

Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland

Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG)
bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf

ANALYSE



Wasserstoff- Importoptionen für Deutschland

IMPRESSUM

ANALYSE

Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland

Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf

ERSTELLT VON / IM AUFTRAG VON

Agora Industrie
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-industrie.de
info@agora-industrie.de

PROJEKTPARTNER

Technische Universität Hamburg (TUHH)
Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE)
Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt
Eißendorfer Straße 40 | 21073 Hamburg
T +49 (0)40 42878-3208
F +49 (0)40 427-3-14571
www.tuhh.de/iue/home
iue@tuhh.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



This work is licensed under
CC BY-NC-SA 4.0.

PROJEKTLEITUNG

Dr.-Ing. Leandro Janke
leandro.janke@agora-energiewende.de

AUTORINNEN UND AUTOREN

Fabian Carels, Lucas Sens, Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt (alle TUHH); Dr.-Ing. Leandro Janke, Dr. Matthias Deutsch (beide Agora Industrie)

Die Verantwortung für die Ergebnisse dieser Analyse liegt bei der TUHH. Die Schlussfolgerungen spiegeln die Sicht von Agora Industrie wider.

Satz: Karl Elser Druck GmbH | Theo Becker
Korrektorat: Infotext GbR
Titelbild: reisegraf.ch | Shutterstock

306/04-A-2023/DE

Version: 1.0, September 2023



Unter diesem QR-Code steht
diese Publikation als PDF zum
Download zur Verfügung.

Bitte zitieren als:

*Agora Industrie und TU Hamburg (2023):
Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland.
Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem
Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlen-
stoffkreislauf.*

www.agora-industrie.de

DANKSAGUNG

Für wertvolle Hinweise und Einschätzungen sowie tatkräftige Unterstützung möchten wir uns bedanken bei Alexandra Steinhardt, Anja Werner, Frank Jordans, Frank Peter, Frauke Thies, Dr. Jahel Mielke, Julian Somers, Mauricio Belaunde, Mathias Koch, Paul Münnich, Simon Müller, Wido Witecka (alle Agora Industrie und Agora Energiewende); Dr.-Ing. Ulf Neuling (Agora Verkehrswende); Felix Heilmann (Dezernat Zukunft); Prof. Dr. Tom Brown (TU Berlin); Sascha Boden (DUH); Tapio Schmidt-Achert und Dr.-Ing. Simon Pichlmaier (beide FFE). Wir danken außerdem den Teilnehmern des Workshops sowie dem Trans-4Real-Konsortium für Feedback.

Vorwort

Liebe Leser:innen,

Russlands Angriff auf die Ukraine hat Europa dazu veranlasst, nach Alternativen zu russischem Gas zu suchen. Vor allem Deutschland hat in rasantem Tempo mit dem Bau von LNG-Terminals begonnen. Die mögliche Langfristigkeit der damit verbundenen Importverträge wirft jedoch die Frage auf, ob sie mit dem Ziel Deutschlands, bis 2045 klimaneutral zu werden und seine Infrastruktur entsprechend zu planen, vereinbar sind. Ein Argument lautet, dass die Importterminals künftig für Importe von erneuerbarem Wasserstoff genutzt werden können. Es besteht zwar ein breiter Konsens darüber, dass der Übergang zur Klimaneutralität erhebliche Importe von erneuerbarem Wasserstoff und daraus gewonnenen Molekülen erfordert, aber die Form, der Zeitpunkt und die Durchführbarkeit der Importe sind umstritten, einschließlich der Frage, ob die LNG-Terminals tatsächlich als „H₂-ready“ betrachtet werden können.

In diesem Zusammenhang wurde für Deutschland ein neuartiges Konzept vorgeschlagen, das LNG-Terminals mit erneuerbarem Wasserstoff über synthetisches Erdgas (SNG) verbindet und als zusätzliches Merkmal einen nahezu geschlossenen Kohlenstoffkreislauf aufweist. Nach aktuellen Plänen der Industrie sollen bis 2030 jährlich etwa 15 Terawattstunden SNG importiert werden, was rund fünf Prozent der Gesamtkapazität des geplanten LNG-Terminals entspricht. Die SNG-Route mit Kohlenstoffkreislauf ist in der Literatur bisher nicht unabhängig untersucht worden.

Um die Debatte dieser Option auf ein breiteres Fundament zu stellen, haben wir die Technische Universität Hamburg gebeten, die Vor- und Nachteile des Konzepts näher zu beleuchten und es mit anderen bisher üblicherweise diskutierten Importoptionen zu vergleichen.

Ich wünsche Ihnen eine angenehme Lektüre!

Frank Peter

Direktor, Agora Industrie

Schlussfolgerungen auf einen Blick:

1

Für die angestrebte Klimaneutralität des Stromsektors bis 2035 und für die Dekarbonisierung der Stahl- und Chemieindustrie braucht Deutschland ausreichende Wasserstoffimporte. Laut Nationaler Wasserstoffstrategie werden ab 2030 Einfuhren von mindestens 45 TWh Wasserstoff pro Jahr benötigt. Zusätzlich zu Pipeline-Importen können andere Wasserstoffträger auch per Schiff importiert werden.

2

Pipelines sind mit Kosten < 1 €/kg H₂ der günstigste Weg, reinen Wasserstoff zu importieren. Beim Import von Wasserstoffträgern per Schiff erhöhen sich die Transportkosten nach Rückumwandlung auf etwa 2 bis 5 €/kg H₂. Wasserstoffderivate wie Ammoniak oder brikettierter Eisenschwamm (HBI), die direkt weiterverarbeitet werden können, stellen vielfach eine kosteneffektive Alternative dar (< 1,5 €/kg H₂). Technologische Innovationen sind eine entscheidende Voraussetzung für alle Importoptionen, mit Ausnahme von Wasserstoff-Pipelines und Ammoniak zur direkten Nutzung.

3

Die Nutzung von synthetischem Erdgas (SNG) mit einem nahezu geschlossenen Kohlenstoffkreislauf als Wasserstoffträger geht mit drei Herausforderungen einher: (1) einem komplexen Wechselspiel mehrerer Komponenten mit vergleichsweise niedrigem Technologie-Reifegrad und einer Umsetzungszeit von zehn Jahren; (2) dem Wettbewerb mit anderen Import-Optionen, die SNG mittelfristig preislich unterbieten können; (3) regulatorischer Unsicherheit hinsichtlich der Messung, Berichterstattung und Überprüfung internationaler Kohlenstoffströme.

4

Die kurzfristige Verwendung bestehender Erdgasnetze für SNG-Transporte beinhaltet ein Transformationsrisiko, wenn dadurch die notwendige Umstellung der Methan-Netze auf Wasserstoff verschleppt wird. Angesichts ihrer kritischen Bedeutung sollte der Fokus in Deutschland auf der Umrüstung zu und dem Bau von Wasserstoffpipelines liegen. Die Schaffung neuer CO₂-Infrastruktur sollte sich auf *No-regret*-CCS-Anwendungen konzentrieren.

Inhalt

| | |
|--|-----------|
| Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Industrie | 6 |
| Literaturverzeichnis | 14 |
| <hr/> | |
| 1 Hintergrund | 16 |
| <hr/> | |
| 2 Technische Grundlagen | 18 |
| <hr/> | |
| 3 Infrastrukturelle Dimensionen – beispielhaftes Realisierungsszenario | 25 |
| 3.1 Internationale Infrastruktur für eine SNG-Bereitstellung mit Kohlenstoffkreislauf | 25 |
| 3.2 Verkehrsleistung in Deutschland durch einen CO ₂ -Rücktransport zum Hafen | 27 |
| <hr/> | |
| 4 Technische, ökonomische und ökologische Bewertung | 29 |
| 4.1 Annahmen | 29 |
| 4.2 Energetische Effizienz | 32 |
| 4.3 Wasserstoffbereitstellungskosten | 39 |
| 4.4 Treibhausgasemissionen | 42 |
| <hr/> | |
| 5 Diskussion | 47 |
| 5.1 Herausforderungen | 47 |
| 5.2 Mögliche Vorteile gegenüber alternativen Optionen für den Import regenerativer Energieträger | 49 |
| <hr/> | |
| Anhang | 52 |
| <hr/> | |
| Literaturverzeichnis | 57 |

Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Industrie

Klimaziele nur mit ausreichenden Wasserstoffimporten zu erreichen

Laut Klimaschutzgesetz soll Deutschland seine Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65 Prozent gegenüber 1990 reduzieren. Ein Großteil der Emissionsminderung kann über nationale Maßnahmen erreicht werden, und eine zentrale Rolle spielt dabei der Ausbau Erneuerbarer Energien. Für die Anwendungen, die unbedingt Wasserstoff benötigen, um klimaneutral zu werden, reicht die heimische Produktion von erneuerbarem Wasserstoff allerdings nicht aus. Um die relevanten *No-regret*-Anwendungen mit Wasserstoff zu versorgen, wird Deutschland zusätzlich erhebliche Mengen importieren müssen – laut *Nationaler Wasserstoffstrategie* ab 2030 mindestens 45 Terawattstunden pro Jahr.¹

No-regret-Anwendungen, die Wasserstoff für Klimaneutralität benötigen

Solange erneuerbarer Wasserstoff öffentliche finanzielle Förderung benötigt, sollte er auf solche Anwendungen beschränkt werden, in denen die energieeffizientere direkte Elektrifizierung nicht machbar ist. Eine Reihe unabhängiger Studien hat gezeigt, dass solche *No-regret*-Anwendungen Folgendes umfassen: nicht-energetische Industrieprozesse wie in der Stahl- und Chemieindustrie, nachhaltige Kraftstoffe für Langstrecken-Luft- und Schiffsverkehr sowie Saisonspeicher zum Back-up Erneuerbarer Energien im Stromsystem, inklusive residualer Wärmelast in der Fernwärme. Mit dem Ziel eines klimaneutralen Stromsektors wird dieser Bedarf in Richtung 2035 stark zunehmen.²

1 Bundesregierung (2023).

2 Prognos (2022); Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022); Agora Energiewende, Agora Industrie (2022).

Andere Wasserstoffanwendungen sind umstritten oder nicht empfehlenswert, wie Tabelle 1 zeigt. Insbesondere die Produktion von Niedertemperaturwärme unter 200 Grad Celsius mit Wasserstoff ist erheblich ineffizienter als der Einsatz von Wärmepumpen, die aus einer Einheit erneuerbaren Stroms mehrere Einheiten nutzbare Wärme liefern. Für Temperaturen zwischen 200 und 500 Grad Celsius können Elektrokessel die benötigte Wärme liefern.³

Wasserstoffanwendungen bedingen die bevorzugten Transportoptionen

Die bevorzugte Art des Wasserstofftransports hängt eng mit seiner Nutzung zusammen. Innerhalb der *No-regret*-Anwendungen ist vor allem der Stromsektor auf elementaren Wasserstoff als Langzeitspeicher angewiesen. Analog gilt das auch für Raffinerien. Die meisten anderen Anwendungen könnten grundsätzlich auch mit Wasserstoff-Derivaten zur direkten Nutzung arbeiten, die günstiger zu transportieren sind. Bei flüssigen, kohlenstoffhaltigen Molekülen wie Fischer-Tropsch-Produkten oder Methanol besteht zum Beispiel ein großer Konsens darüber, dass sie größtenteils nach Deutschland importiert werden, da ihr Transport vergleichsweise einfach ist.⁴

Auch wenn Transportkosten nicht der einzige Aspekt bei der Bewertung sind,⁵ so spielen sie doch eine erhebliche Rolle. Die Wettbewerbsfähigkeit unterschiedlicher Transportoptionen hängt im Einzelnen an Einflussfaktoren wie Synergien mit lokaler

3 Agora Industrie, FutureCamp (2022); Öko-Institut und Fraunhofer ISE (2022); Agora Energiewende, Fraunhofer IEG (2023).

4 FFE (2022).

5 vgl. Acatech 2022, Prognos et al. 2023.

No-Regret-Wasserstoff-Anwendungen

Tabelle 1

| Grüne Moleküle benötigt? | Industrie  | Verkehr  | Energie-sektor  | Gebäude  |
|-----------------------------|---|--|--|---|
| No-regret | <ul style="list-style-type: none"> Reaktionsmittel (Stahl aus Direktreduktion) Stoffliche Nutzung (Ammoniak, Chemikalien) | <ul style="list-style-type: none"> Langstrecken-Luftverkehr Langstrecken-Schiffsverkehr | <ul style="list-style-type: none"> Langzeitspeicher zum Back-up variabler erneuerbarer Energien | <ul style="list-style-type: none"> Fernwärme (Residuale Wärmelast*) |
| Umstritten | <ul style="list-style-type: none"> Hochtemperatur-Wärme | <ul style="list-style-type: none"> Lkw & Busse** Kurzstrecken-Luftverkehr Kurzstrecken-Schiffsverkehr Schienerverkehr*** | <ul style="list-style-type: none"> Größe des Bedarfs angesichts anderer Flexibilitäts- und Speicheroptionen | |
| Nicht empfehlenswert | <ul style="list-style-type: none"> Niedertemperatur-Wärme | <ul style="list-style-type: none"> Pkw Kleinere Nutzfahrzeuge | | <ul style="list-style-type: none"> Einzelne Gebäude |

* nach Erneuerbaren Energien sind Umgebungs- und Abwärme so weit wie möglich zu nutzen. Besonders relevant für große bestehende Fernwärmesysteme mit hohen Vorlauftemperaturen.
Hinweis: Fernwärme wird gemäß dem UNFCCC-CRF-Berichtsformat als Teil des Stromsektors gemeldet.

** Die Serienproduktion von Batterie-Lkw und -Bussen ist derzeit weiter fortgeschritten als die von Brennstoffzellen-Lkw und -Bussen.

*** Je nach Distanz, Nutzungsfrequenz und Energieversorgungsoptionen.

Agora Energiewende, Agora Industrie (2022)

Infrastruktur, dem genauen Systemdesign oder den technischen Anforderungen der Abnehmer, die sich alle direkt auf die Effizienz der Wertschöpfungskette auswirken und damit die Gesamtkosten und auch die Treibhausgasemissionen beeinflussen.

Pipelines als günstigster Transportweg

Wasserstoff kann via Pipeline oder per Schiff in unterschiedlichen Formen importiert werden. Die dazu im Folgenden genannten Zahlenwerte beziehen sich alle auf Tabelle 2. Wasserstoffderivate zur direkten Nutzung unterscheiden sich dabei insofern fundamental, als dass sie nicht wieder in Wasserstoff zurückgewandelt werden.

Importe per Pipeline bringen nur geringe Energieverluste bei der Gaskompression mit sich, weswegen diese Route eine hohe Energieeffizienz aufweist,

eine niedrige Treibhausgasemissionsintensität sowie geringe Transportkosten von weniger als einem Euro pro Kilogramm Wasserstoff bei Strecken bis 2000 km. Auch wenn sowohl neue als auch umgerüstete Pipelines einen hohen Technologie-Reifegrad haben,⁶ kann die Umsetzung mehrere Jahre dauern: bei Umrüstung existierender Erdgaspipelines drei bis fünf Jahre, bei komplettem Neubau acht bis zehn Jahre.

Diese Importoption steht im Mittelpunkt der Diskussionen um ein zukünftiges grenzüberschreitendes Europäisches Wasserstoffnetz.⁷ Allerdings sind die

6 Technologie-Reifegrade reichen von 1 („Erste Idee“) bis 9 („Kommerzieller Betrieb in relevanter Umgebung“) beziehungsweise bis 11 („Stabilitätsnachweis erbracht“) (IEA 2020, 2023).

7 Agora Energiewende und AFRY Management Consulting (2021); European Hydrogen Backbone (2022).

| Vergleich von Wasserstoff-Importoptionen | | | | Tabelle 2 |
|--|--|--|--|--|
| Transportart | H ₂ -Pipeline | Schiffstransport | | |
| Transportgut | Elementarer H ₂ | H ₂ -Träger | | H ₂ -Derivate zur direkten Nutzung |
| Varianten | Umrüstung, Neubau | Ammoniak (NH ₃), flüssiger H ₂ (LH ₂), LOHC, Methanol | synthetisches Erdgas (SNG) mit nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf | Ammoniak (NH ₃), Methanol (MeOH), Fischer-Tropsch (FT)-Produkte, brikettierter Eisenschwamm (HBI) |
| Zielmolekül | H ₂ | H ₂ | H ₂ | = Transportmolekül |
| Gesamtenergie-Effizienz * | 66 % | 36 – 52 % | 38 – 44 % | n. a. |
| CO₂-Intensität * [kg CO₂-eq/kg H₂] | 0,08 | 0,5 – 1,7 | 0,7 – 0,9 | n. a. |
| Gesamtkosten 2030 [€/kg H₂] * | 4,8 | 5,9 – 9,2 | 6,9 – 8,1 | n. a. |
| Transportkosten 2030 ** [€/kg H₂] | < 1 | ~ 2 – 5 | ~ 3,5 – 4,5 | NH ₃ : 1,3 MeOH: 2,0 FT: 2,2 HBI: < 0,3 |
| Technologie-Reifegrade von Kernkomponenten [1 niedrig – 11 hoch] *** | 8 Umrüstung 10 Neubau | 4 NH ₃ -Cracker (groß) 7 LH ₂ -Tanker 3 LH ₂ -Bunkerung 6–7 LOHC-Molekül 11 LOHC-Tanker | 7 katalytische Methanisierung 5 autotherme Reformierung 4–7 CO ₂ -Verschiffung k. A.: Dual-Gas-Schiff für SNG/CO ₂ 6–7 Direct air capture (DAC) 5–6 Oxyfuel-Gas-Kraftwerk | 11 NH ₃ -Tanker 6–7 Direct air capture (DAC) 6 HBI: H ₂ -basierte Direktreduktion von Eisenerz (DRI) |
| Umsetzungshorizont in Jahren **** | 3–5 (Umrüstung) 8–10 (Neubau) | 6–10 | 10 | 2 (NH ₃)–10 |
| Infrastruktur-Implikationen innerhalb Deutschlands | • erhöht Bedarf an H ₂ -Fernleitungen | • erhöht Bedarf an H ₂ -Fernleitungen | • erhöht Bedarf an H ₂ -Fernleitungen • verlängert Nutzung von Erdgasleitungen • Bedarf an CO ₂ -Leitungen bei entsprechend großen Transportvolumina | • reduziert Bedarf an H ₂ -Fernleitungen |
| Diversifizierung der Bezugsquellen zur Stärkung der Versorgungssicherheit | begrenzt | hoch | hoch | hoch |

* TUHH (2023); mit Transportentfernung von 10.500 km (Schiff) bzw. 660 km (Pipeline) und Wasserstoffbereitstellung mit 100 bar. CO₂-Intensität ohne Anlagenbau; Gesamtkosten inklusive Wasserstoff-Erzeugungskosten

** Wasserstoff-Transportkosten inklusive Umwandlungskosten, exklusive Wasserstoff-Erzeugungskosten; eigene Berechnungen auf Basis von TUHH (2023), Acatech (2022), Agora Industrie und Wuppertal Institut (2023); Transportentfernung 2.000 km (neue Onshore-Pipeline mit 1.016 mm) und ~10.000 km (Schiff); HBI ohne CAPEX von DRI-Anlagen und Seeschiffen, die in einem alternativen Szenario ohnehin anfallen würden

*** basierend auf IEA (2023); autotherme Reformierung mit Kohlenstoffabscheidung; wichtige TRL-Stufen: 4–6: Prototyp; 7–8: Demonstration; 9: kommerzieller Betrieb in relevanter Umgebung; zur praktischen Einordnung von HBI siehe Agora Industrie und Wuppertal Institut (2023)

**** in Anlehnung an Acatech (2022), Prognos et al. (2023)

Hinweis: Zu weiteren Aspekten wie Umweltauswirkungen siehe Prognos et al. 2023 und Acatech 2022

Agora Industrie (2023)

auf diesem Weg erreichbaren Bezugsländer beschränkt, so dass nur eine begrenzte Diversifizierung möglich ist – mit entsprechenden Implikationen für die Versorgungssicherheit. Die besten Wind- und Solar-Ressourcen zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff, verbunden mit verfügbaren Landflächen, sind über die ganze Welt und insbesondere über den Globalen Süden verteilt, sodass der Import nach Europa per Schiff eine wichtige Alternative darstellt.

Schifftransport wird teurer

Der Aufbau der LNG-Infrastruktur vor dem Hintergrund des russischen Angriffs auf die Ukraine hat auch der Diskussion um den Schiffsimport anderer Wasserstoffträger und -derivate zur direkten Nutzung einen neuen Impuls gegeben. Nach einer grundsätzlichen Einführung ordnen wir SNG als neuen Wasserstoffträger vergleichend ein.

Vieldiskutierte Wasserstoffträger sind Ammoniak, flüssiger Wasserstoff (LH₂) and flüssige organische Wasserstoffträger (*Liquid Organic Hydrogen Carriers*/LOHC). Mit einigem Abstand trifft dies auch auf Methanol zu, für das zusätzlich eine nachhaltige Kohlenstoffquelle benötigt wird.⁸ Wasserstoffträger bedeutet, dass am Ende der Transportkette eine Rückumwandlung in gasförmigen Wasserstoff erfolgt.⁹

Aufgrund erheblicher Verluste bei der Energieumwandlung liegt die Gesamtenergieeffizienz der Träger von der Wasserstoffproduktion bis zum gelieferten Wasserstoff bei 36 bis 52 Prozent. Damit steigen die Treibhausgasemissionen, und auch die Transportkosten sind mit zwei bis fünf Euro pro Kilogramm deutlich höher als beim Pipelinetransport. Der erwartete

Umsetzungshorizont reicht von sechs Jahren (Ammoniak) bis zu zehn Jahren, da der Technologie-Reifegrad insbesondere bei der Speicherung von flüssigem Wasserstoff, aber auch beim Ammoniak-*Cracking* und LOHC-Molekülen, noch relativ niedrig liegt. Langfristig kann per Schiff eine große Zahl unterschiedlicher Bezugsländer erschlossen werden, was die Versorgungssicherheit stärkt.

Wasserstoffderivate zur direkten Nutzung beinhalten auch einige der oben genannten Wasserstoffträger. Wenn auf eine Rückumwandlung in Wasserstoff verzichtet werden kann, spart das Energie und Kosten. Dies ist besonders relevant für die direkte Nutzung von Ammoniak, zum Beispiel zur Düngherstellung, mit Transportkosten von 1,3 Euro pro Kilogramm Wasserstoff oder für flüssige (*Power-to-Liquid*-)Produkte wie Methanol (2 Euro pro Kilogramm Wasserstoff) oder Fischer-Tropsch-Kraftstoffe wie synthetisches Kerosin (2,2 Euro pro Kilogramm Wasserstoff). Allerdings brauchen diese flüssigen Produkte mit Ausnahme von Ammoniak eine nachhaltige Kohlenstoffquelle, und das dafür benötigte *Direct Air Capture* hat noch keine hohe Technologiereife. Darüber hinaus gibt es ein prominentes festes Wasserstoff-Folgeprodukt: brikettierter Eisenschwamm (*Hot briquetted iron*/HBI) zur Stahlherstellung.¹⁰ Der Vorteil von HBI sind seine niedrigen Transportkosten (weniger als 0,3 Euro pro Kilogramm Wasserstoff), denn es hat eine sehr hohe Dichte und kann die bereits existierende Infrastruktur zum Transport von Eisenerz nutzen. Allgemein gilt: Der Import von Wasserstoffderivaten zur direkten Nutzung hat das Potenzial, den Bedarf an neuer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland zu verringern.

