gruppe ist von Ammoniak als Kraftstoff überzeugt | VEUS-Shipping.com* [online], 2021. Verfügbar unter: <https://veus-shipping.com/2021/03/leeraner-hartmann-gruppe-ist-von-ammoniak-als-kraftstoff-ueberzeugt/>
- [71] Substech. *ammonia_cracker.png* [online]. Verfügbar unter: https://www.substech.com/dokuwiki/lib/exe/detail.php?id=ammonia_cracker&media=ammonia_cracker.png
- [72] Spiegel Wissenschaft. *So voll ist Amerikas wichtigstes Öllager* [online]. Verfügbar unter: <https://www.spiegel.de/wissenschaft/weltall/oel-tanks-in-oklahoma-so-voll-ist-amerikas-wichtigstes-oellager-a-3c7eaf5-3e06-458d-b358-1feef3a90925>
- [73] IEA. *Global Hydrogen Review 2021* [online], 2021. Verfügbar unter: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>
- [74] Wikipedia. *List of LNG terminals* [online]. 17.02.23. Verfügbar unter: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_LNG_terminals#Existing_regasification_terminals
- [75] statista. *Cumulative and operational capacity of liquefied natural gas storage vessels worldwide from 2016 to 2021** [online]. 17.02.23. Verfügbar unter: <https://www.statista.com/statistics/1112646/global-lng-tanker-total-capacities/>
- [76] giignl.org. *Global LNG Trade* [online]. 17.02.23. Verfügbar unter: <https://giignl.org/market-trends/global-lng-trade/>
- [77] statista. *Nominal natural gas liquefaction capacity worldwide from 2010 to 2021* [online]. 17.02.23. Verfügbar unter: <https://www.statista.com/statistics/881905/nominal-liquefaction-capacity-of-natural-gas-worldwide/>
- [78] Inderpreet Walia. *Ammonia hype builds in shipping market* [online], 2021. Verfügbar unter: <https://lloydlist.maritimeintelligence.informa.com/LL1137516/Ammonia-hype-builds-in-shipping-market>
- [79] Aslam, R., Müller, K., Müller, M., Koch, M., Wasserscheid, P., Arlt, W. Measurement of Hydrogen Solubility in Potential Liquid Organic Hydrogen Carriers. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2016, **61**(1), 643-649 [Zugriff am: 17. Februar 2023].

- [80] Chemie.de [Zugriff am: 17.02.23]. Verfügbar unter: <https://www.chemie.de/lexikon/Kraftstoff.html#:~:text=Diesel%3A%20Dichte%20830%20kg%2Fm%2C%2B3,%3D%209%2C8%20kWh%2FI>
- [81] emcel. *Warum fasst ein Wasserstofftank bei 700 bar nicht doppelt so viel wie bei 350 bar?* [online]. 17.02.23. Verfügbar unter: <https://emcel.com/de/warum-fasst-ein-wasserstofftank-bei-700-bar-nicht-doppelt-so-viel-wie-bei-350-bar/#:~:text=Druck%2C%20Dichte%20und%20Inhalt%20im%20Wasserstofftank&text=Wird%20der%20Druck%20auf%20700,67%20%25%20mehr%20Wasserstoff.>
- [82] Ralf Higgelke. *Lithium-Ionen-Batterien Festkörperbatterie von Sakuu erreicht 800 Wh/l* [online]. 17.02.23. Verfügbar unter: <https://www.elektroniknet.de/power/energiespeicher/festkoerperbatterie-von-sakuu-erreicht-800-wh-l.194836.html#:~:text=Heute%20markt%3BChrende%20Lithium%2DIonen%2DBatterien,500%20bis%20700%20Wh%2FI.>
- [83] Linde. *Rechnen sie mit Wasserstoff - Die Datentabelle* [online]. Verfügbar unter: https://www.linde-gas.at/de/images/1007_rechnen_sie_mit_wasserstoff_v111_tcm550-169419.pdf
- [84] The engineering ToolBox. *Fuels - Higher and lower calorific Values* [online]. Verfügbar unter: https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html
- [85] ZBT The hydrogen and fuel cell center. *Wasserstoffherzeugung aus Ammoniak* [online]. Verfügbar unter: <https://www.zbt.de/nc/aktuell/news-anzeige/detail/News/wasserstoffherzeugung-aus-ammoniak-nh3toh2/>
- [86] Jülich Forschungszentrum. *Neuartiger LOHC-Wasserstoffspeicher* [online], 2019. Verfügbar unter: <https://blogs.fz-juelich.de/llec/2019/12/03/neuartiger-lohc-wasserstoffspeicher/>
- [87] fortunebusinessinsights. *ammonia market* [online]. 17.02.23. Verfügbar unter: <https://www.fortunebusinessinsights.com/industry-reports/ammonia-market-101716>
- [88] Schneider, S., Bajohr, S., Graf, F., Kolb, T. Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse, *Chemie Ingenieur Technik*, 2020, **92** (8), S. 1023–1032.