Synthetisches Erdgas (SNG) mit einem nahezu geschlossenen Kohlenstoffkreislauf wurde von der Industrie als ein neuartiges Wasserstoffträger-Konzept vorgeschlagen. Dem Konzept zufolge wird SNG aus erneuerbarem Wasserstoff und Kohlendio-

8 IEA (2019), IRENA (2022), Acatech (2022).

9 Typischerweise wird Wasserstoff an ein anderes Trägermolekül gebunden. Die Ausnahme ist Flüssigwasserstoff.

10 Agora Industry and Wuppertal Institute (2023).

oxid hergestellt, die im Exportland zusammen methanisieren werden. Das resultierende SNG verhält sich wie Erdgas und kann daher über konventionelle LNG-Tanker und -Terminals importiert werden.¹¹ Nach der CO₂-Abscheidung in Deutschland soll das CO₂ per Schiff zurück zum Exportland transportiert werden und in einem nahezu geschlossenen Kreislauf wieder als Wasserstoffträger eingesetzt werden. Dem Konzept zufolge sollen jegliche SNG- und CO₂-Lecks und -Verluste mittels CO₂-Abscheidung aus der Luft (*Direct Air Capture/DAC*) im Exportland ausgeglichen werden.

Die CO₂-Abscheidung in Deutschland kann laut Konzept zentral oder dezentral erfolgen. Zentrale CO₂-Abscheidung beinhaltet die Aufspaltung des SNG in seine Komponenten Wasserstoff und CO₂ im Importhafen. Der elementare Wasserstoff steht dann zur weiteren Nutzung in Deutschland bereit. Ähnlich wie bei den meisten anderen Wasserstoffträgern führen die energetischen Umwandlungsverluste zu einer Gesamteffizienz von unter 50 Prozent. Die Treibhausgasemissionsintensität ähnelt den Emissionen der Alternativen. Die Transportkosten von SNG als Wasserstoffträger – also inklusive Umwandlung und Rückumwandlung – sind im Vergleich zu anderen Trägern eher hoch (3,5 bis 4,5 Euro pro Kilogramm Wasserstoff).

Dezentrale CO₂-Abscheidung impliziert einen SNG-Transport vom Importhafen über Erdgasleitungen zu verschiedenen Industrie- und Kraftwerkstandorten, wo über einzeln zu installierende Technologien das CO₂ abgeschieden werden soll.¹² Für den CO₂-Rücktransport zum Hafen stehen unterschiedliche Transportmodi bereit: Binnenschiffe,

Züge, Lkw und Pipelines, wobei Letztere die günstigste Option bei hinreichend großen CO₂-Volumina darstellen. Die anderen Alternativen sollen während einer ersten Hochlaufphase des SNG-Konzeptes ausreichen, wären aber in Summe unzureichend, um ein ganzes LNG-Terminal in einer Größenordnung von 250 Terawattstunden SNG pro Jahr zu defossilisieren – wie in einer ursprünglichen Fassung des SNG-Konzeptes anvisiert.¹³ Hierfür würden CO₂-Pipelines benötigt, die bisher nicht existieren.

Technologische Reifegrade verzögern die Umsetzung

In einem Vergleich der drei Importarten – elementarer Wasserstoff, Wasserstoffträger und -derivate zur direkten Nutzung – wird deutlich: Fast alle benötigen noch technologische Innovationen zur Umsetzung. Ausnahmen sind Wasserstoffpipelines und Ammoniak zur direkten Nutzung in bestehenden Anwendungen. Die historische Erfahrung zeigt, dass wichtige neue Energietechnologien in ihrer Entwicklung vom Prototyp (TRL 4–6) bis zur Kommerzialisierung (TRL 9) typischerweise mindestens 20 Jahre benötigen. Eine Ausnahme waren LEDs zur Beleuchtung, deren Umsetzung in nur zehn Jahren gelang. Dabei halfen die politischen Rahmenbedingungen, den Innovationsprozess deutlich zu beschleunigen.¹⁴

Daher wird die Umsetzung vieler Wasserstoff-Transportoptionen voraussichtlich acht bis zehn Jahre dauern. Etwas schneller wird mit sechs bis sieben Jahren lediglich die kommerzielle großtechnische Realisierung von Ammoniak-Crackern, welche für die Nutzung von Ammoniak als Wasserstoffträger benötigt werden, eingeschätzt.¹⁵

11 Dies unterscheidet SNG von anderen Wasserstoffträgern wie Ammoniak oder Flüssigwasserstoff (Prognos et al. 2023).

12 Diese Variante wurde im Rahmen der vorliegenden Analyse nicht näher quantifiziert hinsichtlich Effizienz, Emissionen und Gesamtkosten, da die andere Variante für das Zielbild eines Wasserstoffnetzes die relevante ist.

13 LNGPrime (2022), Offshore Energy (2022).

14 IEA (2020); Hinzu kommt, dass Technologien oft nicht über einen Reifegrad von 4 bis 6 – das „Tal des Todes“ – hinauskommen, da dort die Anreize für private Investitionen nicht ausreichen (PWC 2018).

15 Prognos et al. (2023), Acatech (2022).

Das SNG-Konzept steht vor drei Herausforderungen

Technologie-Risiko: Im Vergleich der Importoptionen hat das SNG-Konzept mit Kohlenstoffkreislauf die größte Zahl an Komponenten, die noch nicht kommerziell umgesetzt wurden, die also einen Technologie-Reifegrad < 8 aufweisen. Insbesondere die Idee eines CO₂-Rücktransports per Schiff, gegebenenfalls mit Hilfe eines noch zu entwickelnden *Multi-Gas-Carriers*, der sowohl SNG als auch CO₂ transportieren kann, wird voraussichtlich vor 2030 keine Rolle spielen. Aber auch eine zügige Skalierung der Methanisierung, die bisher lediglich im Megawatt-Bereich existiert und um einen Faktor 1.000 in den Gigawatt-Bereich skaliert werden muss, erscheint herausfordernd. Insgesamt müssen also verschiedene technologische Hindernisse überwunden werden, bevor das SNG-Konzept kommerziell voll umgesetzt werden kann. Dementsprechend ist für die vollumfängliche Umsetzung des SNG-Konzepts mit nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf von einem Zeithorizont von zehn Jahren auszugehen.¹⁶

Die Industrie scheint sich dieser Herausforderung bewusst zu sein. Zielten erste Ankündigungen noch auf ein Niveau von anfänglich 25 Terawattstunden SNG, 75 Terawattstunden bis 2030 und 250 Terawattstunden bis 2045¹⁷, so ist momentan nur noch die Rede von 15 Terawattstunden SNG-Importen bis 2030.¹⁸

Kommerzielles Risiko: Das Technologie-Risiko übersetzt sich für die potenziellen SNG-Nutzer in ein kommerzielles Risiko. Dabei könnte es sich um Unternehmen aus dem Industrie- und Umwandlungssektor handeln, die dem Europäischen Emissionshandelssystem ETS und seiner EU-weiten

Emissionsobergrenze unterliegen. Da die Emissionsobergrenze im ETS 2039 null erreicht und damit absehbar keine neuen Emissionsrechte mehr ausgegeben werden,¹⁹ benötigen diese Unternehmen ausreichende Planungssicherheit hinsichtlich ihrer Treibhausgasemissionen und Dekarbonisierungsoptionen, um die zukünftigen Kostenbelastungen richtig einschätzen zu können.

Hinzu kommt die Wettbewerbssituation von SNG. So werden voraussichtlich andere Importoptionen wie elementarer Wasserstoff per Pipeline oder Wasserstoffderivate zur direkten Nutzung SNG mittelfristig preislich unterbieten können.

Außerdem besteht **regulatorische Unsicherheit** hinsichtlich der Messung, Berichterstattung und Überprüfung internationaler Kohlenstoffströme. Ein solches System zur Berichterstattung muss Leckagen vollständig einbeziehen und Doppelzählungen, zum Beispiel bei der Kohlenstoffabscheidung, verhindern. Darüber hinaus muss es die im Industriekonzept zu SNG geplante Kompensation von Restemissionen mithilfe von DAC im Exportland erfassen, um eine klimaneutrale Bereitstellungskette zu gewährleisten. Diese Kompensation ist momentan nur mithilfe internationaler freiwilliger Kohlenstoff-Ausgleichsmärkte möglich, deren Wirksamkeit angezweifelt wird.²⁰ Die Europäische Kommission arbeitet an einem Zertifizierungs-Rahmen für Kohlenstoffentnahme (*Certification Framework for Carbon Removals/CRCF*), um die privat zertifizierten Entnahmen anerkennen zu können. Allerdings ist unklar, inwieweit dieser Rahmen auch für CO₂-Entnahmen außerhalb der EU gelten wird.²¹

16 Vgl. Prognos et al. (2023).

17 LNGPrime (2022), Offshore Energy (2022).

18 TES-H2 (2023).

19 Pahle et al. (2023).

20 Romm (2023).

21 EPRS (2022).

SNG als Transformationsrisiko

Von den genannten technischen Herausforderungen abgesehen, bietet SNG im Prinzip die Möglichkeit, kurzfristig bestehende Erdgasinfrastruktur zu nutzen. Damit stellt sich wiederum die Frage, wie kompatibel SNG mit dem Zielbild der Klimaneutralität ist. In den relevanten Energieszenarien sowie den Dokumenten der Bundesregierung besteht Konsens darüber, dass es dafür den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft braucht (Abbildung 1). Das wird mit einem fundamentalen Wandel der Gasinfrastruktur einhergehen. Um die Kosten der Transformation hierbei so gering wie möglich zu halten, sollte der Fokus auf einer Umrüstung möglichst vieler Methan-Fernleitungen zu einer hundertprozentigen Wasserstoffinfrastruktur liegen²² – im Rahmen dessen, was an Wasserstoffkapazitäten und -mengen für Klimaneutralität benötigt wird. Auf dieses Zielbild bezieht sich auch

22 FNB Gas (2020, 2023), European Hydrogen Backbone (2022).

die Bundesregierung in ihrer Fortschreibung der *Nationalen Wasserstoffstrategie*.²³

SNG beinhaltet insofern ein Transformationsrisiko, als Unternehmen kurzfristig in dezentrale CO₂-Abscheidung investieren könnten, um SNG in bestehenden Erdgas-Anwendungen zu nutzen, und dann mittelfristig einen Anreiz haben könnten, eine Umrüstung von Erdgas- zu Wasserstoffnetzen zu verzögern. Auch anderweitig besteht das Risiko, dass finanzielle und regulatorische Maßnahmen weniger zielgerichtet dem notwendigen Aufbau der Wasserstoffwirtschaft entsprechen.

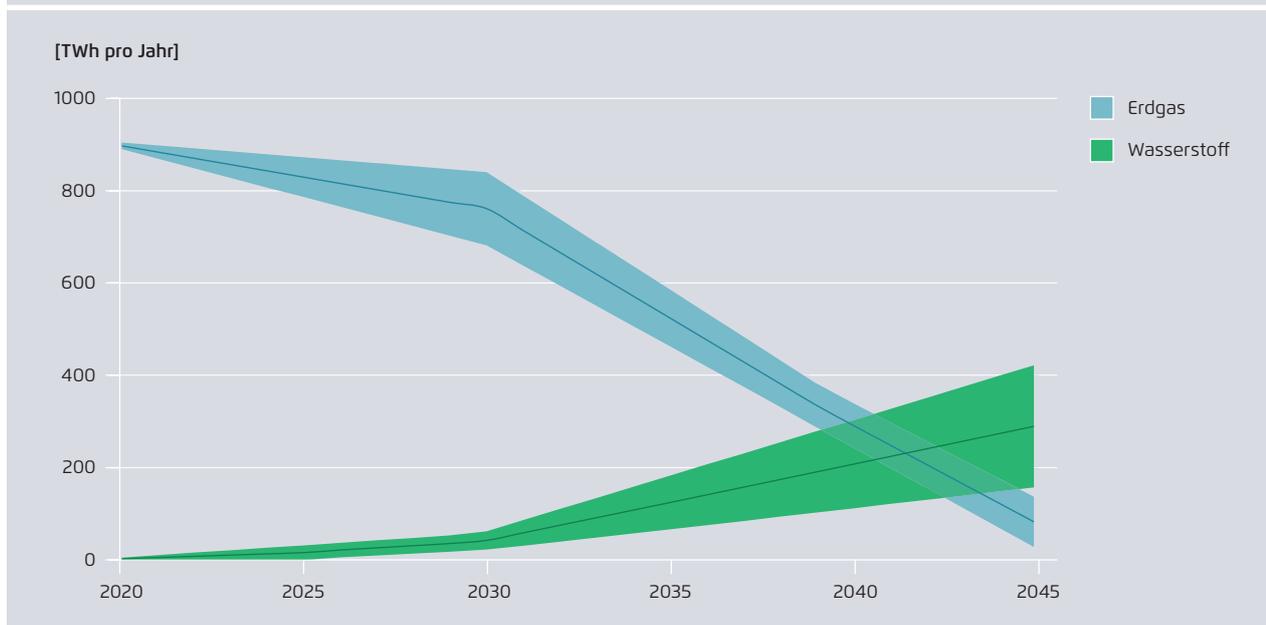
Infrastruktur-Priorität innerhalb Deutschlands: Wasserstoff-Fernleitungen

Innerhalb Deutschlands muss der Wasserstoff zu seinen jeweiligen Anwendungen gelangen. Von

23 Bundesregierung (2023).

Energetische Nachfrage nach Erdgas (inkl. Biogas) sowie Wasserstoff in Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland in TWh pro Jahr

Abbildung 1



Agora Energiewende (2023) mit Szenarien von Agora Energiewende (2021), Ariadne (2021), BDI (2021), BMWK (2022), dena (2021)

besonderer Bedeutung ist dabei mittelfristig²⁴ vor allem der Betrieb regelbarer Wasserstoffkraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Stromsektor, da hierzu elementarer Wasserstoff an unterschiedlichen Standorten benötigt wird. Diese müssen bedarfsgerecht beliefert werden und benötigen hierzu auch die Anbindung an ausreichend große Speicher. Vor diesem Hintergrund sollte der Fokus auf der Umrüstung zu und dem Bau von Wasserstoffpipelines innerhalb Deutschlands liegen.²⁵

Neue CO₂-Infrastruktur auf *No-regret-CCS*-Anwendungen konzentrieren

Eine wirtschaftliche Umsetzung des SNG-Konzepts mit nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf und dezentraler Nutzung erfordert für größere zu importierende Mengen²⁶ auch CO₂-Pipelines in Deutschland, um das an den industriellen Punktquellen und Kraftwerken abzuscheidende CO₂ zurück zum

Importhafen zu bringen. Von dort aus soll das CO₂ per Seeschiff zurück zum Exporthafen gelangen.

CO₂-Abscheidung und -Pipelines werden in Deutschland bisher allerdings primär für unvermeidbare Prozessemissionen der Zement- und Kalkproduktion diskutiert sowie für Emissionen aus der Abfallverbrennung, die dann mittels *Carbon Capture and Storage* dauerhaft geologisch gespeichert werden sollen oder – sofern es sich um biogenen oder atmosphärischen Kohlenstoff handelt – als Kohlenstoff-*Feedstock* für die Chemieindustrie dienen können (*Carbon Capture and Utilisation/CCU*).²⁷ Für diese *No-regret*-Anwendungen, die aus technischer Sicht unbedingt CO₂-Abscheidung benötigen, um klimaneutral zu werden, sollten CO₂-Pipelines priorisiert werden.

Hierzu braucht es eine strategische Planung, welche die Systementwicklungsstrategie²⁸ mit dem Ziel eines klimaneutralen Energiesystems 2045 mit anderen relevanten Strategien verzahnt: Der *Nationalen Kreislaufwirtschaftsstrategie* (NKWS), der *Nationalen Biomassestrategie* (NABIS), der *Langfriststrategie Negativemissionen* sowie – für die residualen Emissionen – der *Carbon-Management-Strategie*.

24 Das Ziel eines klimaneutralen Stromsektors 2035 erfordert 135 TWh Wasserstoff pro Jahr, die angesichts der oben beschriebenen Herausforderungen nicht rechtzeitig in ausreichendem Maße in Form von SNG bereitzustellen sein dürften (Agora Energiewende, Prognos, Consentec 2022).

25 Bundesregierung (2023a, b).

26 Wie ursprünglich vonseiten der Industrie geplant, vgl. Fußnote 17.

27 Agora Industrie (2023); Prognos (2022).

28 BMWK (2022).

Literaturverzeichnis

Acatech (2022): *Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse.* URL: <https://www.acatech.de/publikation/wasserstoff/>. *Sowie Materialien:* <https://www.acatech.de/publikation/wasserstoff-materialien/>

Agora Energiewende, AFRY Management Consulting (2021): *No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe.* URL: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/>

Agora Energiewende, Agora Industrie (2022): *12 Thesen zu Wasserstoff.* URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/12-thesen-zu-wasserstoff-publikation/>

Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): *Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann.* URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-stromsystem-2035/>

Agora Energiewende (2023): *Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilstetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation.* URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/ein-neuer-ordnungsrahmen-fuer-erdgasverteilstetze-1/>

Agora Energiewende, Fraunhofer IEG (2023): *Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland. Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie.* URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/roll-out-von-grosswaermepumpen-in-deutschland/>

Agora Industrie, FutureCamp (2022): *Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie.* URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/power-2-heat-1/>

Agora Industrie (2023): *Chemie im Wandel. Die drei Grundpfeiler für die Transformation chemischer Wertschöpfungsketten.* <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/chemie-im-wandel/>

Agora Industry, Wuppertal Institute (2023): *15 insights on the global steel transformation.* URL: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/15-insights-on-the-global-steel-transformation-1/>

BMWK (2022): *Die Systementwicklungsstrategie als Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem.* URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/ses-prozess-und-beteiligung.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Bundesregierung (2023a): *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. NWS 2023.* URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.html>

Bundesregierung (2023b): *Validierter Zwischenbericht über ein Konzept zum weiteren Aufbau des deutschen Wasserstoffnetzes.* URL: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/079/2007915.pdf>

EPRS / European Parliamentary Research Service (2022): *A Union certification framework for carbon removals.* URL: [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI\(2023\)739312](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI(2023)739312)

European Hydrogen Backbone (2022): *A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries.* URL: April 2022, <https://ehb.eu/page/publications>

FFE (2022): *Imports of green hydrogen and its derivatives to Germany in a climate neutral future. A meta-study.* URL: <https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2023/01/Imports-of-green-hydrogen.pdf>

FNB Gas (2020): *Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030.* URL: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_nep_gas_2020_de-1.pdf

FNB Gas (2023): *Wasserstoff-Kernnetz. 12. Juli 2023.* URL: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>

Hydrogen Insight (2022): *How many international clean-hydrogen offtake contracts have actually been signed?* URL: <https://www.hydrogeninsight.com/production/exclusive-how-many-international-clean-hydrogen-offtake-contracts-have-actually-been-signed-/2-1-1369233>

IEA (2019): *The future of hydrogen.* URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

IEA (2020): *Energy Technology Perspectives 2020.* URL: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>

IEA (2023): *Clean Energy Technology Guide.* URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>. Letzter Zugriff am: 11.05.2023

IRENA (2022): *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Technology Review of Hydrogen Carriers.* URL: <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II>

LNGPrime (2022): *TES inks German hydrogen pact with E.ON, 31 März 2022.* URL: <https://lngprime.com/contracts-and-tenders/tes-inks-german-hydrogen-pact-with-e-on/47344/>

Offshore Energy (2022): *Uniper and partners plan new import terminal for green gases in Wilhelmshaven. 23. Dezember 2022.* URL: <https://www.offshore->

[energy.biz/uniper-and-partners-plan-new-import-terminal-for-green-gases-in-wilhelmshaven/](https://www.offshore-energy.biz/uniper-and-partners-plan-new-import-terminal-for-green-gases-in-wilhelmshaven/)

Öko-Institut und Fraunhofer ISE (2022): *Durchbruch für die Wärmepumpe. Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.* URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/durchbruch-fuer-die-waermepumpe/>

Pahle et al. (2023): *The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road Towards Climate Neutrality.* URL: <https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4373443>.

Romm (2023): *Are carbon offsets unscalable, unjust, and unfixable—and a threat to the Paris Climate Agreement. Penn Center for Science, Sustainability, and the Media.* URL: <https://bpb-us-w2.wpmucdn.com/web.sas.upenn.edu/dist/0/896/files/2023/06/OffsetPaper7.0-6-27-23-FINAL2.pdf>

Prognos (2022): *Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien.* URL: <https://www.stiftung-klima.de/de/themen/klimaneutralitaet/szenarienvergleich/>

Prognos, Öko-Institut, IREES (2023): *Systemischer Vergleich verschiedener Wasserstofftransportrouten.* URL: <https://www.prognos.com/de/projekt/kosten-und-umweltwirkungen-import-wasserstoff>

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.* URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045-vollversion/>

PWC (2018): *Bridging the technological “valley of death”.* URL: <https://www.pwc.no/en/bridging-the-technological-valley-of-death.html>

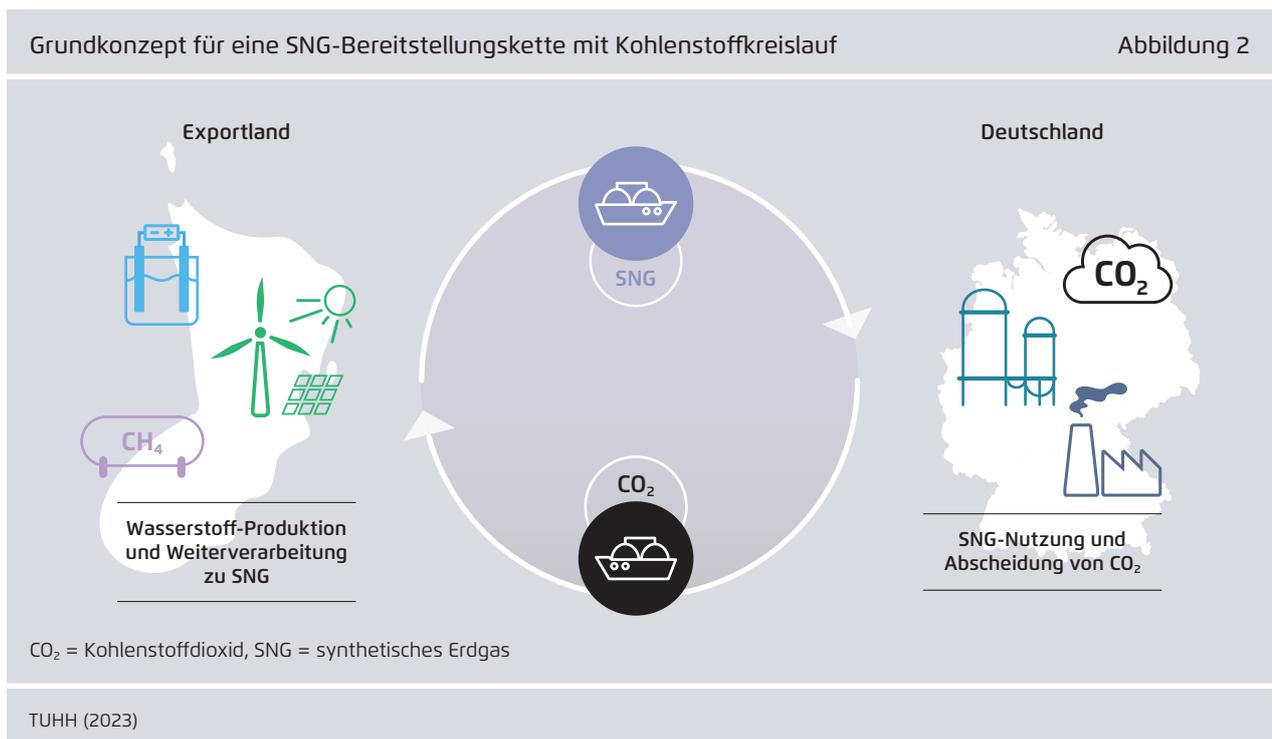
TES-H2 (2023): *Ziele.* URL: <https://tes-h2.com/de>, Zugriff am 4. August 2023

1 Hintergrund

Der Import erneuerbarer Energieträger wird sich aller Voraussicht nach in den kommenden Jahrzehnten zu einem integralen Bestandteil der zukünftigen, klimaneutralen Energieversorgung Deutschlands entwickeln. So wäre eine vollständig autarke Versorgung Deutschlands mit Erneuerbaren Energien zwar theoretisch möglich, erscheint jedoch vor dem Hintergrund der begrenzten nachhaltig nutzbaren Flächen und zunehmender Landnutzungskonflikte praktisch kaum realisierbar. Während ein Teil des zu importierenden Energiebedarfs vermutlich über ein leistungsfähiges und flexibles europäisches Stromnetz abgedeckt werden kann (zum Beispiel Import von Strom aus Wasserkraft aus Norwegen und Österreich oder Solarstrom aus Südeuropa), spricht aus heutiger Perspektive vieles dafür, dass der schiffsbasierte Import von energiereichen Molekülen auch in Zukunft zur Energieversorgung Deutschlands beitragen wird [1]. Über einen solchen Schiffstransport können perspektivisch auch bisher

weniger erschlossene Regionen mit großen Potenzialen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (zum Beispiel hohe Flächenverfügbarkeit und hohes Angebot an Wind- und/oder Solarenergie) bei einem entsprechenden Hafenzugang flexibel am globalen Energiemarkt partizipieren und zur Versorgung von Ländern mit hohem Energiebedarf und geringer Flächenverfügbarkeit beitragen.

Grüner Wasserstoff gilt aufgrund seiner sektorenübergreifenden Einsatzmöglichkeiten sowie der gegenüber elektrischer Energie vergleichsweise guten Speicher- und Transportierbarkeit als wichtiger Energieträger für eine erfolgreiche Defossilisierung des Energiesystems. Für den schiffsgebundenen Transport von Wasserstoff, der im Wesentlichen eine substanzielle Erhöhung der Energiedichte des Wasserstoffs voraussetzt, kommen zahlreiche Optionen infrage. Besonders aussichtsreich erscheint neben der Verflüssigung



des Wasserstoffs die Überführung in eine leichter zu transportierende chemische Verbindung. Hier sind insbesondere Ammoniak und Methanol von besonderem Interesse, da für diese Wasserstoffderivate neben der Wasserstoffrücklösung auch die Direktnutzung in einem breiten Anwendungsspektrum eine Möglichkeit darstellt. Darüber hinaus wird häufig auch die Bindung an ein organisches Trägermedium (*Liquid Organic Hydrogen Carrier* – LOHC) in Erwägung gezogen [2, 3].

Die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Wasserstoffbereitstellungspfade wurden in den vergangenen Jahren intensiv diskutiert. Eine Bereitstellungsoption, die dabei bislang nur selten berücksichtigt wurde, jüngst aber in den Fokus der öffentlichen Diskussion gerückt ist, sieht die Herstellung von synthetischem Erdgas (SNG) auf Basis von grünem Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid (CO₂) vor. Ein Industriekonzept sieht in diesem Kontext vor, den Import von SNG nach Deutschland und Europa durch den Aufbau eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs zu ergänzen.

Dabei soll das bei der SNG-Nutzung entstehende CO₂ abgeschieden und anschließend zum Ort der Energie- und Wasserstoffproduktion zurückgeführt werden. Dort steht das CO₂ erneut für die Herstellung von SNG zur Verfügung. Die Grundlagen dieses Konzepts sind in Abbildung 2 dargestellt.

Im Rahmen dieser Analyse soll der Import von SNG nach Deutschland bei gleichzeitigem Aufbau eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs analysiert und bewertet werden. Ein besonderer Fokus liegt auf der Eignung des Konzepts zur Wasserstoffbereitstellung. Dazu werden zunächst die technologischen Grundlagen der SNG-Bereitstellungskette und des Kohlenstoffkreislaufs sowie die infrastrukturellen Dimensionen einer möglichen Konzeptrealisierung dargelegt. Anschließend wird das SNG-basierte Wasserstoffbereitstellungskonzept mit anderen Bereitstellungsoptionen verglichen. Hierzu werden die energetische Effizienz, die zu erwartenden spezifischen Kosten sowie die Treibhausgasemissionen untersucht. Zuletzt werden Herausforderungen und mögliche Vorteile des Konzepts diskutiert.

2 Technische Grundlagen

Der Import von SNG im großtechnischen Maßstab einschließlich der Rückführung des CO₂ erfordert das Zusammenwirken einer Vielzahl verschiedener Komponenten. Abbildung 3 veranschaulicht den vereinfachten Aufbau einer solchen SNG-basierten Energiebereitstellungskette. Für die Nutzung des importierten SNGs sind drei Optionen von besonderem Interesse:

- Wasserstoffbereitstellung mittels autothermer Reformierung (ATR),
- SNG-Verstromung in *Oxyfuel*-Gaskraftwerken,
- Einspeisung von SNG in das Erdgasnetz zur Belieferung der Industrie.

Nachfolgend werden die für die Realisierung der Bereitstellungskette erforderlichen Technologien kurz vorgestellt. Dabei werden insbesondere der aktuelle Entwicklungsstand der jeweiligen Technologie sowie eine potenzielle Nutzung bereits heute vorhandener Infrastruktur diskutiert.

Methanisierung

Als katalytische Methanisierung wird die chemische Umwandlung von Wasserstoff zu Methan (CH₄) bezeichnet. Die Reaktion (Sabatier-Prozess) kann sowohl mit Kohlenstoffmonoxid (CO) als auch mit CO₂ erfolgen:



Die Methanisierungsreaktion ist ein stark exothermer Prozess; das heißt, ein Teil der im Wasserstoff gebundenen Energie wird nicht in das Methan überführt, sondern wird in Form von Abwärme frei [4].

Die Methansynthese auf Basis von CO ist ein etablierter Prozess und wird seit Jahrzehnten insbesondere zur Vergasung von Kohle im großindustriellen Maßstab eingesetzt. Die größten Anlagen dieser Art

erreichen Leistungen im Gigawattbereich. Die Methanisierung mit CO₂ hingegen wurde bislang lediglich im Pilot- und Demonstrationsmaßstab realisiert. Einzig im niedersächsischen Werlte läuft seit 2013 eine solche Anlage, die mit einer Leistung von rund 3,2 Megawatt (MW) bezogen auf den SNG-Output (~230 kg SNG/h) den erfolgreichen Einsatz der Technologie außerhalb der Forschung demonstriert [5].

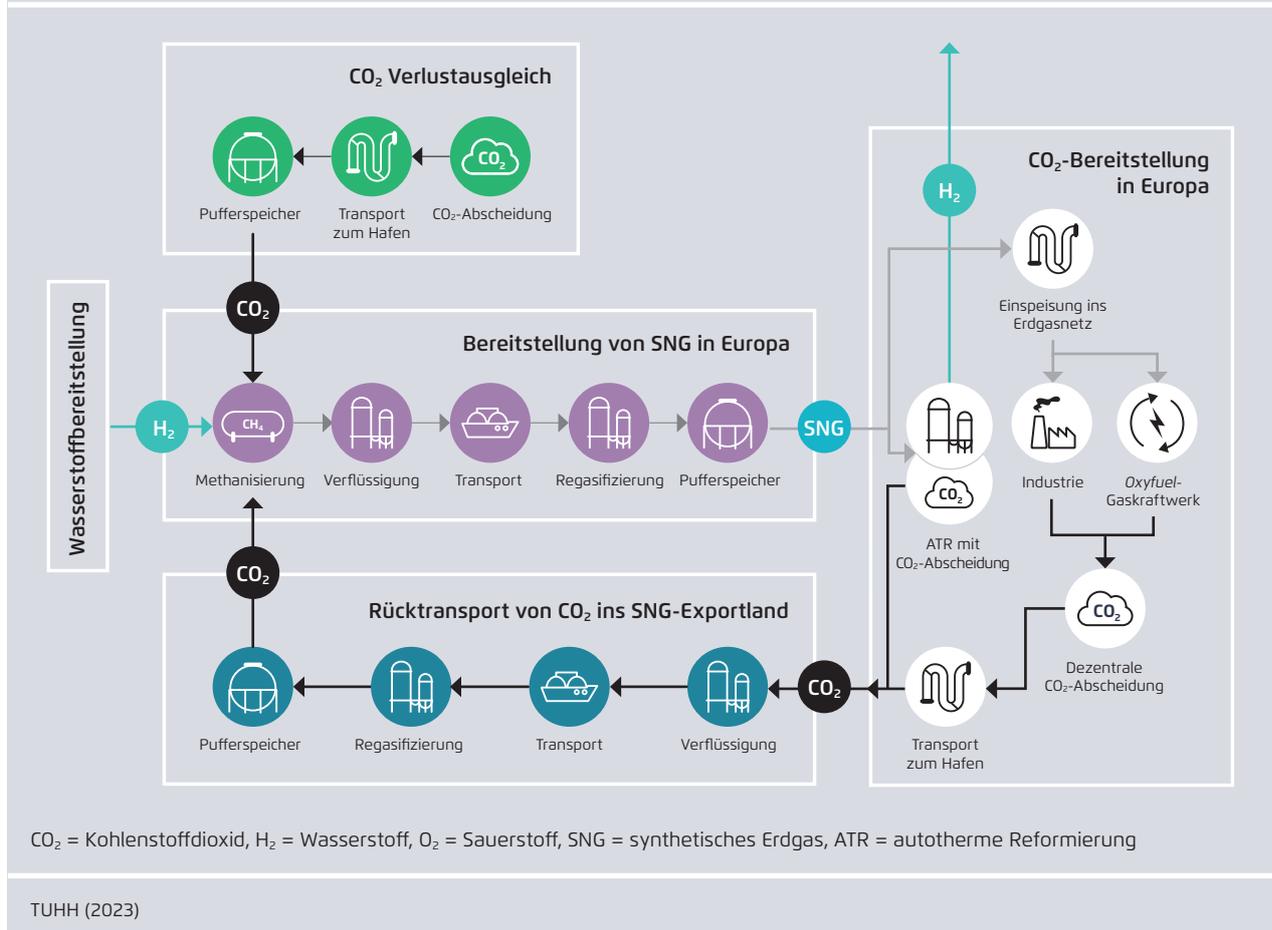
Für die weitere Hochskalierung der katalytischen Methanisierung müssen einige technische Herausforderungen gelöst werden. So stellt die Reaktion mit CO₂ beispielsweise hohe Anforderungen an das Wärmemanagement und damit einhergehend an das Reaktordesign. Zudem werden zur Gewährleistung hoher Umsetzungsraten optimierte Katalysatoren benötigt [4].

SNG-Transport

Im Rahmen eines Konzepts, das den internationalen Handel von SNG vorsieht, kann das erzeugte Gas in die konventionelle Infrastruktur für Flüssigerdgas (LNG – *Liquefied Natural Gas*) eingespeist werden. Eine solche Infrastruktur beinhaltet den Transport von der Methanisierung zum Exporthafen (zum Beispiel per Pipeline), die Verflüssigung, den Schiffstransport (LNG-Tanker), die Regasifizierung am Importhafen sowie, falls erforderlich, eine Speicherung des gasförmigen SNGs. Die genannten Komponenten werden seit Jahrzehnten für den interkontinentalen Transport von fossilem LNG genutzt und sind entsprechend in einem großtechnischen Maßstab erprobt. Die Nutzung der LNG-Infrastruktur für SNG ist grundsätzlich möglich, sofern diese bereits in dem SNG-Exportland vorhanden ist. Für eine Vielzahl von Ländern, die vielversprechend für die Produktion von grünem Wasserstoff, und damit potenziell auch für SNG, sind, gilt das nicht. Beispiele hierfür sind Marokko, Namibia, Chile und Brasilien [6, 7].

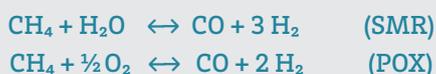
Komponenten einer SNG-Bereitstellungskette mit Kohlenstoffkreislauf und drei Nutzungspfaden

Abbildung 3



Autotherme Reformierung mit CO₂-Abscheidung

Bei der autothermen Reformierung (ATR) handelt es sich um ein Verfahren zur Umwandlung von Kohlenwasserstoffen in ein wasserstoffhaltiges Synthesegas. Dabei wird die endotherme Dampfreformierung (SMR) mit der exothermen partiellen Oxidation (POX) so kombiniert, dass die Reformierung adiabatisch (wärmedicht) betrieben werden kann und somit keine Wärme extern zugeführt werden muss [8].



Wenn die ATR zur Bereitstellung von Wasserstoff eingesetzt wird, kann das entstehende CO mit

Wasserdampf in einer Wassergas-Shift-Reaktion zu CO₂ und Wasserstoff umgesetzt werden, wodurch die Wasserstoffausbeute erhöht wird [9].



Im Hinblick auf ein SNG-basiertes Wasserstoffbereitstellungskonzept zeichnet sich die ATR gegenüber der herkömmlichen Dampfreformierung von Erdgas (SMR) dadurch aus, dass keine externe Beheizung erforderlich ist und das CO₂ dementsprechend ausschließlich im Reaktor entsteht. Infolgedessen lassen sich mit der ATR deutlich höhere CO₂-Abscheideraten erzielen. Darüber hinaus können Verluste durch Wärmetransportlimitierungen vermieden werden, die bei einer

externen Befeuerung zu beachten wären [9]. Allerdings erfordert die Bereitstellung des reinen Sauerstoffs, der benötigt wird, um eine aufwendige Abtrennung von Stickstoff aus dem Synthesegas zu vermeiden, zusätzliche Energie. Für die zur Wasserstoffbereitstellung erforderliche Trennung und Aufreinigung der Produktgase (Wasserstoff und CO₂) kann beispielsweise eine Kombination aus einer Aminwäsche und einer Druckwechsel-Adsorption eingesetzt werden [10].

Großskalige Anlagen, die die ATR-Technologie nutzen, werden heute in der Herstellung von Methanol und Ammoniak sowie in Fischer-Tropsch-basierten *Gas-to-Liquids*-Prozessen (GtL) eingesetzt. Allerdings sind alle bestehenden Anlagen für die Bereitstellung von Synthesegas ausgelegt; für eine Wasserstoffbereitstellung mittels ATR einschließlich einer CO₂-Abscheidung existieren bislang noch keine großtechnischen Erfahrungen [9].

Oxyfuel-Gaskraftwerk mit CO₂-Abscheidung

Soll das importierte SNG zur Erzeugung von elektrischer Energie genutzt werden, wird eine Technologie benötigt, die neben der effizienten Energiewandlung auch die effiziente Abscheidung von CO₂ ermöglicht. Anders als Abscheideverfahren, die sich auf eine Nachbehandlung der Verbrennungsgase konzentrieren (*Post-Combustion*), zielt die *Oxyfuel*-Technologie auf eine Modifizierung des Verbrennungsprozesses ab. Im Gegensatz zu herkömmlichen Kraftwerken, bei denen die Verbrennung mit Luft stattfindet, wird beim *Oxyfuel*-Verfahren reiner Sauerstoff verwendet. Dies führt zu einem entsprechend höheren CO₂-Gehalt in einem nahezu stickstofffreien Abgas. Neben CO₂ ist lediglich Wasserdampf der einzige wesentliche Bestandteil des Abgases. Ähnlich wie bei der ATR muss auch bei der Bewertung des *Oxyfuel*-Verfahrens der Energieaufwand für die Sauerstoffbereitstellung berücksichtigt werden [11, 12].

Das *Oxyfuel*-Verfahren wurde in der Vergangenheit insbesondere im Kontext der Abscheidung und dauerhaften, untertägigen Speicherung von CO₂ (*Carbon Capture and Storage – CCS*) intensiv disku-

tiert. Im Rahmen erster Pilotvorhaben konnte das Verfahren in der Praxis demonstriert werden. Dabei erfolgt die Erprobung in einem großtechnischen Maßstab bislang ausschließlich für Kohlekraftwerke [11]. Die technologischen Kennzahlen für *Oxyfuel*-Gaskraftwerke sind daher noch mit einigen Unsicherheiten verbunden; es dürfte jedoch davon auszugehen sein, dass *Oxyfuel*-Gaskraftwerke nahezu emissionsfrei betrieben werden können. Entsprechend wäre aus technischer Sicht eine vollständige Rückgewinnung des im SNG enthaltenen Kohlenstoffs möglich [12]. Ein solcher emissionsfreier Betrieb von Gaskraftwerken geht jedoch mit einem reduzierten energetischen Wirkungsgrad einher. So wird bei Anwendung des *Oxyfuel*-Verfahrens mit einem Wirkungsgradverlust von acht bis zehn Prozentpunkten gegenüber konventionellen Gaskraftwerken gerechnet [13].

Eine Umrüstung bestehender Gaskraftwerke und der Turbinen auf einen Betrieb mit reinem Sauerstoff anstatt mit Luft ist zwar theoretisch möglich, allerdings technisch herausfordernd; beispielsweise weichen die Anforderungen an den *Oxyfuel*-Kreislauf deutlich von klassischen Gasturbinen-Kreisläufen ab. Daher dürften *Oxyfuel*-Gaskraftwerke mit neuen, optimierten Zyklen und entsprechend speziell konstruierten Kraftwerksstrukturen arbeiten [11, 14]. Dies bestätigen auch aktuelle Vorhaben zum Einsatz dieser Technologie im großtechnischen Maßstab. Beispielsweise soll das weltweit erste kommerzielle *Oxyfuel*-Gaskraftwerk, dessen Inbetriebnahme derzeit für das Jahr 2026 geplant ist, mit dem *Allam-Cycle* arbeiten. Dieser Kreisprozess zeichnet sich unter anderem dadurch aus, dass die zum Einsatz kommenden Turbinen speziell für einen Betrieb mit unter Druck stehendem CO₂ ausgelegt sind [15, 16].

CO₂-Transport, national

Wird das SNG nicht in unmittelbarer Nähe des Importhafens genutzt, sondern zuvor über das nationale Erdgasnetz verteilt, ist es erforderlich, das abgeschiedene CO₂ zum SNG-Importhafen zurückzutransportieren. Für einen solchen Rücktransport

kommen in Abhängigkeit der CO₂-Menge und des Realisierungszeitraums verschiedene Transportmittel infrage:

- Lkw-Trailer,
- Eisenbahn-Kesselwagen,
- Binnenschiffe,
- Pipelines.

Dabei ist der CO₂-Transport per Pipeline für jährliche Transportmengen von 70 Megatonnen (Mt) und mehr sinnvoll [17]. Alle genannten Optionen werden bereits heute für den CO₂-Transport eingesetzt und sind somit Stand der Technik. Beispielsweise werden in den USA seit mehr als 50 Jahren Pipelines betrieben – vornehmlich für die Belieferung von Erdölförderstätten mit CO₂. Die längste derzeit genutzte CO₂-Pipeline hat eine Länge von circa 800 Kilometern (km). Während das CO₂ für einen Transport per Lkw-Trailer, Kesselwagen oder Binnenschiff in der Regel verflüssigt wird, arbeiten die meisten Pipelines mit CO₂ im überkritischen Zustand; das CO₂ weist hier Eigenschaften auf, die zwischen denen von Gasen und Flüssigkeiten liegen [18].

Die derzeit in Deutschland vorhandene CO₂-Infrastruktur ist lediglich geringfügig ausgeprägt und bisher nur für die Bereitstellung von Kleinstmengen geeignet. Für den Transport der Mengen, die im Rahmen des diskutierten Rückführungskonzepts anfallen würden, wäre aller Voraussicht nach eine stark erweiterte Transport- und Speicherinfrastruktur erforderlich (siehe Kapitel 3).

CO₂-Transport, international (Schiff, Zwischenspeicherung)

Da die gravimetrische Dichte von CO₂ durch eine Verflüssigung circa um den Faktor 600 erhöht wird, erfolgt der Transport per Schiff aus ökonomischen Gründen in der Regel im flüssigen Zustand. Für die Verflüssigung von CO₂ kommen verschiedene Kombinationen aus Druck und Temperatur infrage. Dabei muss – anders als bei Methan, wo eine Verflüssigung auch ausschließlich über das Auf-

bringen tiefer Temperaturen möglich ist – der Druck immer über 5,18 bar liegen, da bei niedrigeren Drücken ein Übergang in die feste Phase stattfinden würde [19–21]. Daher kommen für den Transport von flüssigem CO₂ nur isolierte Drucktanks infrage, die einerseits einen Wärmeeintritt weitestgehend vermeiden und andererseits mit Druck beaufschlagt werden können (*semi-refrigerated tanks*) [17].

Gegenwärtig werden CO₂-Transportschiffe primär von der Lebensmittelindustrie eingesetzt und erreichen maximale Kapazitäten von 1.800 Tonnen (t) CO₂ [22]. Die Tanksysteme dieser Schiffe halten das CO₂ bei vergleichsweise hohen Drücken (16 bis 21 bar) und Temperaturen zwischen -22 und -30 °C im flüssigen Zustand [23, 24]. Für einen zukünftigen CO₂-Transport im Kontext industrieller Kohlenstoffkreisläufe werden voraussichtlich Schiffe mit einer vielfach höheren Kapazität benötigt. Gleiches gilt für den Aufbau von Transportketten zur dauerhaften, untertätigen Speicherung von CO₂. Im Hinblick auf solche großskaligen CO₂-Tanker sind die Kernaussagen in der Literatur dahingehend weitestgehend konsistent, dass optimale Transportbedingungen möglichst nahe am Tripelpunkt von CO₂ (5,18 bar und -50 °C) liegen [17].