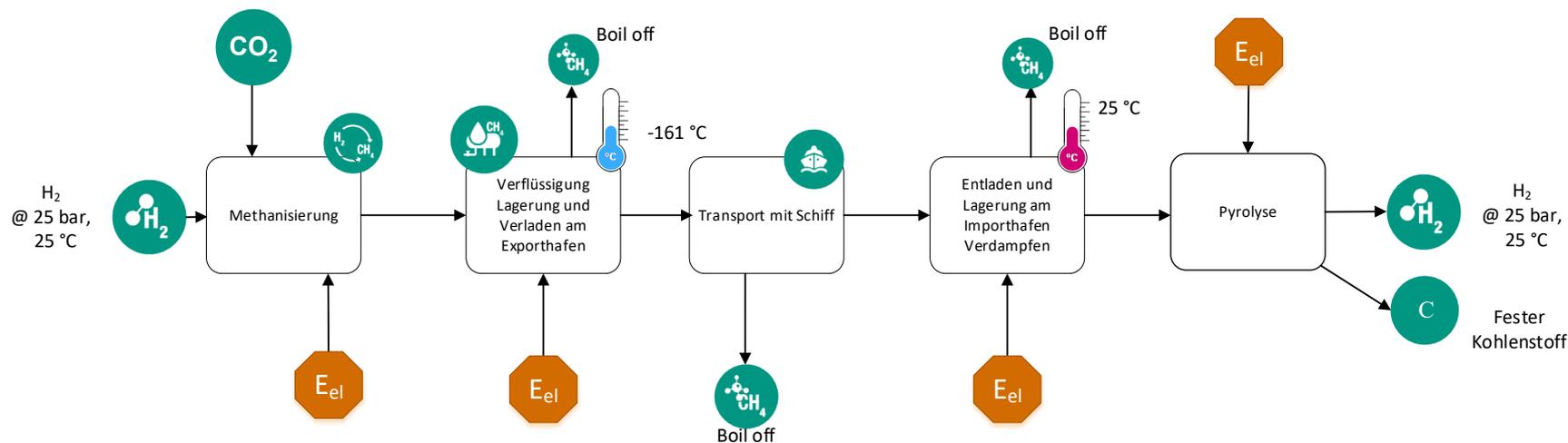
Anhang

Anhang - Energiedichte der betrachteten Wasserstoffträger

Verhältnis der Volumetrischen Energiedichte über gravimetrische Energiedichte für verschiedene Wasserstoffträger – Daten zum Diagramm [80; 81; 82; 83; 84; 85; 86]