Eine Umwidmung bestehender Autogas- (LPG: *Liquidified Petroleum Gas*) und Ethylen-Tanker auf CO₂ ist theoretisch denkbar, da auch hier Tanksysteme zum Einsatz kommen, die sowohl mit niedrigen Temperaturen als auch mit hohen Drücken arbeiten [25]. Aufgrund der aktuell begrenzten weltweit verfügbaren Gesamtkapazität ist allerdings unklar, in welchem Umfang diese Schiffe für eine Umwidmung zur Verfügung stünden. Potenziell müsste daher der Großteil der für die Realisierung eines Kohlenstoffkreislaufs im Kontext eines SNG-Imports benötigten CO₂-Tanker neu gebaut werden.

CO₂-Bereitstellung zum Ausgleich von Kohlenstoffverlusten

Aus heutiger Perspektive ist es äußerst unwahrscheinlich, dass bei einer Umsetzung des diskutierten

Konzepts ein vollständig geschlossener Kohlenstoffkreislauf realisiert werden kann. Vielmehr erscheint es wahrscheinlich, dass sowohl im Kontext der SNG-Bereitstellungskette (Verflüssigung, Transport, Regasifizierung) als auch bei der Abscheidung und Rückführung des CO₂ geringe Gasverluste auftreten werden. Diese Kohlenstoffverluste müssen kompensiert werden – einerseits vor dem Hintergrund der resultierenden Klimawirkung und andererseits zur Aufrechterhaltung der bereitzustellenden Energiemenge.

Um eine (nahezu) treibhausgasneutrale Energiebereitstellung zu ermöglichen, ist es zwingend erforderlich, die Verluste durch nicht fossilen Kohlenstoff zu kompensieren. Für diesen Verlustausgleich kommen verschiedene Optionen infrage:

- Einspeisung von Biomethan in die SNG-Bereitstellungskette,
- Einspeisung von biogenem CO₂ in die CO₂-Rückführung,
- Einspeisung von atmosphärischem CO₂ in die CO₂-Rückführung.

Die mittel- bis langfristige Verfügbarkeit von nachhaltig bereitgestellter Biomasse ist derzeit unklar. So wird erwartet, dass insbesondere Sektoren, in denen kohlenstoffhaltige Energieträger oder Grundstoffe zwingend benötigt werden, verstärkt auf Biomasse zurückgreifen werden, um die notwendige Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen zu realisieren und gleichzeitig eine nachhaltige Kohlenstoffquelle zu erschließen. Beispiele für solche Sektoren sind der Luftverkehr (kohlenstoffhaltige Kraftstoffe) und die Kunststoffindustrie (Kohlenstoff als Grundstoff) [26]. Der Einsatz von atmosphärischem CO₂ ist daher die einzige Option, die in allen möglichen Szenarien langfristig verfügbar ist, um unvermeidbare Kohlenstoffverluste auf potenziell nachhaltige und treibhausgasneutrale Art und Weise auszugleichen.

Mithilfe der *Direct-Air-Capture*-Technologie (DAC) kann CO₂ aus der Atmosphäre abgeschieden werden.

Dabei wird die Umgebungsluft durch eine Absorptionseinheit geführt, die das CO₂ bindet. Sobald das Absorptionsmittel gesättigt ist, wird das CO₂ mittels Wärmezufuhr in einem Regenerationsprozess rückgelöst und steht als Reinstrom zur Verfügung. Derzeit existieren verschiedene DAC-Verfahren, die sich insbesondere im Hinblick auf die eingesetzten Sorptionsmittel, das für die Desorption erforderliche Temperaturniveau (Unterteilung in Hoch- und Niedertemperaturverfahren) und die Prozessführung unterscheiden [27].

Die DAC-Technologie ist grundsätzlich schon heute verfügbar, weist jedoch einen sehr hohen Energiebedarf (elektrisch und insbesondere thermisch) sowie einen erheblichen Platzbedarf auf. Erste DAC-Anlagen wurden in den vergangenen Jahren beispielsweise in Island, Kanada und der Schweiz errichtet. Die maximale Kapazität einer derartigen Anlage liegt bisher bei rund 4.000 t CO₂/a [28, 29].

Für die Bereitstellung systemisch relevanter CO₂-Mengen mittels DAC ist neben einer technologischen Weiterentwicklung zur Reduktion von Energiebedarf und Investitionskosten auch eine deutliche Skalierung der Anlagen erforderlich.

Zusammenfassung

Abbildung 4 fasst die wesentlichen Erkenntnisse dieses Kapitels zusammen. Ergänzend ist der Technologiereifegrad der einzelnen Komponenten der Bereitstellungskette dargestellt. Es wird deutlich, dass eine mögliche Konzeptrealisierung nur in Teilen auf bereits vorhandener Infrastruktur basieren kann. Neben der konventionellen LNG-Infrastruktur können potenziell auch Teile der in Deutschland existierenden Erdgasinfrastruktur für die Belieferung von *Oxyfuel*-Gaskraftwerken sowie von Industriestandorten mit SNG genutzt werden (blaue Markierung in Abbildung 4). Für alle anderen Komponenten müssen die erforderlichen Anlagen beziehungsweise Transportmittel höchstwahrscheinlich neu errichtet werden. Dabei ist davon auszugehen, dass Speicher und Pipelines für SNG und CO₂ aus technischer Sicht

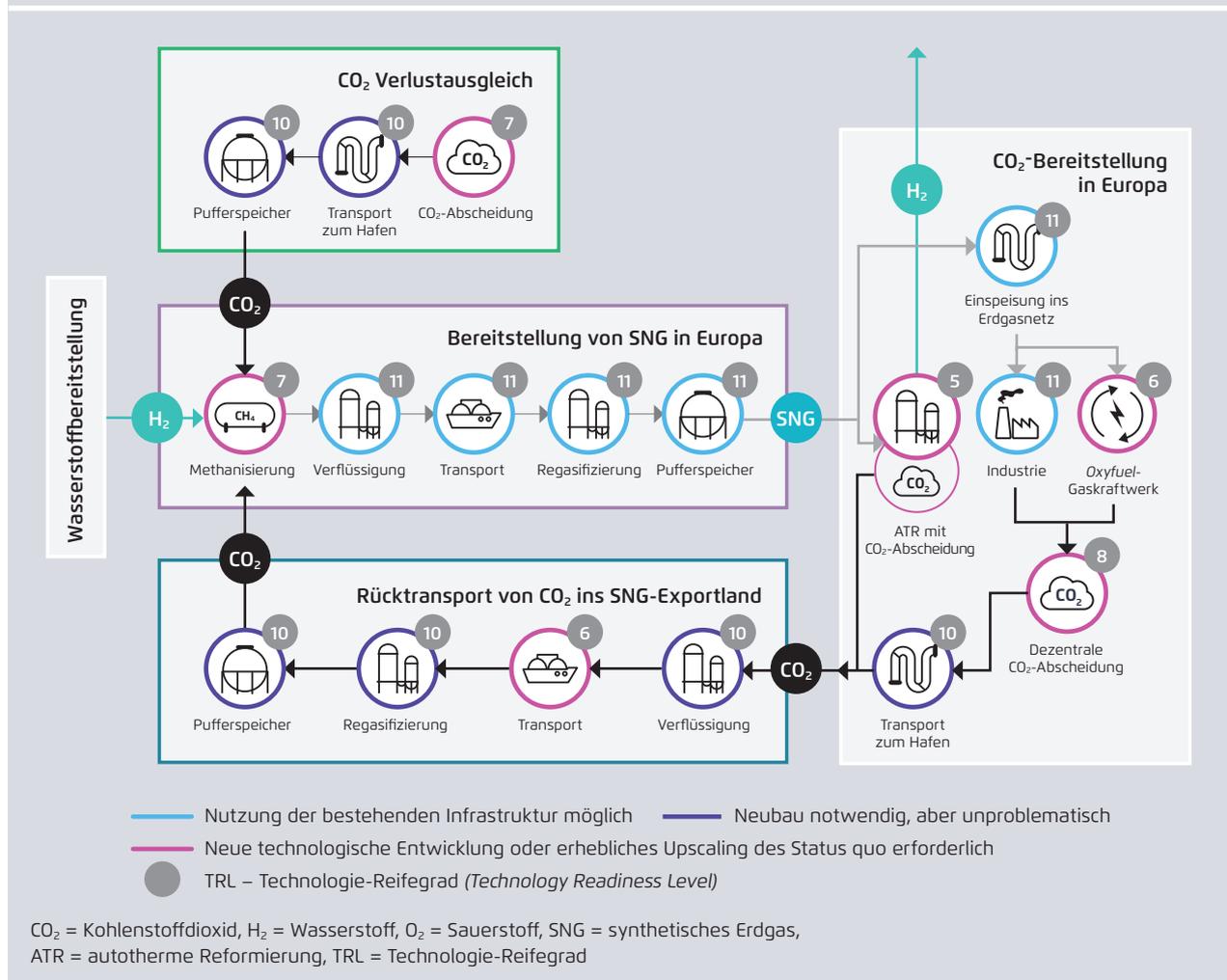
problemlos gebaut werden können. Gleiches gilt für Anlagen zur Verflüssigung und Regasifizierung der Gase (lila Markierung).

Weniger trivial erscheint vor dem Hintergrund ihrer aktuellen technologischen Reife die Realisierung der übrigen Komponenten (rosa Markierung). So müssen die derzeit existierenden Lösungen für den schiffsgebundenen CO₂-Transport und die

katalytische Methanisierung von Wasserstoff mit CO₂ voraussichtlich erheblich hochskaliert werden, damit das diskutierte Konzept im industriellen Maßstab realisiert werden kann. Die ATR zur Bereitstellung von Wasserstoff und CO₂ wurde ebenso wie die großskalige Oxyfuel-Verbrennung von Erdgas bislang noch nicht umgesetzt. Zwar scheint eine zeitnahe Realisierung ausgehend von ähnlichen Pilotprojekten (Oxyfuel-Verbrennung in

Komponenten einer SNG-Bereitstellungskette mit Kohlenstoffkreislauf und drei Nutzungspfaden – Bewertung einer zeitnahen Umsetzung

Abbildung 4



TUHH (2023). Die Einschätzung der TRLs erfolgt auf Basis des ETP Clean Energy Technology Guides der IEA [30].
 TRL-Skala: 5 – Großprototyp, 6 – Vollständiger Prototyp im kommerziell relevanten Maßstab, 7 – Vorkommerzielle Demonstration, 8 – Erste kommerzielle Umsetzung, 9 – Kommerzieller Betrieb in relevanter Umgebung, 10 – Großskalige Integration benötigt, 11 – Stabilitätsnachweis erbracht

Kohlekraftwerken) beziehungsweise existierenden Anlagen in anderen Anwendungsfällen (ATR in der Methanolherstellung) grundsätzlich möglich, jedoch können die dabei möglicherweise auftretende Herausforderungen an dieser Stelle nicht abschließend beurteilt werden.

Zudem ist mit Blick auf die CO₂-Bereitstellung zum Ausgleich von unvermeidbaren Kohlenstoffverlusten unklar, ob die DAC-Technologie so weiterentwickelt werden kann, dass ein großskaliger Einsatz im kommerziellen Umfeld möglich wird.

3 Infrastrukturelle Dimensionen – beispielhaftes Realisierungsszenario

Auf Basis der in Kapitel 2 vorgenommenen technologischen Einordnung einer SNG-basierten Energiebereitstellungskette sollen im Folgenden ergänzend die infrastrukturellen Dimensionen einer möglichen Konzeptrealisierung skizziert werden. Die erforderliche Infrastruktur kann unterteilt werden in einen internationalen Teil, der die SNG-Bereitstellung (Wasserstoffherzeugung und Methanisierung) sowie den Gasaustausch (SNG und CO₂) zwischen den energieexportierenden Ländern und Deutschland umfasst, und einen nationalen Teil, der bei dezentraler SNG-Nutzung für den Rücktransport des abgeschiedenen CO₂ zum SNG-Importhafen benötigt wird. Entsprechend wird in Abschnitt 3.1 zunächst der Aufbau der erforderlichen internationalen Infrastruktur diskutiert. In Abschnitt 3.2 wird die notwendige nationale CO₂-Transportinfrastruktur skizziert. Für beide Infrastrukturteile wird ein beispielhaftes Szenario mit den folgenden Randbedingungen definiert:

- SNG-Import nach Wilhelmshaven (Deutschland) über 5.700 Seemeilen (rund 10.500 Kilometer)
- Bereitstellung von 75 TWh_{LHV} SNG pro Jahr²⁹ – entspricht energetisch rund neun Prozent des derzeitigen Erdgasverbrauchs in Deutschland [31]
- Eingesetzte LNG-Tanker haben eine Kapazität von 170.000 m³ – das entspricht der durchschnittlichen Kapazität der aktuell global eingesetzten Flotte [2].
- Eingesetzte CO₂-Tanker haben eine Kapazität von 91.000 m³ – das entspricht dem größten bislang in der Literatur diskutierten Konzept für CO₂-Tanker [20].
- Importierte SNG-Menge wird zu je einem Drittel für die Wasserstoffbereitstellung mittels ATR, zur

Stromerzeugung mittels *Oxyfuel*-Verbrennung und für die Versorgung von Industriestandorten genutzt.

- CO₂-Abscheiderate:
 - an der ATR = 94 Prozent [10, 32, 33];
 - am *Oxyfuel*-Gaskraftwerk = 100 Prozent [13];
 - am Industriestandort = 80 Prozent
- jährliche Volllaststunden:
 - Elektrolyse = 3.000 h/a;
 - ATR und Methanisierung = 8.000 h/a [34];
 - *Oxyfuel*-Gaskraftwerk = 2.500 h/a [35]
- energetischer Wirkungsgrad
 - Oxyfuel*-Gaskraftwerk = 52 Prozent [13, 15]
- Wirkungsgrad der Wasserstoffbereitstellung (Elektrolyse, Verdichtung und Speicherung) = 67 Prozent [34, 36, 37]
- weitere Annahmen (zum Beispiel Geschwindigkeit der Schiffe, Umwandlungseffizienzen der ATR und der Methanisierung, Kapazitäten der Verkehrsträger für inländischen CO₂-Transport) zeigen die Tabellen 5 bis 10.

3.1 Internationale Infrastruktur für eine SNG-Bereitstellung mit Kohlenstoffkreislauf

Abbildung 5 verdeutlicht die Dimensionen des beschriebenen Bereitstellungsszenarios im Hinblick auf die zu transportierenden Stoffströme, die erforderlichen Kapazitäten der wesentlichen Anlagen und die Anzahl der einzusetzenden Schiffe. Eine besonders große Diskrepanz zwischen benötigter Kapazität und dem aktuellen Status quo ergibt sich demnach für die Methanisierung. So müssen für die Bereitstellung von 75 TWh_{LHV} SNG in Deutschland im Exportland Methanisierungsanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 10 GW (in Bezug auf den unteren Heizwert, LHV, des erzeugten SNGs) aufgebaut werden. Das entspricht mehr

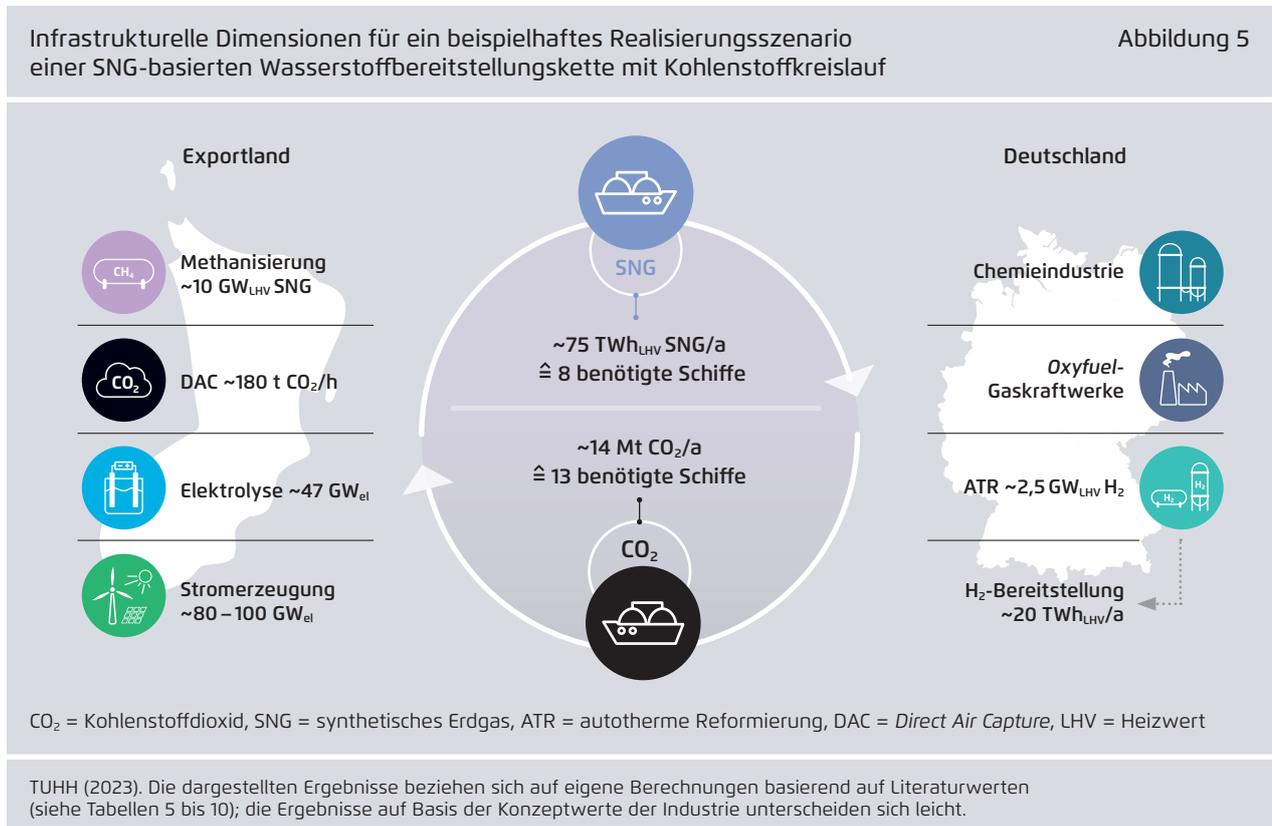
29 <https://www.offshore-energy.biz/uniper-and-partners-plan-new-import-terminal-for-green-gases-in-wilhelmshaven/>

als dem Dreitausendfachen der Leistung der Referenzanlage (Kapitel 2).

Die Anzahl der benötigten Schiffe ist stark von der Distanz zwischen Export- und Importhafen sowie der spezifischen Transportkapazität eines Schiffes abhängig. Insbesondere die zeitnah realisierbare Größe von CO₂-Tankern kann auf Basis der verfügbaren Quellen schwer abgeschätzt werden. Abbildung 5 zeigt allerdings, dass selbst dann, wenn das ambitionier- teste, bislang in der Literatur diskutierte Konzept für CO₂-Tanker umgesetzt werden könnte (91.000 m³) [20], insgesamt 13 solcher Schiffe benötigt würden, um im skizzierten Szenario jährlich 75 TWh_{LHV} SNG in Deutschland bereitzustellen.

Eine weitere Herausforderung stellt der Ausgleich der Kohlenstoffverluste mittels des DAC-Verfahrens dar. So müssten bei einer kombinierten CO₂-Abscheiderate von 90 Prozent rund 1,5

Megatonnen CO₂/a bereitgestellt werden. Bei vollständiger Auslastung der DAC-Anlagen wäre hierfür eine Gesamtleistung im Bereich von 180 t CO₂/h erforderlich; was einer Erhöhung des aktuellen weltweiten Anlagenbestands um etwa den Faktor 600 entspricht [28]. Könnte in Summe eine CO₂-Abscheiderate von 98 Prozent realisiert werden, würde sich die benötigte DAC-Leistung deutlich auf rund 60 t CO₂/h reduzieren; sie läge allerdings immer noch um ein Vielfaches über der derzeit installierten Kapazität. Zudem ist fraglich, ob sehr hohe CO₂-Abscheideraten von über 95 Prozent in der Praxis überhaupt möglich sind. Insbesondere bei Belieferung der chemischen Industrie ist davon auszugehen, dass ein relevanter Anteil des im SNG gebundenen Kohlenstoffs in die Produkte übergeht und nicht für eine unmittelbare CO₂-Abscheidung am Anlagenstandort zur Verfügung steht.



3.2 Verkehrsleistung in Deutschland durch einen CO₂-Rücktransport zum Hafen

Das nach Deutschland transportierte SNG kann entweder direkt am Importhafen genutzt oder über das vorhandene Erdgasnetz verteilt werden. Während sich für den Nutzungspfad „Wasserstoffbereitstellung mittels ATR“ ein zentraler Ansatz in unmittelbarer Hafennähe anbietet, ist davon auszugehen, dass sich die zu beliefernden *Oxyfuel*-Gaskraftwerke und Industriestandorte über Deutschland beziehungsweise sogar über Europa verteilen würden. Für den Rücktransport des CO₂ kommen prinzipiell die bereits in Abschnitt 2 aufgeführten Möglichkeiten infrage:

- Lkw-Trailer,
- Eisenbahn-Kesselwagen,

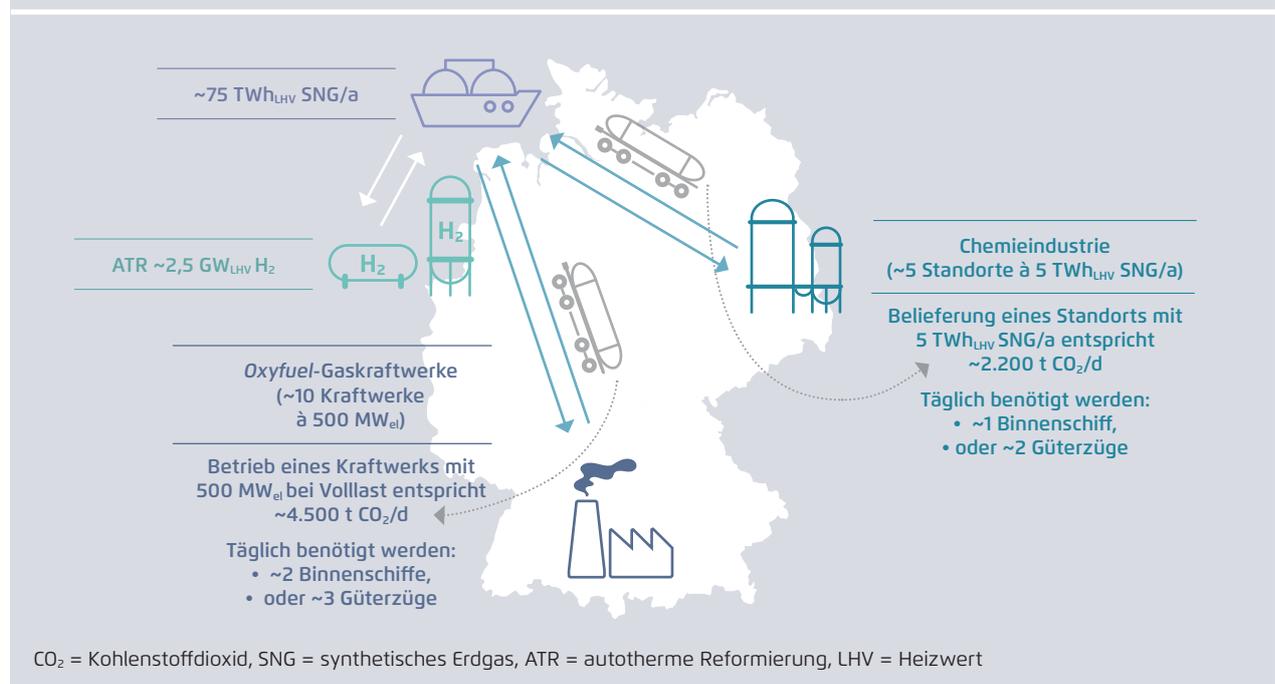
- Binnenschiffe,
- Pipelines.

Abbildung 6 veranschaulicht die Dimensionen des CO₂-Rücktransports und die damit einhergehende Verkehrsleistung im skizzierten Szenario. Der CO₂-Transport per Pipeline wird nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass diese Option frühestens mittelfristig (Zeithorizont nach 2030) zur Verfügung stünde.

Oxyfuel-Gaskraftwerke können in einem nahezu treibhausgasneutralen Stromsystem perspektivisch die fluktuierende Elektrizitätsbereitstellung aus Wind- und Solarenergie ergänzen und eine flexibel abrufbare Erzeugungsleistung bereitstellen. Die jährlichen Volllaststunden der Gaskraftwerke wären in einem solchen Szenario voraussichtlich relativ gering (siehe Annahmen). Die aus dem CO₂-Rück-

Verkehrsleistung in Deutschland durch einen CO₂-Rücktransport zum Hafen für ein beispielhaftes Realisierungsszenario einer SNG-basierten Wasserstoffbereitstellungskette mit Kohlenstoffkreislauf

Abbildung 6



TUHH (2023). Die dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf eine Berechnungen basierend auf Literaturwerten (siehe Tabellen 3–9); die Ergebnisse auf Basis der Konzeptwerte der Industrie unterscheiden sich leicht.

transport resultierende maximale Verkehrsleistung würde allerdings maßgeblich durch den Betrieb unter Vollast bestimmt werden, welcher insbesondere für Tage ohne nennenswerte Stromerzeugung aus Windkraft- und Solaranlagen anzunehmen ist. Die in Abbildung 6 für das *Oxyfuel*-Gaskraftwerk dargestellten Zahlen beziehen sich entsprechend auf einen 24-stündigen Betrieb eines solchen Kraftwerks unter Vollast. Zum Abtransport der maximal anfallenden CO₂-Menge wären etwa zwei Binnenschiffe oder drei

Güterzüge erforderlich. Alternativ könnten auch rund 150 Lkw eingesetzt werden (siehe Tabelle 4). Ausgehend von 2.500 Volllaststunden pro Jahr ließen sich mit 25 TWh_{LHV} SNG rund zehn *Oxyfuel*-Gaskraftwerke mit einer durchschnittlichen elektrischen Leistung von 500 Megawatt betreiben. Für Industriestandorte ist hingegen mit einer kontinuierlicheren SNG-Nachfrage zu rechnen, sodass hier auch das abzutransportierende CO₂ gleichmäßiger anfallen würde.

4 Technische, ökonomische und ökologische Bewertung

Nachfolgend wird der Import von SNG unter Berücksichtigung eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs anhand technischer, ökonomischer und ökologischer Kriterien bewertet. Die Bewertung beinhaltet den Vergleich des SNG-basierten Importkonzepts mit anderen, alternativen Optionen für den Import grüner Energie per Schiff. Um die Vergleichbarkeit der verschiedenen Energieimportoptionen zu gewährleisten, wird ausschließlich die Bereitstellung von Wasserstoff berücksichtigt, das heißt, die gegebenenfalls mögliche Nutzung des jeweiligen Energievektors als Endenergieträger wird vernachlässigt. Es werden die nachfolgend aufgeführten Optionen betrachtet:

- Flüssigwasserstoff (LH₂),
- Ammoniak (NH₃),
- flüssige organische Wasserstoffträger (*Liquid Organic Hydrogen Carrier* – LOHC),
- Methanol (CH₃OH).

Als weitere denkbare Alternative wird zudem eine SNG-basierte Bereitstellung ohne Kohlenstoffkreislauf (*Lokale DAC*) berücksichtigt. In diesem Fall wird das benötigte CO₂ vollständig über die DAC-Technologie bereitgestellt. Das bei der Wasserstoffrückumwandlung anfallende CO₂ wird nicht abgeschieden. Auch für die Methanol-basierte Wasserstoffbereitstellung wird jeweils eine Variante mit und ohne CO₂-Kreislauf in den Vergleich einbezogen.

Bei den Bereitstellungsketten, die auf Ammoniak, Methanol und LOHCs basieren, wird eine zusätzliche Differenzierung vorgenommen. In allen Fällen wird für die Rücklösung des Wasserstoffs aus dem Trägerstoff thermische Energie benötigt. Für die Bewertung der entsprechenden Pfade werden jeweils zwei Möglichkeiten der Wärmebereitstellung betrachtet. Der Fall „*Externe Wärme*“ unterstellt die Nutzung extern zugeführter Energie (zum

Beispiel in Form von lokal verfügbarer Abwärme). Im Szenario „*Interne Wärme*“ wird ein Teil der im Derivat in Form von Wasserstoff gespeicherten Energie genutzt, um die erforderliche thermische Energie bereitzustellen.

Um möglichst viele Aspekte der gegenwärtigen öffentlichen Diskussion rund um den Import erneuerbarer Energieträger abzubilden, wird die vergleichende Betrachtung der verschiedenen, schiffsgebundenen Wasserstoffbereitstellungspfade außerdem um einen pipelinegebundenen Importpfad für gasförmigen Wasserstoff ergänzt. Eine Vergleichbarkeit des Imports per Pipeline mit dem Import per Schiff ist dabei allerdings nicht vollumfänglich gegeben. So kann beim Wasserstofftransport per Pipeline zwar auf die für den Schiffstransport erforderliche, aufwendige Umwandlung (zum Beispiel Wasserstoffverflüssigung, Methanisierung) verzichtet werden, allerdings geht die daraus in der Regel resultierende höhere energetische Effizienz (vgl. [7, 36]) mit einer deutlich geringeren Flexibilität einher. Diese Einschränkung muss bei der Interpretation der in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse jederzeit beachtet werden.

4.1 Annahmen

Die technische, ökonomische und ökologische Bewertung wird wesentlich von einigen grundlegenden Annahmen beeinflusst. Für die hier durchgeführten Berechnungen werden die nachfolgenden Annahmen getroffen:

Allgemein

- Für alle Importpfade wird die Bereitstellung von gasförmigem Wasserstoff in 3.5-Qualität (entspricht einer Reinheit ≥ 99,95 Prozent) auf einem Druckniveau von 100 bar in Wilhelms-haven untersucht.

- Bezugsjahr für alle techno-ökonomischen und ökologischen Technologieparameter ist das Jahr 2030.
- Als Distanz für den Schiffstransport des Energievektors nach Wilhelmshaven werden 5.700 Seemeilen (rund 10.500 Kilometer) unterstellt. Das entspricht näherungsweise der Seetransportdistanz aus einigen vielversprechenden Exportregionen wie dem Oman, USA (Texas) oder Namibia.
- Für den Wasserstoffimport per Pipeline wird eine Wasserstoffherzeugung in Norwegen betrachtet. Der erzeugte Wasserstoff wird komprimiert und anschließend per Offshore-Pipeline, die mit einem Druck von 100 bar betrieben wird, nach Wilhelmshaven transportiert. Als Transportdistanz werden für dieses Szenario 660 Kilometer unterstellt.
- Alle monetären Werte werden auf den durchschnittlichen Euro-Wert des Jahres 2020 bezogen. Die realen gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) werden mit 6 Prozent angesetzt.

Energiewandlungsprozesse

- Für einen optimalen Betrieb der Synthese- beziehungsweise Konditionierungsanlagen (zum Beispiel Methanisierung, Wasserstoffverflüssigung, Ammoniak-Synthese) ist eine kontinuierliche Wasserstoffbereitstellung notwendig. Diese beinhaltet neben dem Elektrolyseur und einer Meerwasseraufbereitungsanlage auch eine Wasserstoff-Zwischenspeicherung sowie die erforderliche Verdichtung zwischen Elektrolyseur (40 bar Betriebsdruck) und Speicher. Die Wasserstoff-Zwischenspeicherung ist insbesondere vor dem Hintergrund einer fluktuierenden Strombereitstellung aus Windkraft und Solarstrahlung von Relevanz. Für die kontinuierliche Bereitstellung von Wasserstoff im Exportland wird dazu pauschal ein Energieeinsatz von rund 50 kWh_{el}/kg angenommen; das entspricht, bezogen auf den Heizwert, einer Effizienz von rund 67 Prozent [34, 36, 37].
- Für alle schiffsbasierten Bereitstellungsszenarien werden für die kontinuierliche Wasserstoffbereitstellung im energieexportierenden Land spezifische Kosten von 3,5 Euro/kg unterstellt (eigene Berechnung, basierend auf [34]).

→ Für die Versorgung des Elektrolyseurs mit Elektrizität wird ein Hybridsystem aus Photovoltaik- und Offshore-Windenergieanlagen zugrunde gelegt (siehe Tabelle 12).

- Für das pipelinebasierte Importszenario mit einer Wasserstoffproduktion in Norwegen wird anstelle des Hybridsystems zur Versorgung des Elektrolyseurs eine Wasserstoffherzeugung ausschließlich aus Offshore-Windenergie unterstellt. Die hieraus resultierenden Wasserstoffbereitstellungskosten werden mit 4,5 Euro/kg veranschlagt (eigene Berechnung, basierend auf [34]).
- Es wird unterstellt, dass alle Prozesse, die nicht in direktem Zusammenhang mit der Wasserstoffbereitstellung im energieexportierenden Land stehen (zum Beispiel Synthesen, Rückumwandlungsprozesse, DAC), auf eine konstante Strombereitstellung zurückgreifen können. Die Kosten dieser Strombereitstellung werden im Exportland zu 0,08 Euro/kWh_{el} und in Deutschland zu 0,1 Euro/kWh_{el} angenommen. Für eine konstante Wärmebereitstellung, die für die CO₂-Bereitstellung mittels DAC sowie einige Wasserstoff-Rückumwandlungsprozesse erforderlich ist, werden 0,04 Euro/kWh_{th} (Exportland) beziehungsweise 0,08 Euro/kWh_{th} (Deutschland) angesetzt (siehe Tabelle 12).
- Die bei der Rücklösung und Aufreinigung des Wasserstoffs ohnehin anfallenden Wasserstoffverluste können genutzt werden, um die für diesen Prozess erforderliche Wärme (anteilig) bereitzustellen.
- Um eine möglichst hohe CO₂-Konzentration im Produktgasstrom zu ermöglichen, wird für die ATR ein Betrieb mit reinem Sauerstoff unterstellt. In der benötigten Hilfsenergie (Elektrizität) werden die Energiemengen zusammengefasst, die für die Sauerstoffbereitstellung mittels Luftzerlegung und die Auftrennung der Produktgase (Wasserstoff und CO₂) erforderlich sind.

Bereitstellung von Trägerstoffen

- Der Ausgleich respektive die Kompensation von unvermeidbaren Kohlenstoffverlusten, die entlang der SNG- und Methanol-basierten Bereitstellungs-

ketten sowohl in Form von Methan- beziehungsweise Methanolverlusten als auch in Form von CO₂-Leckagen auftreten können, erfolgt mittels einer DAC-Anlage. Andere Optionen zur Bereitstellung von nachhaltigem CO₂, zum Beispiel aus vergleichsweise einfach zu erschließenden biogenen Punktquellen, werden aufgrund der möglicherweise nicht ausreichenden Mengenpotenziale nicht betrachtet [38].

- Für die SNG- und Methanol-basierten Bereitstellungsketten ohne Kohlenstoffkreislauf (*Nur DAC*) wird pauschal angenommen, dass für die CO₂-Bereitstellung mittels DAC 80 Prozent der bei der Methanisierung beziehungsweise Methanolsynthese anfallenden Abwärme genutzt werden können.
- Die bei der Regasifizierung des SNG anfallende Kälte wird energetisch in die CO₂-Verflüssigung integriert.
- Die Stickstoff-Versorgung der NH₃-Synthese erfolgt über eine In-situ-Luftzerlegung.
- Als LOHC wird Benzyltoluol betrachtet.

Schiffstransport

- Für den Transport des verflüssigten SNGs (SLNG) und des CO₂ werden unterschiedliche Schiffe eingesetzt. Die Verwendung eines in Zukunft möglicherweise verfügbaren Multi-Gas-Carriers wird nicht berücksichtigt, da nicht erwartet wird, dass in den hier betrachteten Zeitskalen (Zeithorizont 2030) derartige Multi-Gas-Schiffe entwickelt, gebaut und als Flotte großtechnisch verfügbar gemacht werden können.
- Das SLNG-Tankschiff kann mit *Boil-off*-Gas angetrieben werden. Eine Rückverflüssigung des entstehenden *Boil-off*-Gases (0,16 Prozent/d, siehe Tabelle 8) wird nicht berücksichtigt. Auch im Falle des Schiffstransports von LH₂ wird entstehendes *Boil-off*-Gas (0,5 Prozent/d, siehe Tabelle 8) als Antriebsenergie genutzt.
- Alle anderen Tankschiffe (CO₂, NH₃, LOHC, CH₃OH) werden mit einem erneuerbaren Kraftstoff angetrieben. Die Bereitstellungskosten für diesen Kraftstoff liegen bei 0,11 Euro/kWh_{LHV}.

Annahmen zu Treibhausgasemissionen

- Die ökologische Bewertung der verschiedenen Wasserstoffbereitstellungsoptionen basiert auf einer Bilanzierung der Treibhausgasemissionen. Dazu wird das CO₂-Äquivalent der entlang der gesamten Bereitstellungskette emittierten Gase bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren betrachtet (*Global Warming Potential – GWP 100*). Für Methan wird ein GWP 100 von 25 kg CO₂-eq/kg CH₄ [39], für Wasserstoff von 6 kg CO₂-eq/kg H₂ [39] und für Ammoniak von 0 kg CO₂-eq/kg NH₃ [40] unterstellt.
- In die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen gehen einerseits Emissionen ein, die aus der Energienutzung resultieren, und andererseits Emissionen, die durch Gasleckagen verursacht werden. Indirekte Emissionen, die durch die Errichtung von Anlagen bedingt sind, werden ausschließlich im Kontext einer grünen Strombereitstellung berücksichtigt (siehe Tabelle 12). Relevant sind hier im Wesentlichen Emissionen, die bei der Fertigung von Photovoltaikmodulen und Windenergieanlagen entstehen.
- Im Hinblick auf Wasserstoffleckagen während der Wasserstoffproduktion wird unterstellt, dass 0,2 Prozent des im Elektrolyseur erzeugten Wasserstoffs unmittelbar in die Atmosphäre entweicht. Weitere klimawirksame Wasserstoffleckagen treten bei der Verdichtung (0,5 Prozent [41, 42]), der Wasserstoffverflüssigung (1,65 Prozent [43]), der Zwischenspeicherung von flüssigem Wasserstoff (0,07 Prozent/d [42]), sowie bei der LOHC-Hydrierung (0,55 Prozent [42, 44]) auf. Zudem wird angenommen, dass überall dort, wo Wasserstoffverluste thermisch genutzt werden (Antrieb LH₂-Tanker, Wärmebereitstellung für die Wasserstoffrücklösung), zusätzlich 0,5 Prozent der genutzten Menge in die Atmosphäre entweichen [45].
- In Bezug auf Methanleckagen wird unterstellt, dass klimawirksame Verluste bei der Verflüssigung (0,1 Prozent [46]) und der Zwischenspeicherung von LNG (0,05 Prozent/d [47]) auftreten. Darüber hinaus wird angenommen, dass 0,18 Pro-

zent des *Boil-offs*, der während des Schiffstransports anfällt, als Schlupf in die Atmosphäre gelangen [48, 49].

Die den Berechnungen zugrunde liegenden Annahmen im Hinblick auf die techno-ökonomischen Kennzahlen der eingesetzten Komponenten sind im Anhang in den Tabellen 5 bis 11 aufgeführt.

4.2 Energetische Effizienz

Die energetische Effizienz beschreibt das Verhältnis aus der Energie, die am Ende der Bereitstellungskette in Form von Wasserstoff bereitgestellt wird, und der Energie, die entlang der gesamten Kette aufgebracht werden muss. Für die Effizienzbewertung der Wasserstoffbereitstellung mittels SNG und einem geschlossenen Kohlenstoffkreislauf wird dabei neben der Energie, die für die Wasserstoffbereitstellung (im Wesentlichen Wasserstoff- und SNG-Erzeugung, SNG-Transport, Wasserstoffrückumwandlung) benötigt wird, auch die Energie, die für das Abscheiden und Rückführen des CO₂ erforderlich ist, berücksichtigt. Obwohl die Solar- und Windenergie, die letztlich der Ausgangspunkt einer derartigen Bereitstellungskette ist, in menschlichen Maßstäben gemessen (nahezu) unermesslich verfügbar ist, sind die Energieverluste im Verlauf der gesamten Bereitstellungskette ein Indikator für den technischen, systemischen und ökonomischen Aufwand, der mit einer derartigen Energiebereitstellungskette verbunden ist.

4.2.1 Energieeinsatz für die Wasserstoffbereitstellung mittels SNG

Nachfolgend werden zunächst die Ergebnisse der Effizienzberechnungen für eine SNG-basierte Wasserstoffbereitstellung vorgestellt und diskutiert. In Abschnitt 4.2.2 folgt der Vergleich mit anderen Optionen für den Wasserstoffimport. Abbildung 7 zeigt den erforderlichen Energieeinsatz zur Bereitstellung einer Kilowattstunde gasförmigen Wasserstoffs

in Wilhelmshaven einschließlich aller auftretenden Verluste. Das im oberen Teil der Abbildung dargestellte Diagramm veranschaulicht dabei die Kalkulation auf Basis verfügbarer Literaturdaten; der untere Teil bezieht sich auf Konzeptwerte der Industrie, die Grundlage eines derzeit diskutierten Vorhabens für den SNG-Import mit einem (nahezu) geschlossenen Kohlenstoffkreislauf sind. Die Zwischenspeicherung der beteiligten Gase (Wasserstoff, SNG, CO₂) ist in den abgebildeten Diagrammen nicht enthalten, da hier keine externe Energie zugeführt werden muss und die auftretenden Verluste (0,05 Prozent/d) vernachlässigbar gering sind [37, 47].

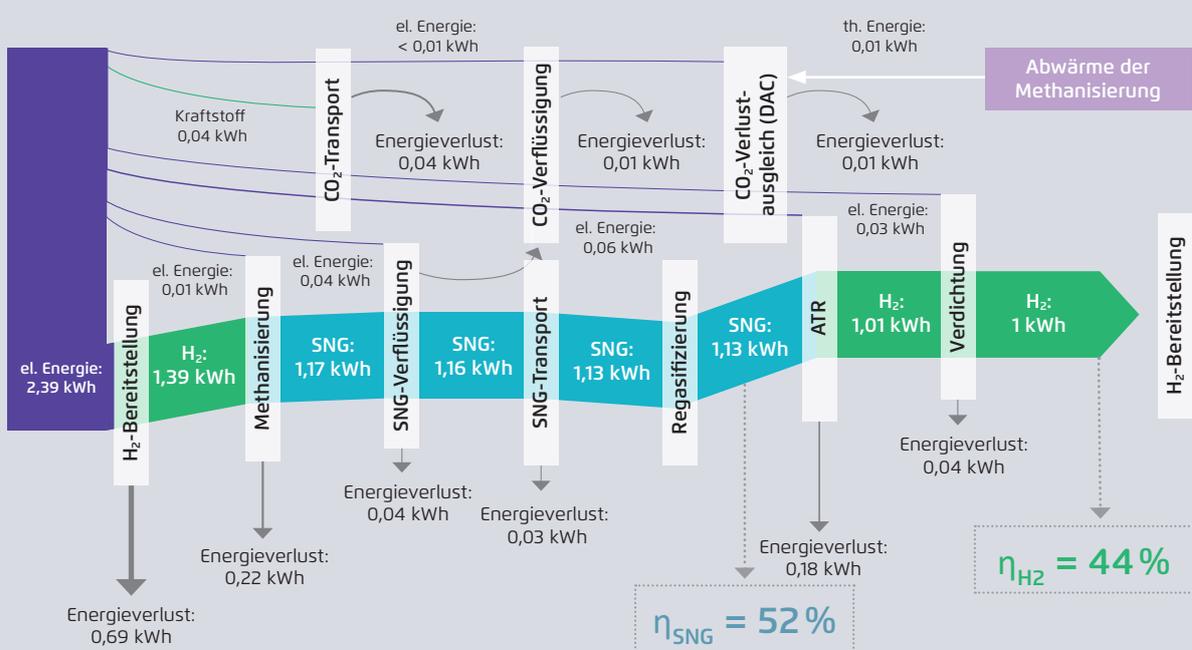
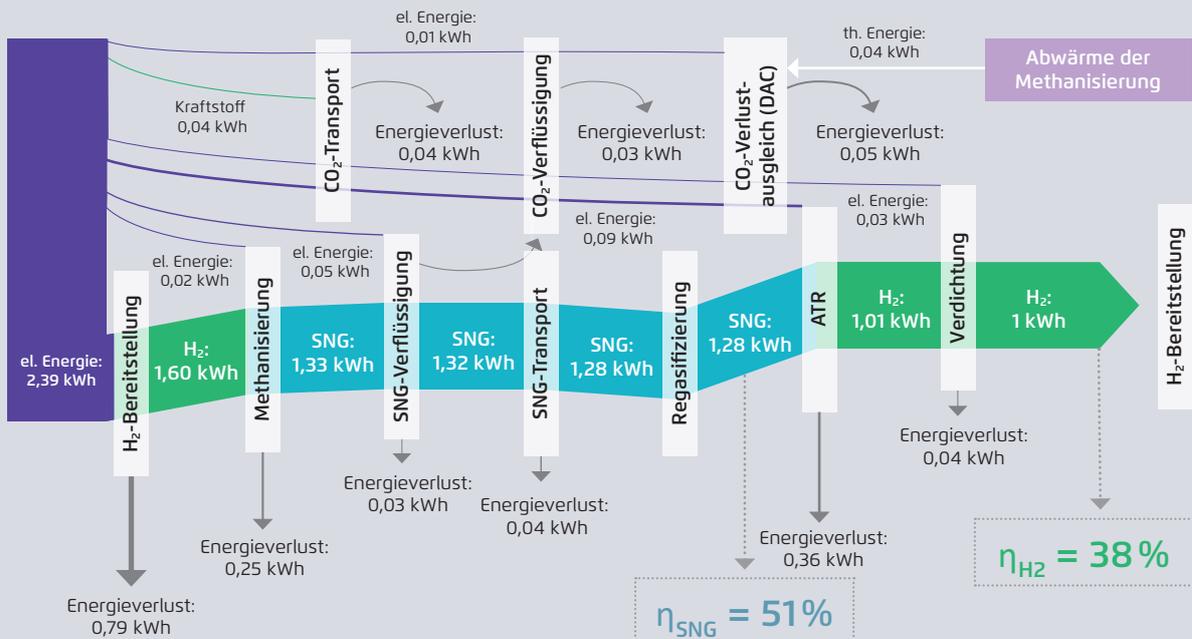
Initiale Wasserstoffbereitstellung

Die Betrachtung der Energieströme zeigt zunächst, dass die größten Verluste im Zuge der initialen Wasserstoffbereitstellung (Wasseraufbereitung, Elektrolyse, Verdichtung, Speicherung) im Exportland auftreten. Von besonderer Relevanz ist dabei der energetische Wirkungsgrad der Elektrolyse. Die Energieverluste treten hier größtenteils in Form von Abwärme auf und können aufgrund des verhältnismäßig niedrigen Temperaturniveaus (< 80 °C [50]) aller Voraussicht nach nur sehr begrenzt genutzt werden. Das gilt insbesondere vor dem Hintergrund des geringen Niedertemperaturwärmebedarfs in vielen potenziellen SNG-Exportländern, die tendenziell sonnenreich sind und hohe durchschnittliche Außentemperaturen aufweisen.