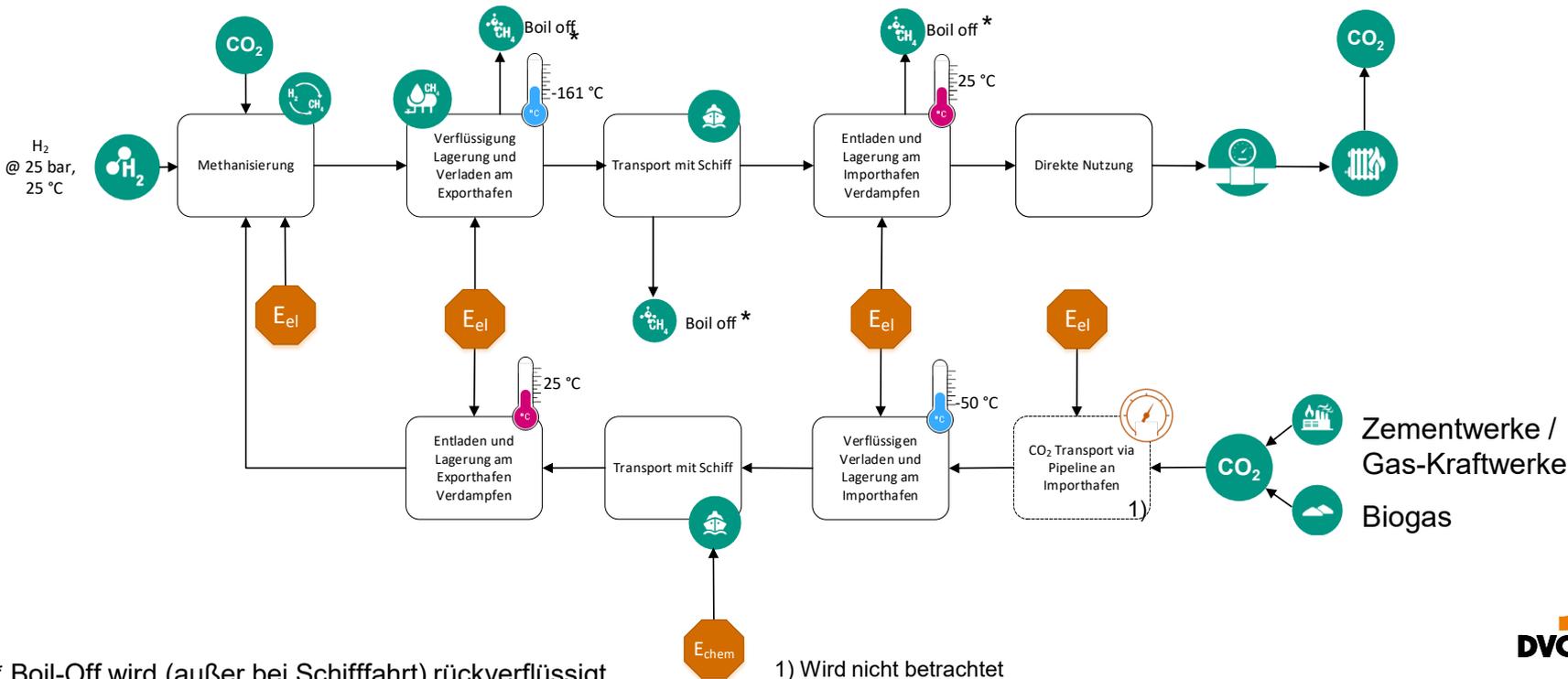
	LH ₂	NH ₃	LNG	Flüssig-methan	LOHC (DBT)	Diesel	H ₂ (700 bar)	Lithium Ionen Akku	MeOH
Volumetrische Energiedichte in kWh/m ³	2361,43	3536	6291	5883,47	1900	9800	1333,2	600	5100
Gravimetrische Energiedichte in kWh/kg	33,33	5,2	13,98	13,93	2,1	11,8	33,33	0,16	6,49

Transportprozesskette Pyrolyse



* Boil-Off wird rückverflüssigt

Transportprozesskette direkte Nutzung des Methans (CC)

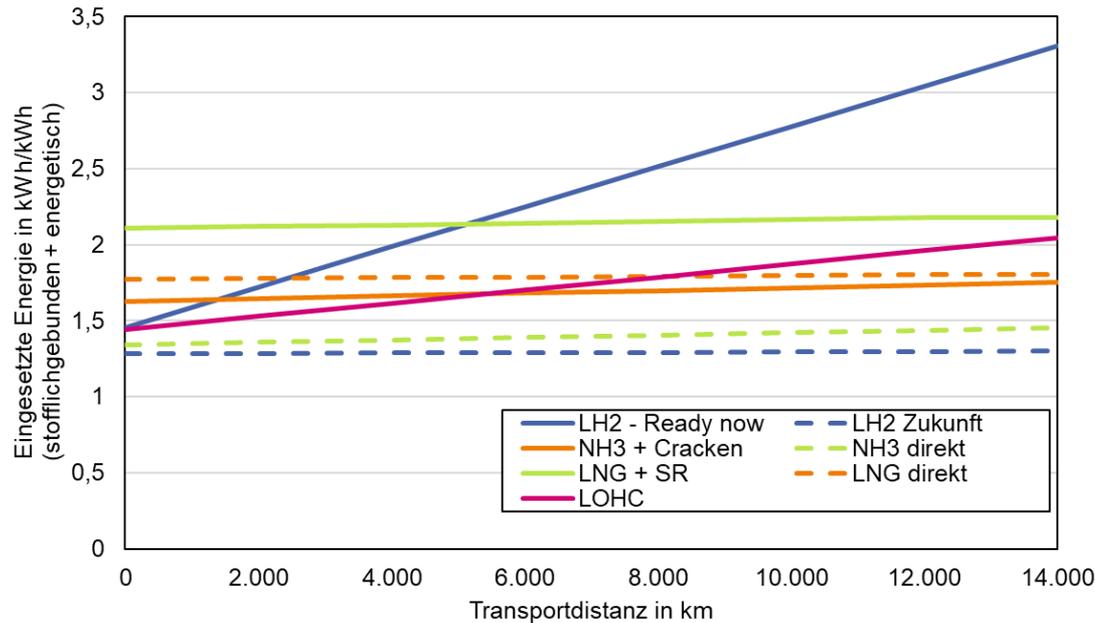


* Boil-Off wird (außer bei Schifffahrt) rückverflüssigt

1) Wird nicht betrachtet

Anhang - Zusammenfassung und Vergleich der Prozessketten

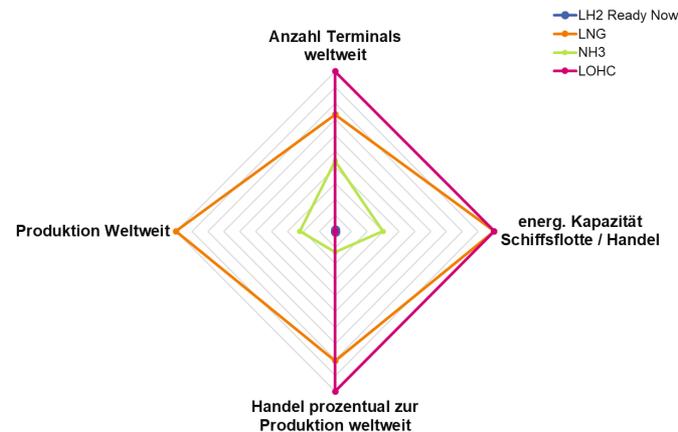
Eingesetzte Energie um 1 kWh eines Energieträgers im Importland zu erhalten für verschiedene Prozessketten und Transportdistanzen