Für die beiden in Abbildung 7 dargestellten Beispiele wurde für die initiale Wasserstoffbereitstellung der gleiche Wirkungsgrad angenommen. Die abweichenden Energieverluste resultieren aus dem unterschiedlichen Wasserstoffbedarf der Methanisierungsanlage. Während sich aus der Literatur ein initialer Wasserstoffbedarf von 1,60 kWh pro in Wilhelmshaven bereitgestellter kWh ergibt, resultiert aus den Konzeptdaten der Industrie ein Bedarf von 1,39 kWh/kWh. Dabei wird der initiale Wasserstoffbedarf an der Methanisierungsanlage maßgeblich von der Effizienz der nachgelagerten Energiewandlungsprozesse sowie den Transportverlusten bestimmt.

Energieeinsatz einer SNG-basierten Bereitstellungskette* mit Kohlenstoffkreislauf kalkuliert auf Basis verfügbarer Literaturdaten (oben) und auf Basis von Konzeptdaten der Industrie (unten)

Abbildung 7



(ATR = autotherme Reformierung, CO₂ = Kohlenstoffdioxid, DAC = Direct Air Capture, el. Energie = elektrische Energie, H₂ = Wasserstoff, SNG = synthetisches Erdgas, th. Energie = thermische Energie)

TUHH (2023). Alle aufgeführten Werte beziehen sich auf den Heizwert (LHV) und sind auf zwei Nachkommastellen gerundet.
*Transportentfernung: 10.500 km

Nachgelagerte Energiewandlungsprozesse (Methanisierung und ATR)

Neben der Wasserstoffbereitstellung verursachen Methanisierung und ATR erhebliche Energieverluste (Abbildung 7). So wird bei der unterstellten katalytischen Methanisierung (Sabatier-Reaktion) ein Teil der Energie, die im zugeführten Wasserstoff enthalten ist, nicht in das synthetische Methan überführt, sondern verlässt in Form von Abwärme den stark exothermen Prozess. Die bei der Methanisierung entstehende Abwärme weist, abhängig von der eingesetzten Reaktortechnik und dem eingesetzten Katalysator, ein Temperaturniveau zwischen 250 und 550 °C auf [5] und ist entsprechend für eine nachgelagerte Nutzung deutlich besser geeignet als die bei der Niedertemperaturelektrolyse anfallende Niedertemperaturabwärme. Allerdings ist fraglich, ob eine solche Abwärmenutzung – und der damit einhergehende apparative Aufwand – in der Praxis unter ökonomischen Randbedingungen sinnvoll ist. Vielversprechend erscheint die Nutzung der Methanisierungsabwärme zur Versorgung der DAC-Anlage mit thermischer Energie, welche für die Regeneration des Absorptionsmittels benötigt wird.

Auch bei der ATR kommt es zu Energieverlusten. Anders als bei der Methanisierung entsteht dabei allerdings keine Abwärme (autothermer Prozess); vielmehr wird ein Teil der Energie prozessintern für die Bereitstellung der zur Methanaufspaltung benötigten Wärme aufgebraucht. Weitere Energieverluste entstehen durch die Sauerstoffbereitstellung und die notwendige Auftrennung der Produktgase (0,09 beziehungsweise 0,06 kWh/kWh H₂).

Der Vergleich der beiden, in Abbildung 7 dargestellten Diagramme zeigt wesentliche Unterschiede in den Verlusten, die durch die Energiewandlungsprozesse entstehen. Dies trifft insbesondere auf die ATR zu. Während die von der Industrie zur Verfügung gestellten Konzeptdaten einen Gesamtwirkungsgrad der ATR von nahezu 85 Prozent unterstellen, gibt die verwendete Literaturquelle lediglich 75 Prozent an [10, 32]. Andere Veröffentlichungen gehen sogar von noch

geringeren Wirkungsgraden im Bereich von 70 Prozent und weniger aus [9, 32, 33, 51]. Dabei beziehen sich diese Literaturquellen weitestgehend auf theoretische Betrachtungen und Simulationen. Aufgrund der noch ausstehenden Realisierung der ATR zur Herstellung von Wasserstoff im großtechnischen Maßstab liegen, soweit den Autoren dieser Studie bekannt, derzeit keine Erfahrungswerte konkreter Anlagen vor.

Transport

Der Transport des SLNGs per Schiff erfordert keine Zufuhr externer Energie. Die Antriebsenergie für Hin- und Rückweg kann vollständig über *Boil-off*-Gas, welches ohnehin während des Transports entsteht, bereitgestellt werden. Dieses *Boil-off*-Gas geht als Energieverlust in die Bilanzierung ein, spielt für die Gesamteffizienz mit rund 0,04 kWh/kWh H₂ aber nur eine untergeordnete Rolle. Dabei sind die Transportverluste stark von der zurückzulegenden Distanz abhängig. Die Relevanz bleibt aber selbst bei langen Transportdistanzen (SNG-Import aus Patagonien oder Australien) vergleichsweise gering.

CO₂-Rückführung/Kohlenstoffkreislauf

Ein (nahezu) geschlossener Kohlenstoffkreislauf benötigt neben der CO₂-Abscheidung an der ATR auch für die Verflüssigung und den Rücktransport des CO₂ zusätzliche Energie. Zudem müssen unvermeidbare Kohlenstoffverluste durch Methan- beziehungsweise CO₂-Leckagen im betrachteten Szenario durch DAC-Anlagen ausgeglichen werden. Abbildung 7 zeigt, dass in Abhängigkeit von den zugrunde gelegten Technologiespezifikationen zwischen sechs (Werte Industriekonzept) und zwölf Prozent (Literaturwerte) der in Form von Wasserstoff bereitgestellten Energiemenge für die CO₂-Rückführung benötigt werden. Die Unterschiede sind dabei im Wesentlichen das Resultat abweichender Annahmen hinsichtlich des erzielbaren CO₂-Abscheidegrades an der ATR (siehe Tabelle 10) sowie des spezifischen Energiebedarfs der CO₂-Verflüssigung (siehe Tabelle 6).

Abbildung 7 zeigt auch, dass die extern für den Kohlenstoffkreislauf bereitzustellende Energiemenge

deutlich geringer ist als der eigentliche Bedarf. Ursächlich hierfür ist, dass ein hoher Integrationsgrad zwischen den Energieströmen verschiedener Komponenten der Bereitstellungskette unterstellt wird (siehe Abschnitt 4.1). So kann die für die Verflüssigung des CO₂ benötigte Energie nahezu vollständig prozessintern bereitgestellt werden. Ein Teil der für die SNG-Verflüssigung zugeführten Energie wird im Zuge der Regasifizierung in Wilhelmshaven in Form von Kälte frei und kann für die CO₂-Verflüssigung eingesetzt werden. Des Weiteren reicht die Abwärme der Methanisierung unter den getroffenen Annahmen aus, um den Wärmebedarf der DAC-Anlagen vollständig zu decken. Entsprechend muss für den Ausgleich der CO₂-Verluste lediglich der deutlich kleinere, elektrische Teil des DAC-Energiebedarfs zusätzlich bereitgestellt werden. Ein nennenswerter Energiebedarf, der durch eine externe Zufuhr gedeckt werden muss, wird im Kohlenstoffkreislauf somit nur durch den Rücktransport des flüssigen CO₂ verursacht. Anders als beim SLNG-Transport kann hier kein *Boil-off*-Gas genutzt werden. Der erforderliche Schiffstreibstoff (0,04 kWh/kW H₂) muss gesondert bereitgestellt werden.

Gesamtbetrachtung

Insgesamt zeigt die Bilanzierung des Energieeinsatzes, dass die Gesamteffizienz einer SNG-basierten Wasserstoffbereitstellung im Wesentlichen durch die Wirkungsgrade der Elektrolyse, der Methanisierung und der ATR bestimmt wird. So übertreffen nur die durch diese Energiewandlungsprozesse bedingten Verluste die am Ende der Bereitstellungskette zur Verfügung stehende Energiemenge in beiden Berechnungen deutlich (1,40 kWh/kWh H₂ beziehungsweise 1,09 kWh/kWh H₂), wohingegen alle übrigen Prozessschritte in Summe nur einen Bruchteil dessen verursachen (0,23 kWh/kWh H₂ beziehungsweise 0,17 kWh/kWh H₂). Entsprechend kann die Verbesserung des Wirkungsgrades der Elektrolyse, der Methanisierung oder der ATR um wenige Prozentpunkte die Gesamteffizienz entscheidend steigern. Auch sind die Abweichungen im Gesamtwirkungsgrad zwischen den Berechnungen basierend auf Literaturdaten und

Konzeptdaten der Industrie hauptsächlich auf unterschiedliche Technologieparameter der ATR zurückzuführen. Würden lediglich die Kenngrößen der ATR (Methanbedarf, CO₂-Abscheiderate, Elektrizitätsbedarf) vereinheitlicht werden, würde sich der Unterschied im resultierenden Gesamtwirkungsgrad von sechs Prozentpunkten auf einen Prozentpunkt reduzieren. Dies zeigt auch der Vergleich der Wirkungsgrade, wenn nur die SNG-Bereitstellung betrachtet wird (51 Prozent zu 52 Prozent).

Der für die CO₂-Bereitstellung erforderliche Energieaufwand ist weniger von der eigentlichen Rückführung als vielmehr von dem erzielbaren Abscheidegrad an der ATR abhängig. Dies gilt insbesondere dann, wenn jegliche Kohlenstoffverluste durch den sehr energieintensiven DAC-Prozess ausgeglichen werden müssen und die Abwärme der Methanisierung nicht genutzt werden kann. Erneut zeigt sich, dass die Technologieparameter der ATR einen entscheidenden Einfluss auf die gesamte Energiebilanz haben.

Zuletzt soll darauf hingewiesen werden, dass durch eine Prozessintegration, die über die Darstellungen in Abbildung 7 hinaus geht, theoretisch zusätzliche Energieeinsparungen möglich sind. Das betrifft vor allem folgende drei Bereiche:

- Reduktion des Energiebedarfs der ATR durch Nutzung von Sauerstoff, der in anderen Prozessen als Nebenprodukt anfällt (zum Beispiel bei der Elektrolyse);
- Reduktion der transportbedingten Energieverluste durch Einsatz eines Multi-Gas-Carriers → Leerfahrten könnten vermieden werden, wodurch hypothetisch eine Halbierung der Transportleistung möglich wäre;
- Nutzung der überschüssigen, nicht in der DAC-Anlage genutzten Methanisierungsabwärme zur Erzeugung elektrischer Energie (zum Beispiel *Organic Rankine Cycle*).

Insgesamt könnte der Gesamtenergiebedarf der Wasserstoffbereitstellung durch die aufgeführten

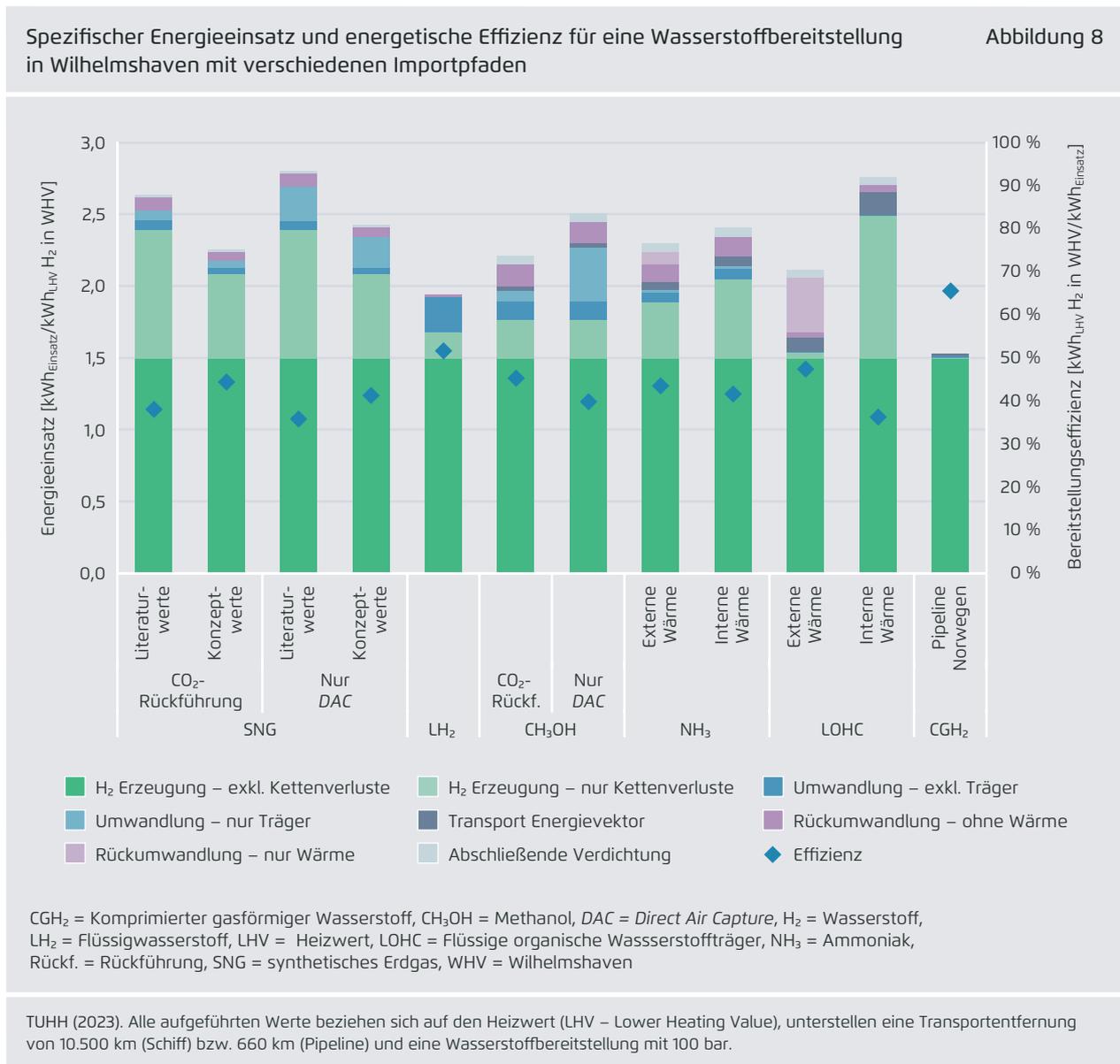
Maßnahmen um maximal 0,1 kWh/kWh H₂ reduziert werden. Dies entspräche einer Erhöhung des Wirkungsgrades um knapp zwei Prozentpunkte auf 40 Prozent (Literaturdaten) beziehungsweise 46 Prozent (Industriedaten).

4.2.2 Vergleich mit anderen Importoptionen

Abbildung 8 zeigt den Energieeinsatz und die resultierende Bereitstellungseffizienz der untersuchten

Importoptionen. Die einzusetzende Energiemenge wird in die nachfolgend definierten Segmente unterteilt.

- **H₂ Bereitstellung – exklusive Verluste:** Energie, die in der Exportregion für die Bereitstellung von Wasserstoff in Wilhelmshaven benötigt wird.
- **H₂ Bereitstellung – nur Verluste:** Energie, die aufgebracht werden muss, um den zusätzlichen durch Verluste in der Bereitstellungskette (zum Beispiel



Boil-off-Verluste, Energiewandlungsverluste) verursachten Wasserstoffbedarf zu decken.

- **Umwandlung – exklusive Träger:** Energie, die im jeweiligen Umwandlungsschritt (zum Beispiel Verflüssigung, Methanisierung) aufgebracht werden muss, um den Wasserstoff in seinen Transportzustand zu überführen. Die Energie, die gegebenenfalls für die Bereitstellung des Trägerstoffs (CO_2 , N_2) aufzuwenden ist, wird getrennt betrachtet.
- **Umwandlung – nur Träger:** Energie, die für die Bereitstellung des Wasserstoffträgers (CO_2 , N_2) benötigt wird. Bei Szenarien mit CO_2 -Kreislauf ist der Energieaufwand der Rückführung einschließlich des Schiffstransports enthalten.
- **Transport Energievektor:** Energie, die für den Schiffstransport des Energievektors (Flüssigwasserstoff oder Derivat) erforderlich ist und extern bereitgestellt werden muss. Antriebsenergie, die über *Boil-off*-Gas intern bereitgestellt wird, erscheint nicht und ist Teil von *H₂ Bereitstellung – nur Verluste*.
- **Rückumwandlung – exklusive Wärme:** Energie, die im spezifischen Rückumwandlungsschritt (zum Beispiel ATR, NH_3 -Cracking) extern zugeführt werden muss ohne die Wärmeenergie (eigenes Segment).
- **Rückumwandlung – nur Wärme:** Wärmeenergie, die im spezifischen Rückumwandlungsschritt extern zugeführt wird. Bei Szenarien mit interner Wärmebereitstellung ist der Energiebedarf Teil von *H₂ Bereitstellung – nur Verluste*.
- **Abschließende Verdichtung:** Energie, die erforderlich ist, um den Wasserstoff im Anschluss an die Rückumwandlung auf 100 bar zu verdichten. Die Verdichtungsenergie ist stark abhängig vom Auslassdruck des jeweiligen Rückumwandlungsschritts (siehe Tabelle 10).

SNG – nur DAC

Abbildung 8 zeigt, dass eine SNG-basierte Wasserstoffbereitstellungskette, die auf die CO_2 -Rückführung verzichtet und stattdessen vollständig auf die DAC-Technologie setzt, eine geringere Gesamteffizienz

im Vergleich zur Variante mit einem Kohlenstoffkreislauf aufweist (36 Prozent statt 38 Prozent für die Berechnung auf Basis von Literaturdaten). Die CO_2 -Bereitstellung an der Methanisierungsanlage erfordert die drei- bis vierfache Energiemenge, wenn ausschließlich DAC-Anlagen eingesetzt werden. Sollte eine Nutzung der Methanisierungsabwärme für die DAC nicht oder nur in einem deutlich geringeren Umfang als die unterstellten 80 Prozent möglich sein, würde die Gesamteffizienz weiter sinken (Reduktion auf 34 Prozent für die Berechnung auf Basis von Literaturdaten). Der Energiebedarf aller übrigen Segmente bleibt gegenüber der Bereitstellungskette mit CO_2 -Rückführung unverändert.

Flüssigwasserstoff (LH₂)

Die Wasserstoffbereitstellung unter Einsatz von LH₂ als Transportmedium weist unter den getroffenen Annahmen mit rund 52 Prozent die höchste energetische Effizienz aller betrachteten schiffsbasierten Importoptionen auf. Die hohe Gesamteffizienz der LH₂-basierten Bereitstellungskette wird insbesondere dadurch unterstützt, dass diese ohne eine Energiewandlung auskommt – das heißt, es findet keine Überführung oder Bindung in/an ein andere/s Molekül statt. Ein relevanter zusätzlicher Energiebedarf entsteht lediglich durch die energieintensive Verflüssigung (*Umwandlung – exkl. Träger*) sowie den während des Schiffstransport auftretenden *Boil-off* (*H₂ Bereitstellung – nur Verluste*). Durch den relativ hohen Anteil des *Boil-off*-Gases am gesamten zusätzlichen Energieeinsatz ergibt sich eine starke Abhängigkeit der Bereitstellungseffizienz von der unterstellten Transportentfernung.

Methanol (CH₃OH)

Die Rückumwandlung von Methanol in Wasserstoff und CO_2 erfordert unter anderem den Einsatz thermischer Energie. Die verfügbare Literatur lässt jedoch den Schluss zu, dass die bei der Methanolaufspaltung und der Wasserstoffaufreinigung ohnehin anfallenden Wasserstoffverluste ausreichend sind, um den gesamten Wärmeenergiebedarf des Prozesses zu decken (vgl. Tabelle 10). Entsprechend erfolgt in

Abbildung 8 und allen nachfolgenden Darstellungen (Abbildung 9, Abbildung 10) keine Differenzierung zwischen interner und externer Wärmebereitstellung.