© DVGW-EBI

Netzdiagramm - Infrastruktur

	Terminals weltweit 1)		Energetische Kapazität der Schiffe		Verhältnis des Handels zur Weltweiten Produktion		Produktion Weltweit 2)		Gesamt
	Wertung	Anzahl	Wertung	In TWh	Wertung	In TWh	Wertung	In TWh	
LH ₂	0	2	0	3	0	0,01 ³⁾ /4,33 [7]	0	4,33 [7]	0
LNG direkt	7,3	146 [74]	10	600 [75]	8,1	5.208/6.440 [76]	10	6.440 [77]	8,8
NH ₃ direkt	4,4	88 [19]	3	10 [78]	1,3	100/780 [67, 68]	2,23	780 [67]	2,7
LOHC	10	*	10	*	10	14.660 [53]*/0,02 [8]	0	0,02 [8]	7,5

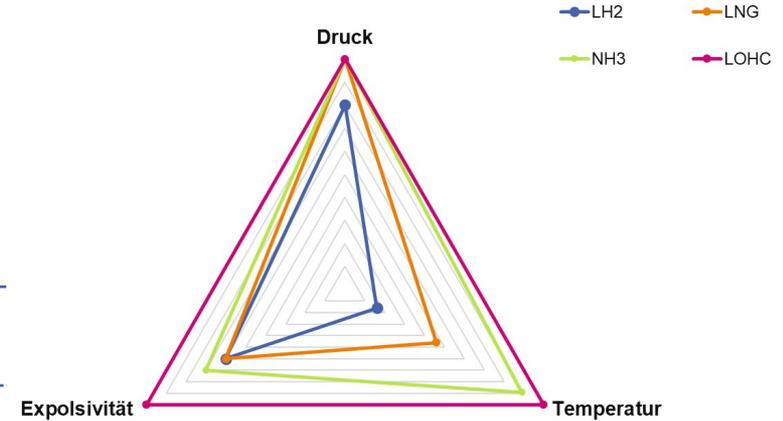


* Betrachtung der Infrastruktur von LOHC bezogen auf Petroleum Handel (Aufgrund der Größe wird hier stets 10 angenommen)

- 1) Wertung bezogen auf ca. 200 weltweite Seehäfen
- 2) Bezogen auf Primärenergiebedarf DE (ca. 3.500 TWh) [65]
- 3) Annahme: Suisio Frontier fährt 4x pro Jahr

Netzdiagramm - Handling

	Druck		Temperatur ¹⁾		Explosionsgrenze		Gesamt
	Wertung	Anzahl	Wertung	In °C	Wertung	In %	
LH ₂	8	4 bar	1,6	-253	6	4-75	5,2
LNG	10	Atmo- sphärisch	4,6	-161	6	4,5-17	6,9
NH ₃	10	Atmo- sphärisch	8,9	-33	7	15-28	8,6
LOHC	10	Atmo- sphärisch	10	Raum- temperatur	10	-	10



* Daten siehe physikalische Grundlagen

1) Wertung bezogen auf 300 K

Abkürzungen

Abk.	Begriff	Abk.	Begriff
LH ₂	Flüssiger Wasserstoff	BOR	Boil-Off-Rate
NH ₃	Ammoniak	kWh	Kilowattstunde
LNH ₃	Flüssiges Ammoniak	DAC	Direct Air Capture
PEM	Polymer-Elektrolytmembran	CCU	Carbon capture utilization
EL	Elektrolyse	S(M)R	Steam (methane) reforming
NO _x	Stickoxide	WGS	Wassergasshift
LCH ₄	Flüssiges Methan	MEA	Monoethanolamin
LNG	Verflüssigtes, fossiles Erdgas	DEA	Diethanolamin
LOHC	Liquid organic hydrogen carrier	Kn	Knoten
DBT	Dibenzyltoluol	HB	Haber-Bosch
LHV	Unterer Heizwert	LZA	Luftzerlegungsanlage
HHV	Oberer Heizwert	POx	Partielle Oxidation
LN ₂	Flüssiger Stickstoff		