Aus Abbildung 8 geht hervor, dass eine Methanol-basierte Wasserstoffbereitstellungskette mit einer CO₂-Rückführung eine Effizienz von 45 Prozent erreicht und damit etwa 7 Prozentpunkte effizienter ist, als es unter Berücksichtigung von Literaturdaten für die SNG-basierte Wasserstoffbereitstellung mit Kohlenstoffkreislauf zu erwarten ist. Die Methanol-basierte Bereitstellungskette weist vergleichsweise geringe Wasserstoffverluste auf. Entscheidend ist diesbezüglich, dass während der Methanolsynthese und der Rückumwandlung ein deutlich geringerer Anteil der chemisch gebundenen Energie verloren geht als beispielsweise während der Methanisierung und der ATR. Eine weitere Auffälligkeit zeigt sich beim Vergleich der Differenzen zwischen den Bereitstellungsketten mit und ohne CO₂-Kreislauf. Während im Falle einer SNG-basierten Bereitstellung der Gesamtenergiebedarf durch die CO₂-Rückführung um sechs bis sieben Prozent reduziert werden kann, können im Methanol-basierten Pfad gegenüber einer vollständigen CO₂-Bereitstellung mittels DAC-Anlagen sogar knapp zwölf Prozent eingespart werden. Ursächlich hierfür ist, dass bei der Methanolsynthese deutlich weniger Abwärme anfällt als bei der Methanisierung (weniger Energieverluste während der Umwandlung = weniger Abwärme). Entsprechend kann im Methanolphad ohne CO₂-Rückführung weniger Abwärme für den Betrieb der DAC-Anlagen genutzt werden und es muss umso mehr Wärmeenergie extern zugeführt werden.

Ammoniak (NH₃)

Die NH₃-basierte Wasserstoffbereitstellungskette weist in Abhängigkeit davon, ob eine externe oder interne Beheizung des NH₃-Crackers unterstellt wird, eine Gesamteffizienz zwischen 42 und 44 Prozent auf. Sie liegt damit im Bereich der Effizienz der SNG-basierten Wasserstoffbereitstellung mit CO₂-Rückführung – berechnet auf

Basis der Konzeptdaten der Industrie. Ähnlich wie bei den SNG-basierten Importpfaden wird die Gesamteffizienz insbesondere durch Verluste während der Energiewandlungsprozesse (NH₃-Synthese und NH₃-Cracking) bestimmt. Von hoher Bedeutung sind hier Wasserstoffverluste, die im Anschluss an das NH₃-Cracking im Zuge der erforderlichen Aufreinigung des Produktgases (enthält neben Wasserstoff insbesondere noch Stickstoff) entstehen [52]. Für die Bilanzierung des Energieeinsatzes wurde angenommen, dass 90 Prozent der durch das Cracking entstehenden Wasserstoffverluste genutzt werden können, um den Wärmebedarf des Prozesses anteilig zu decken. Entsprechend muss nur ein Teil der für das Cracking erforderlichen thermischen Energie zusätzlich (*extern* oder *intern*) bereitgestellt werden.

Flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC)

Laut Abbildung 8 ist es bei einer LOHC-basierten Bereitstellungskette möglich, die Wasserstoffverluste und den dadurch bedingten zusätzlichen Energieaufwand sehr gering zu halten; die Wasserstoffrücklösung bedingt anders als das NH₃-Cracking keine nennenswerten Verunreinigungen, die unter Inkaufnahme hoher Wasserstoffverluste beseitigt werden müssen. Allerdings hat die Wasserstoffrücklösung aus dem LOHC-Trägermedium einen großen Wärmebedarf. Kann dieser Wärmebedarf (mindestens 260 °C [37]) über eine externe Quelle bereitgestellt werden – zum Beispiel mittels industrieller Restwärme – erreicht die LOHC-basierte Wasserstoffbereitstellungskette eine Gesamteffizienz von rund 48 Prozent und liegt damit deutlich über allen betrachteten Pfaden, die SNG als Trägermedium nutzen. Ist eine solche externe Wärmebereitstellung allerdings nicht möglich, muss die entsprechende Energiemenge in Form von Wasserstoff entlang der Bereitstellungskette mitgeführt und in der Exportregion in Form von Wasserstoff zusätzlich erzeugt werden. Die Bereitstellungseffizienz sinkt dann auf knapp 37 Prozent.

Komprimierter, gasförmiger Wasserstoff (CGH₂) per Pipeline

Der Wasserstoffimport per Pipeline weist unter den getroffenen Annahmen eine deutlich höhere energetische Effizienz (66 Prozent) als alle betrachteten schiffsbasierten Optionen auf. Sowohl der ausgleichende Wasserstoffverlust als auch der für den Pipelinetransport erforderliche Energieeinsatz ist minimal. Besonders vorteilhaft ist, dass auf eine Umwandlung des Wasserstoffs vollständig verzichtet werden kann und die damit zwangsläufig einhergehenden Energieverluste entfallen. Neben der bereits angesprochenen, aufgrund der unterschiedlichen infrastrukturellen Flexibilität nicht vollständig gegebenen Vergleichbarkeit der Systeme, muss berücksichtigt werden, dass die Vorteile des Imports per Pipeline insbesondere dann zum Tragen kommen, wenn, wie hier unterstellt, reiner Wasserstoff benötigt wird. Wird ein Derivat (wie SNG, Ammoniak oder Methanol) nachgefragt, muss der Wasserstoff ohnehin umgewandelt werden. Ein wesentlicher Vorteil des Pipelineimports gegenüber dem Schiffstransport – nämlich die nicht erforderliche Umwandlung – wäre obsolet.

4.3 Wasserstoffbereitstellungskosten

Für einen ökonomischen Vergleich verschiedener Wasserstoffimportoptionen sind die spezifischen Bereitstellungskosten als Bezugsgröße besonders geeignet. Die Wasserstoffbereitstellungskosten beschreiben den finanziellen Aufwand entlang der gesamten Bereitstellungskette. Berücksichtigt werden die Investitionen, die für die Errichtung der einzelnen Komponenten aufgebracht werden müssen (CAPEX), die Wartungs- und Instandhaltungskosten (OPEX), sämtliche Energiebereitstellungskosten sowie sonstige Kosten, wie beispielsweise Hafengebühren. Alle Kosten werden dabei auf die Bereitstellung von einem Kilogramm Wasserstoff in Wilhelmshaven normiert.

Allgemeines

Abbildung 9 zeigt die spezifischen Wasserstoffbereitstellungskosten der untersuchten Importoptionen. Die Gesamtkosten werden analog zum Energiebedarf in die in Abschnitt 4.2.2 definierten Segmente aufgeteilt. Im untersuchten Szenario können für eine schiffsbasierte Wasserstoffbereitstellung in Deutschland im Jahr 2030 Kosten zwischen 6 und 7 Euro/kg H₂ erwartet werden. Ähnlich wie der Energiebedarf werden auch die Bereitstellungskosten von der Wasserstoffherzeugung dominiert. So verursacht die kontinuierliche Wasserstoffbereitstellung im Exportland einschließlich der Erzeugung zum Ausgleich von entlang der Kette auftretenden Verlusten in den meisten Fällen über 65 Prozent der Gesamtkosten. Nur bei einem LOHC-basierten Import mit einer externen Wärmequelle für die Wasserstoffrücklösung ist dieser Anteil mit rund 50 Prozent deutlich geringer. Ausgehend hiervon kann konstatiert werden, dass die Minimierung der Wasserstoffherzeugungskosten von besonderer Relevanz für niedrige Bereitstellungskosten in Deutschland ist. Die Wasserstoffherzeugungskosten werden in der Regel maßgeblich von den Strombereitstellungskosten, den Investitionskosten (CAPEX) der Elektrolyse sowie deren Auslastung (jährliche Volllaststunden) bestimmt [34, 50].

SNG

Zu den Kosten einer SNG-basierten Wasserstoffbereitstellung tragen neben der Wasserstoffherzeugung im Exportland auch die Methanisierung (*Umwandlung – exkl. Träger*), die ATR (*Rückumwandlung – ohne Wärme*) und die CO₂-Bereitstellung (*Umwandlung – nur Träger*) in größerem Umfang bei. Demgegenüber haben der SLNG-Transport per Schiff (*Transport Energievektor*), die *Speicherung* und die *abschließende Verdichtung* des Wasserstoffs nur sehr geringe Anteile an den Gesamtkosten. Werden die techno-ökonomischen Daten des Industriekonzepts zugrunde gelegt, weist der SNG-basierte Importpfad mit CO₂-Rückführung Bereitstellungskosten von rund 7 Euro/kg H₂ auf. Dies entspricht dem Bereich, der im untersuchten Szenario auch für eine Wasserstoffbereitstellung mit NH₃ als Träger-

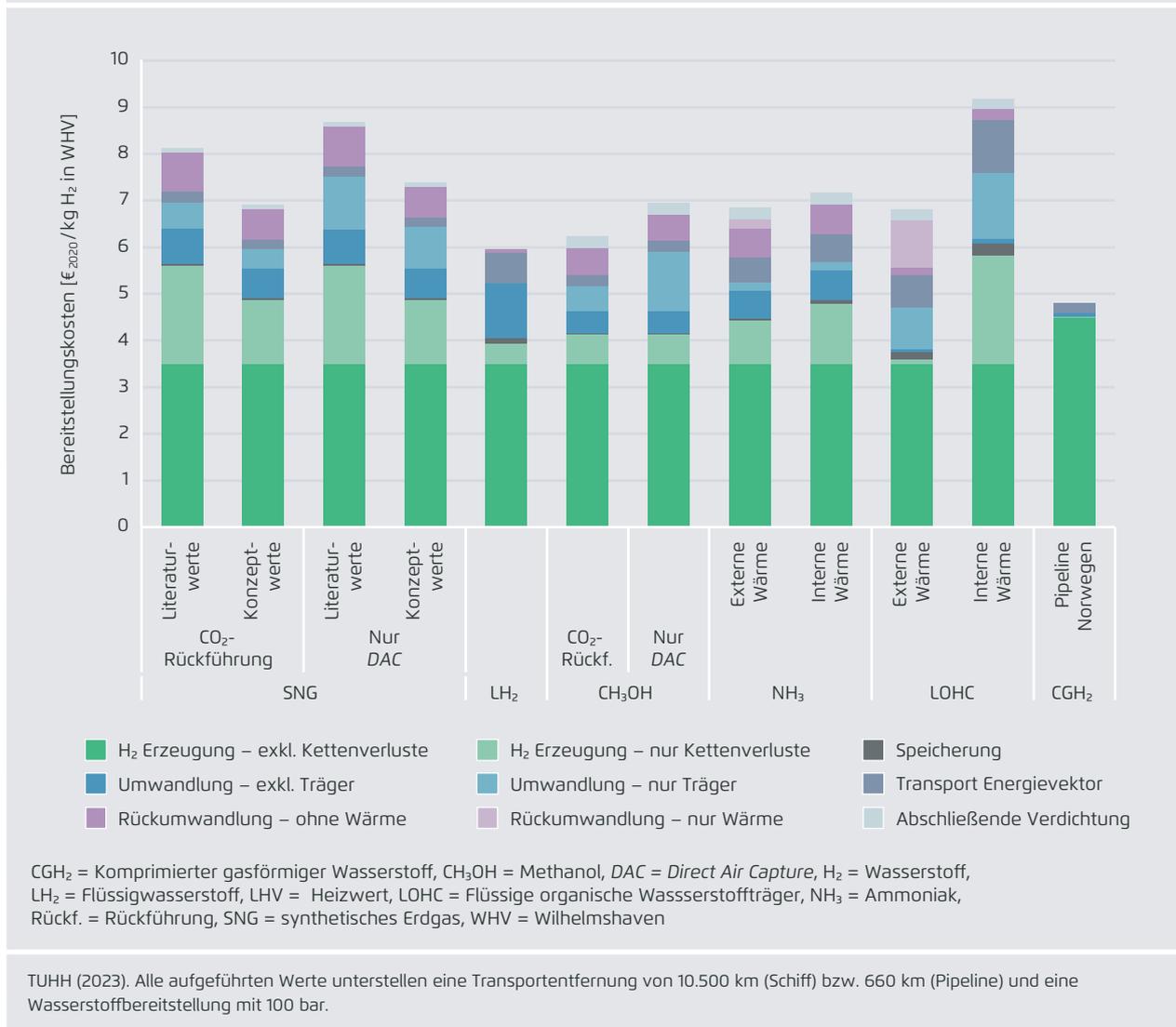
stoff zu erwarten ist. Wenn die Literaturdaten Basis der Berechnung sind, steigen die Bereitstellungskosten auf etwas mehr als 8 Euro/kg H₂ und liegen dann – mit Ausnahme des LOHC-basierten Pfades mit interner Wärmebereitstellung – über allen anderen untersuchten Bereitstellungsoptionen. Mehr als die Hälfte des Unterschieds zwischen den Berechnungsergebnissen auf Grundlage von Literatur- und Industriedaten wird durch die Höhe ausgleichenden Wasserstoffverluste (H₂-Erzeugung

– nur Kettenverluste) verursacht (siehe hierzu auch Abschnitt 4.2). Nennenswert zur Abweichung tragen außerdem unterschiedliche Annahmen zum elektrizitätsbedarf der ATR sowie im Hinblick auf den erzielbaren CO₂-Abscheidegrad und daraus folgend der mittels DAC auszugleichenden Kohlenstoffverluste bei.

Die Implementierung eines CO₂-Kreislaufs führt gegenüber einer alleinigen Nutzung von DAC-Anla-

Spezifische Kosten einer Wasserstoffbereitstellung in Wilhelmshaven mit verschiedenen Importpfaden

Abbildung 9



gen zu einer Reduktion der CO₂-Bereitstellungskosten (*Umwandlung – nur Träger*) um rund die Hälfte (für Literaturwerte: von 1,1 Euro/kg H₂ auf 0,6 Euro/kg H₂). Wie bereits im Kontext der Analyse der energetischen Effizienz diskutiert, würde sich diese Differenz weiter erhöhen, wenn die unterstellte Nutzung der Methanisierungsabwärme für den DAC-Prozess nicht oder nur eingeschränkt möglich wäre. Die Kosten der CO₂-Bereitstellung werden bei Implementierung einer CO₂-Rückführung zu etwas mehr als der Hälfte durch den CO₂-Transport per Schiff verursacht. Durch den hier nicht untersuchten Einsatz eines Multi-Gas-Carriers könnten diese Kosten reduziert werden. Die CO₂-Verflüssigung ist für knapp ein Viertel der CO₂-Bereitstellungskosten verantwortlich. Der Ausgleich von Kohlenstoffverlusten mittels DAC-Anlagen hat im untersuchten Szenario mit einer CO₂-Rückführtrate von über 90 Prozent und der Integration der Methanisierungsabwärme nur einen vergleichsweise kleinen Anteil von knapp 15 Prozent an den CO₂-Bereitstellungskosten.

Flüssigwasserstoff (LH₂)

Wie bereits in Abschnitt 4.2.2 beschrieben, zeichnet sich eine Bereitstellungskette auf Basis von LH₂ durch besonders geringe Wasserstoffverluste aus. Dieser Vorteil zeigt sich auch in der Zusammensetzung der Bereitstellungskosten, die in Summe bei knapp 6 Euro/kg H₂ liegen. Zusätzlich ermöglicht die äußerst kostengünstige Regasifizierung des Wasserstoffs (*Rückumwandlung*) die Realisierung der niedrigen Gesamtkosten. Mit über 1,1 Euro/kg H₂ trägt die Wasserstoffverflüssigung (*Umwandlung – exkl. Träger*) erheblich zu den Wasserstoffbereitstellungskosten bei. Die Verflüssigungskosten setzen sich etwa zu einer Hälfte aus den Elektrizitätskosten und zur anderen Hälfte aus Investitions- sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten zusammen. Aus Abbildung 9 geht zudem hervor, dass die Kosten für den LH₂-Transport per Schiff (*Transport Energievektor*) hoch sind und ein Vielfaches der Kosten des SLNG-Transports betragen. Ursächlich hierfür sind in erster Linie die hohen Investitionskosten für

LH₂-Tankschiffe (siehe Tabelle 8). Auch die auszugleichenden Energieverluste (*H₂-Erzeugung – nur Kettenverluste*) und die damit einhergehenden zusätzlichen Kosten sind bei einer Bereitstellungskette mit LH₂ fast ausnahmslos auf den während des Schiffstransports anfallenden *Boil-off* zurückzuführen.

Methanol (CH₃OH)

Wie Abbildung 9 veranschaulicht, liegen die Wasserstoffbereitstellungskosten beim Einsatz von Methanol als Energievektor und Nutzung einer CO₂-Rückführung mit 6,2 Euro/kg H₂ nur leicht höher als die einer Bereitstellung mit LH₂ und deutlich unter den Kosten einer SNG-basierten Bereitstellung; selbst wenn für letztere die optimistischen Industriewerte angesetzt werden. Vorteilhaft auf die Kosten des Methanol-basierten Bereitstellungspfades wirken sich dabei insbesondere die vergleichsweise verlustarmen Umwandlungs- und Rückumwandlungsprozesse aus. Entsprechend wenig Wasserstoffverluste müssen durch zusätzlich zu produzierenden Wasserstoff ausgeglichen werden. Die Kosten für die CO₂-Bereitstellung an der Methanolsynthese (*Umwandlung – nur Träger*) liegen bei 0,55 Euro/kg H₂, insofern eine CO₂-Rückführung unterstellt wird. Erfolgt die CO₂-Bereitstellung ausschließlich über DAC-Anlagen, erhöht sich dieser Wert um mehr als das Doppelte auf 1,3 Euro/kg H₂. Die Umwandlung und Rückumwandlung verursachen jeweils Kosten im Bereich von 0,5 Euro/kg H₂. In beiden Fällen sind die Kosten zur Bereitstellung der erforderlichen Elektrizität maßgeblich. Die Investitionskosten spielen hier hingegen eine untergeordnete Rolle.

Ammoniak (NH₃)

Die Wasserstoffbereitstellung mit NH₃ weist Kosten von rund 7 Euro/kg H₂ auf und liegt damit in dem Bereich, den die SNG-basierte Bereitstellungskette mit CO₂-Kreislauf nur erreicht, wenn die Konzeptdaten der Industrie herangezogen werden. Dabei hat die Art der Wärmebereitstellung für die Rückumwandlung (NH₃-*Cracking*) keinen großen Einfluss auf die Höhe der Gesamtkosten. Da die bei der Wasser-

stoffrückgewinnung ohnehin anfallenden Verluste im untersuchten Szenario für die Wärmebereitstellung genutzt werden können, ist die *intern* über die Verbrennung von zusätzlichem Wasserstoff oder mittels einer entsprechenden *externen* Quelle bereitzustellende Wärmemenge relativ gering. Außerdem zeigt Abbildung 9, dass der benötigte Stickstoff (*Umwandlung – nur Träger*) kostengünstig bereitgestellt werden kann. Die Luftzerlegung ist ein etabliertes, seit Jahrzehnten eingesetztes Verfahren und kann im Gegensatz zu den betrachteten CO₂-Bereitstellungsoptionen zur Methanol- und SNG-Herstellung einfach realisiert werden.

LOHC

Die Kosten der LOHC-basierten Wasserstoffbereitstellung werden entscheidend davon bestimmt, wie die erforderliche Dehydrierungswärme (*Rückumwandlung – nur Wärme*) bereitgestellt wird. Kann im Importland eine *externe* (Ab-)Wärmequelle genutzt werden, liegen die Bereitstellungskosten im untersuchten Szenario bei etwas weniger als 7 Euro/kg H₂. Muss die benötigte Wärmeenergie intern bereitgestellt und entlang der Bereitstellungskette mitgeführt werden, summieren sich die Kosten auf über 9 Euro/kg H₂ und liegen somit deutlich über den Bereitstellungskosten aller anderen Optionen. Auffällig sind zudem die vergleichsweise hohen Kosten zur Bereitstellung des Wasserstoffträgers (hier Benzyltoluol). Ein Grund hierfür ist, dass das System eine große Menge des Trägerstoffs und das entsprechende, für die Anschaffung aufzubringende Kapital bindet.

Wasserstoffimport per Pipeline (CGH₂)

Der Import von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline ist unter den getroffenen Annahmen mit rund 4,8 Euro/kg H₂ deutlich kostengünstiger als alle untersuchten schiffsbasierten Optionen. Selbst wenn die Wasserstoffproduktion in Norwegen Mehrkosten in Höhe von 2 Euro/kg H₂ – also 5,5 anstelle der hier unterstellten 4,5 Euro/kg H₂ – verursachen würde, wäre der Pipelineimport noch am günstigsten. Wie Abbildung 9 zeigt, entfallen nahezu alle umwandlungsbedingten Kostenbestandteile. Neben der

Wasserstoffherzeugung trägt lediglich der Transport (0,2 Euro/kg H₂) nennenswert zu den Gesamtkosten bei. Im Hinblick auf die Kosten eines Pipelinetransports muss berücksichtigt werden, dass anders als bei schiffsgebundenen Transportoptionen ein starker Zusammenhang zwischen Entfernung und Transportkosten besteht. Deshalb kann sich für andere denkbare Pipeline-Importszenarien mit deutlich längeren zurückzulegenden Distanzen (zum Beispiel aus Nordafrika) ein anderes Bild ergeben.

4.4 Treibhausgasemissionen

Für einen ökologischen Vergleich verschiedener Wasserstoffbereitstellungsoptionen spielt die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen eine besondere Bedeutung. Dies gilt insbesondere im Kontext einer Definition von „nachhaltigem“ Wasserstoff in verschiedensten regulatorischen Texten. Die Treibhausgasemissionen der Wasserstoffproduktion und -bereitstellung sind hier oftmals ein entscheidender Indikator für die Klassifizierung von Wasserstoff als „nachhaltig“. Ein Beispiel für einen solchen regulatorischen Text ist die *Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II (Renewable Energy Directive II)* der EU, durch welche insbesondere der Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe im Verkehrssektor geregelt wird. Trotz der großen Bedeutung der Emissionen von Wasserstoff ist ihre Bestimmung nicht eindeutig und die Resultate können erheblich variieren [53].

Wie bereits in Abschnitt 4.1 beschrieben, werden im Rahmen dieser Studie sowohl die Emissionen der Energiebereitstellung berücksichtigt als auch Gase, die beispielsweise während des Transports oder der Speicherung nicht genutzt, also unverbrannt, in die Atmosphäre entweichen („Schlupf“). Um ein möglichst vollständiges Bild zu erhalten, werden für die Bereitstellung von erneuerbarer Elektrizität zudem die Emissionen berücksichtigt, die aus dem Bau der Stromerzeugungsanlagen resultieren. Analog zur Darstellung der Wasserstoffbereitstellungskosten erfolgt auch die Bilanzierung der Treibhausgas-

emissionen normiert auf die Bereitstellung von einem Kilogramm Wasserstoff in Wilhelmshaven.

Abbildung 10 zeigt die spezifischen Treibhausgasemissionen der untersuchten Wasserstoffimportoptionen. Das im oberen Teil abgebildete Diagramm unterteilt die klimawirksamen Treibhausgasemissionen auf die aus den vorherigen Kapiteln bekannten Komponenten der jeweiligen Bereitstellungskette. Im unteren Teil von Abbildung 10 werden die Treibhausgasemissionen stattdessen entsprechend der betrachteten Verursacherkategorien dargestellt. Im Hinblick auf die energiebedingten Emissionen wird zudem zwischen der Wasserstoffherzeugung im Exportland (*verursacht durch Energieeinsatz – H₂-Erzeugung*) und dem Energieeinsatz zum Betrieb aller sonstigen Komponenten der Bereitstellungsketten (*Verursacht durch Energieeinsatz – Bereitstellungskette*) unterschieden.

Die spezifischen Emissionen einer schiffsgebundenen Wasserstoffbereitstellung liegen im untersuchten Szenario zwischen 2,2 und 3,5 kg CO_{2-eq}/kg H₂. Grundsätzlich besteht eine starke Korrelation zwischen den Treibhausgasemissionen und dem Energieeinsatz (vgl. Abbildung 8). So wird deutlich, dass in allen betrachteten Fällen deutlich über 90 Prozent der insgesamt verursachten klimawirksamen Emissionen aus Energiebereitstellung resultieren. Selbst im Falle einer SNG-basierten Bereitstellungskette, bei der mit Methan ein stark klimawirksames Gas transportiert wird und potenziell in die Atmosphäre entweicht, tragen Leckagen nur minimal zu den Gesamtemissionen bei. Allerdings wird diese Aussage stark von den hier getroffenen Annahmen bezüglich des Methanschlupfs während der Herstellung, Speicherung, Verdichtung und des Transports des Gases beeinflusst (siehe Kapitel 4.1 und Tabelle 6 – 8). So ist es beispielsweise denkbar, dass das auf dem LNG-Tanker anfallende *Boil-off*-Gas aus technischen oder ökonomischen Gründen nicht wie unterstellt nahezu vollständig verbrannt wird, sondern in Teilen ungenutzt entweicht. Sollte während des Transports tatsächlich ein relevanter Teil des *Boil-off*-Gases unverbrannt in die Atmosphäre gelangen, würden

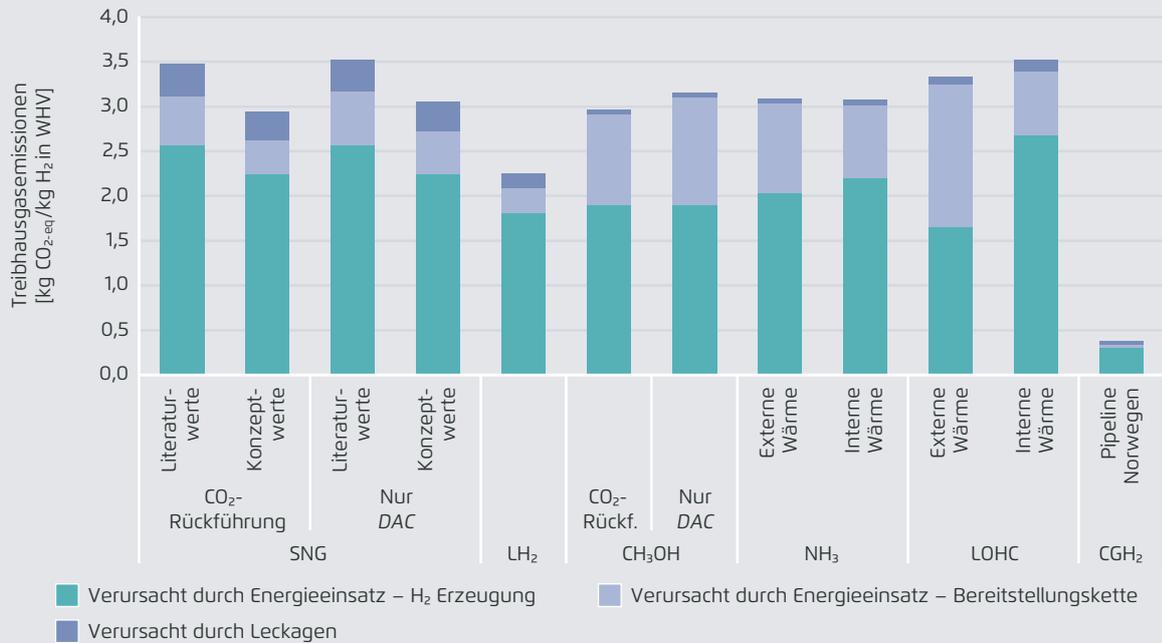
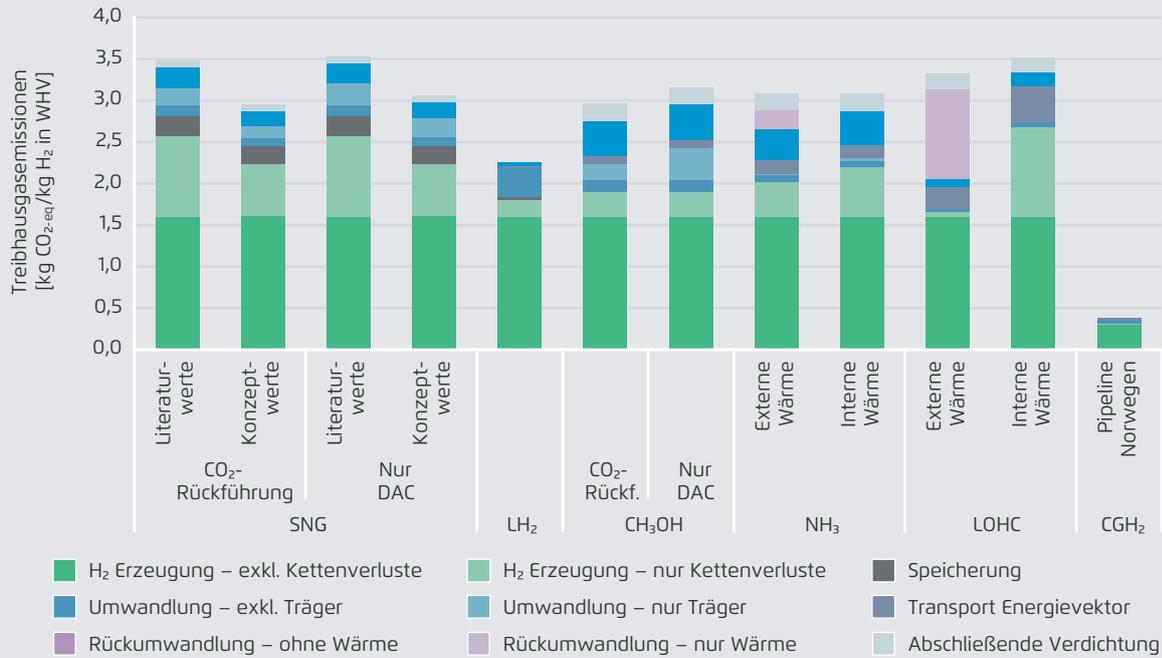
sich die leakagebedingten Treibhausgasemissionen der SNG-basierten Bereitstellungskette deutlich erhöhen. Der gleiche Zusammenhang besteht in abgeschwächter Form (geringere Klimawirksamkeit von Wasserstoff gegenüber Methan) auch für die LH₂-basierte Bereitstellungskette.

Ähnlich wie der Energieeinsatz und die Kosten werden unter den getroffenen Annahmen auch die Treibhausgasemissionen maßgeblich von der Wasserstoffbereitstellung im Exportland bestimmt. Mit knapp 2,3 kg CO_{2-eq}/kg H₂ weist die Bereitstellung mit LH₂ im Vergleich zu allen anderen schiffsgebundenen Importoptionen die geringsten spezifischen Emissionen auf. Erneut profitiert die LH₂-basierte Bereitstellung davon, dass keine chemische Umwandlung stattfindet und deshalb die ausgleichenden Wasserstoffverluste vergleichsweise geringgehalten werden können. Ein besonderer Vorteil der Wasserstoffbereitstellung mit LH₂ ist im Kontext der Treibhausgasemissionen zudem, dass hier nahezu ausschließlich Energie genutzt wird, die im Exportland erzeugt wird, und der Energieeinsatz in Deutschland minimal ist. Bei einem Export von Erneuerbaren Energien kann grundsätzlich angenommen werden, dass die eingesetzte grüne Energie im exportierenden Land geringere Emissionen aufweist, als die Energie im importierenden Land (Annahmen hierzu in Tabelle 11).

Die SNG-basierte Wasserstoffbereitstellung weist Gesamtemissionen im Bereich zwischen 2,9 (Literaturwerte) und 3,5 (Konzeptwerte) kg CO_{2-eq}/kg H₂ auf. Der Unterschied zwischen den Ergebnissen auf Basis der Literaturwerte und der Konzeptwerte wird erneut im Wesentlichen durch die abweichenden Annahmen hinsichtlich der Effizienz der ATR (siehe *H₂-Erzeugung – nur Kettenverluste*) verursacht. Auch die Wasserstoffbereitstellung mit SNG profitiert im Hinblick auf die Treibhausgasemissionen von dem vergleichsweise geringen Einsatz der potenziell Treibhausgas-intensiveren Energie im Importland, wodurch ein Teil der zusätzlichen Emissionen, die aus den hohen Kettenverlusten resultieren, ausgeglichen

Spezifische Treibhausgasemissionen einer Wasserstoffbereitstellung in Wilhelmshaven mit verschiedenen Importpfaden

Abbildung 10



CGH₂ = Komprimierter gasförmiger Wasserstoff, CO₂-eq = CO₂-Äquivalente, CH₃OH = Methanol, DAC = Direct Air Capture, H₂ = Wasserstoff, LH₂ = Flüssigwasserstoff, LOHC = Flüssige organische Wasserstoffträger, NH₃ = Ammoniak, Rückf. = Rückführung, SNG = synthetisches Erdgas, WHV = Wilhelmshaven

TUHH (2023). Alle aufgeführten Werte unterstellen eine Transportentfernung von 10.500 km (Schiff) bzw. 660 km (Pipeline) und eine Wasserstoffbereitstellung mit 100 bar.

werden kann. Die Gesamtemissionen der Wasserstoffbereitstellung auf Basis von NH_3 und CH_3OH liegen ebenfalls im Bereich von $3 \text{ kg CO}_2\text{-eq/kg H}_2$. Die Treibhausgasemissionen der LOHC-basierten Bereitstellung sind tendenziell etwas höher. In den Kapiteln 4.2 und 4.3 konnte gezeigt werden, dass eine externe Wärmebereitstellung zur Rückgewinnung des Wasserstoffs aus NH_3 und LOHCs gegenüber einer internen Wärmebereitstellung zu einer höheren energetischen Effizienz und zu geringeren Kosten führt. In Bezug auf die Treibhausgasemissionen ist dieser Vorteil deutlich geringer ausgeprägt (LOHC) oder entfällt vollständig (NH_3). Der Grund hierfür ist, dass die in Deutschland extern bereitgestellte Wärme unter den getroffenen Annahmen deutlich höhere spezifische Treibhausgasemissionen als die über die Bereitstellungskette mitgeführte und im Exportland erzeugte Energie aufweist (siehe Tabelle 12).

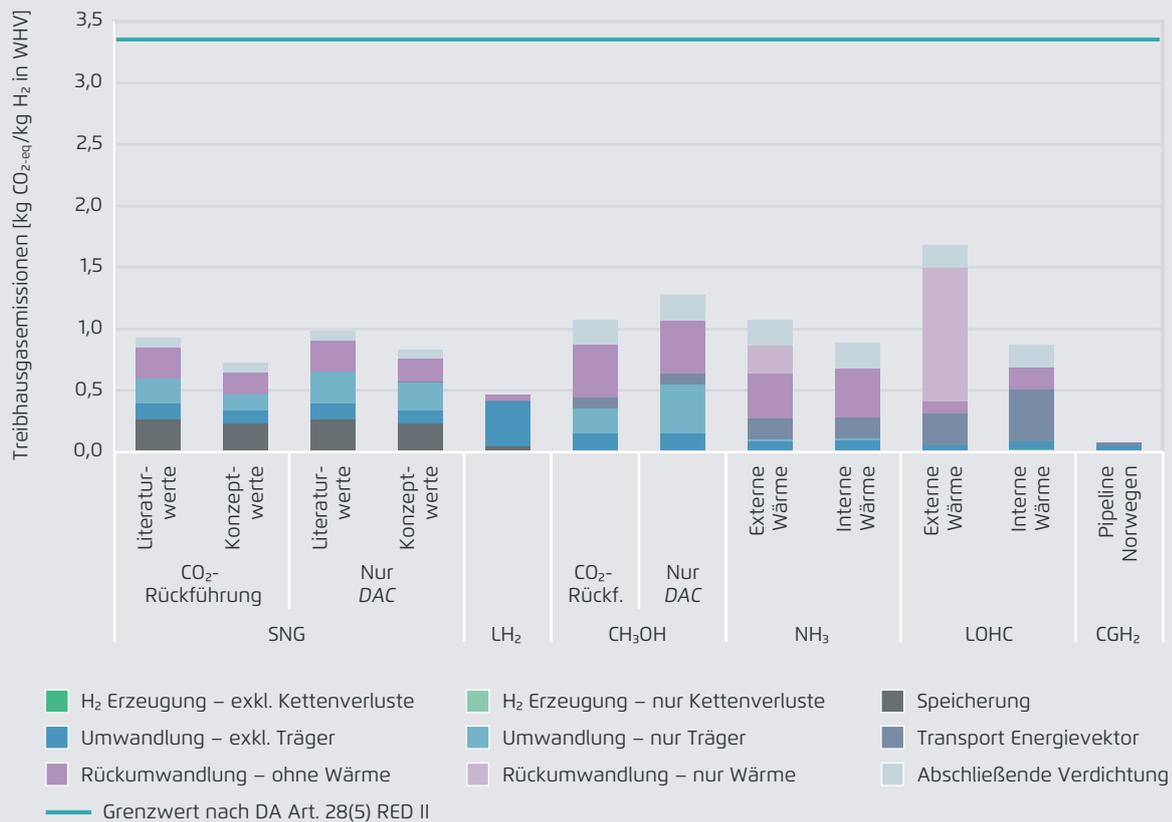
Laut Abbildung 10 weist per Pipeline aus Norwegen importierter Wasserstoff Treibhausgasemissionen von weniger als $0,5 \text{ kg CO}_2\text{-eq/kg H}_2$ auf. Die Emissionen liegen demnach mindestens um den Faktor fünf unter den Werten, die für einen schiffsbasierten Import ermittelt wurden. Wesentlicher Grund hierfür ist einerseits, dass der für das Pipeline-Szenario unterstellte Strom für die Wasserstoffherzeugung ausschließlich aus Offshore-Windenergieanlagen stammt und wesentlich geringere spezifische Emissionen aufweist als der Strommix, der für die schiffsbasierten Importpfade angenommen wurde (hauptsächlich Photovoltaikanlagen, siehe Tabelle 12). Zudem werden nahezu keine Emissionen durch einen sonstigen Energieeinsatz entlang der Bereitstellungskette verursacht. Der Aufwand für die zusätzliche Kompression des Wasserstoffs fällt kaum ins Gewicht. Auch die Klimawirkung der durch Leckagen verursachten Wasserstoffemissionen während des Pipelinetransports und der Verdichtung ist unter den gegebenen Randbedingungen vernachlässigbar gering.

In der *RED II* beziehungsweise den ergänzenden Delegierten Rechtsakten (*Delegated Acts, DAs*) wird

festgelegt, welche Kriterien „nachhaltiger“ Wasserstoff erfüllen muss, um auf die Ziele der EU-Mitgliedstaaten hinsichtlich des Einsatzes Erneuerbarer Energien angerechnet werden zu können. Gemäß des Delegierten Rechtsakts zu Artikel 25 der *RED II* darf „nachhaltiger“ Wasserstoff maximal 30 Prozent der Emissionen eines Referenzwerts für fossile Kraftstoffe verursachen [53]. Daraus ergibt sich ein Grenzwert von rund $3,4 \text{ kg CO}_2\text{-eq/kg H}_2$. Außerdem wurde festgelegt, dass Emissionen, die aus dem Bau von Anlagen resultieren, nicht berücksichtigt werden. Entsprechend geht Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit Treibhausgasemissionen von null in die Emissionsbilanzierung ein [54]. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, zeigt Abbildung 11 die spezifischen Treibhausgasemissionen der untersuchten Wasserstoffbereitstellungsketten ohne die durch den Anlagenbau verursachten Emissionen. Es wird deutlich, dass alle Bereitstellungsoptionen den Grenzwert der *RED II* für nachhaltigen Wasserstoff von $3,4 \text{ kg CO}_2\text{-eq/kg H}_2$ deutlich unterschreiten. So werden durch die Wasserstoffherzeugung nahezu keine Treibhausgasemissionen verursacht, wenn die Strombereitstellung mit Emissionen von null bewertet wird. Mit Ausnahme einer Bereitstellung mit LOHCs mit externer Wärmebereitstellung liegen die Emissionen aller Importpfade unter $1,5 \text{ kg CO}_2\text{-eq/kg H}_2$. Die Treibhausgasemissionen der SNG-basierten Bereitstellung liegen zwischen $0,7$ und $1,0 \text{ kg CO}_2\text{-eq/kg H}_2$. Der Import per Pipeline aus Norwegen ist mit weniger als $0,1 \text{ kg CO}_2\text{-eq/kg H}_2$ nahezu treibhausgasneutral.

Spezifische Treibhausgasemissionen einer Wasserstoffbereitstellung in Wilhelmshaven mit verschiedenen Importpfaden – ohne Anlagenbau

Abbildung 11



CGH₂ = Komprimierter gasförmiger Wasserstoff, CO₂-eq = CO₂-Äquivalente, CH₃OH = Methanol, DAC = Direct Air Capture, H₂ = Wasserstoff, LH₂ = Flüssigwasserstoff, LOHC = Flüssige organische Wasserstoffträger, NH₃ = Ammoniak, Rückf. = Rückführung, SNG = synthetisches Erdgas, WHV = Wilhelmshaven

TUHH (2023). Alle aufgeführten Werte unterstellen eine Transportentfernung von 10.500 km (Schiff) bzw. 660 km (Pipeline) und eine Wasserstoffbereitstellung mit 100 bar.

5 Diskussion

Nachfolgend wird das Konzept des Imports von SNG nach Deutschland bei gleichzeitiger Realisierung eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs diskutiert. Dazu werden, basierend auf der in den vorherigen Kapiteln herausgearbeiteten Bewertungsgrundlage, zunächst offene Herausforderungen aufgezeigt. Anschließend werden mögliche Vorteile des untersuchten Konzepts gegenüber anderen Optionen für den Import regenerativer Energieträger dargelegt.

5.1 Herausforderungen

Zeitnaher Aufbau von Methanisierungsanlagen im industriellen Maßstab

Großtechnische Anlagen zur Erzeugung von SNG aus Wasserstoff und CO₂ mit mehreren 100 Megawatt Leistung wurden bislang noch nicht realisiert. Um die Bereitstellung systemisch relevanter SNG-Mengen zu ermöglichen, ist aller Wahrscheinlichkeit nach eine Skalierung der Referenzanlage (6 Megawatt) um den Faktor 100 und mehr erforderlich (Kapitel 2 und 3). Unklar ist, in welchem Zeitraum bestehende technologische Herausforderungen (zum Beispiel Wärmekontrolle, Katalysatoroptimierung für H-Gas-Qualität) einer solchen Skalierung gelöst werden können [4].

Mögliche Schritte zur Lösung:

- graduelle Skalierung ausgehend von aktueller Referenzanlage,
- Realisierung von Demonstrationsanlage(n) in der Leistungsklasse 100 Megawatt und größer,
- Forschungsarbeit im Hinblick auf wirtschaftliche Betriebsweise (zum Beispiel Reduktion der Betriebskosten) [4].

Zeitnaher Aufbau von Kapazitäten für den internationalen CO₂-Transport per Schiff

Derzeit existieren keine Schiffstypen, die zweifelsfrei für den großskaligen Transport von CO₂

eingesetzt werden können. Um eine Rückführung großer CO₂-Mengen an den Ort der SNG-Produktion zu ermöglichen, müssen neue Tanksysteme entwickelt und mit einer geeigneten Schiffsarchitektur verknüpft werden. Da bisherige Überlegungen (zum Beispiel [20, 21, 55]) den Einsatz von „Semi-refrigerated“-Tanks für den Transport großer CO₂-Mengen nahelegen, kann auch die Anpassung vorhandener Tanksysteme dieser Art (insbesondere für LPG und Ethylen) eine Alternative darstellen. Auch ist vor dem Hintergrund potenziell limitierter Werftkapazitäten unklar, in welchem Zeitraum der Aufbau einer ausreichend großen Schiffsflotte möglich wäre.

Mögliche Schritte zur Lösung:

- Nachweiserbringung für ein realisierbares, wirtschaftliches Schiffs-konzept für Transportkapazitäten > 50.000 m³ einschließlich eines geeigneten CO₂-Tanksystems,
- Bau eines entsprechenden Demonstrationsschiffes,
- Reservierung der für den Flottenbau notwendigen Werftkapazitäten.

Minimierung des CO₂-Verlustausgleichs mittels DAC durch Realisierung eines (nahezu) geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs

Es erscheint äußerst unwahrscheinlich, dass ein vollständig geschlossener Kohlenstoffkreislauf umsetzbar ist (Kapitel 2 und 4). Die Minimierung der Kohlenstoffverluste ist für eine energetisch und ökonomisch effiziente Bereitstellungskette jedoch essenziell (Kapitel 4). Sowohl ATR-Anlagen als auch Oxyfuel-Gaskraftwerke wurden nach dem Wissen der Autoren dieser Studie bislang noch nicht in einem industriellen Maßstab realisiert. Es ist daher Stand heute unklar, ob und wenn ja, wann CO₂-Abscheideraten von deutlich über 90 Prozent realisiert werden können. Zudem gilt es zu berücksichtigen, dass bei einer stofflichen SNG-Nutzung in der chemischen Industrie der enthaltene Kohlenstoff dem System

unweigerlich entzogen wird und entsprechend ausgeglichen werden muss.

Mögliche Schritte zur Lösung:

- Erbringen des Funktionsnachweises für *Oxyfuel*-Gaskraftwerke und ATR-Anlagen mit CO₂-Abscheideraten von mehr als 90 Prozent (Demonstrationsanlagen),
- Gewährleistung für ausschließlichen Einsatz von nachhaltigem CO₂ (schließt im Kreislauf geführtes CO₂ ein) in der Methanisierung.

Treibhausgasneutralität nur mithilfe von CCS möglich

Methan-Leckagen (zum Beispiel während der Methanisierung, der Verflüssigung oder des Schiffstransports) stellen nicht nur vor dem Hintergrund des korrelierenden Kohlenstoffverlusts eine Herausforderung dar, sondern auch in Bezug auf die Treibhausgasbilanz der Bereitstellungskette. Aufgrund der unterschiedlichen Treibhausgaspotenziale müssen der Atmosphäre für jedes Kilogramm Methan, welches aus dem System entweicht, rund 28 Kilogramm CO₂ entzogen werden (GWP 100), um eine treibhausgasneutrale Bereitstellung zu gewährleisten. Da nur knapp drei Kilogramm CO₂ benötigt werden, um die Kohlenstoffverluste auszugleichen, müssten pro Kilogramm entweichendem Methan rund 25 Kilogramm CO₂ aus der Atmosphäre zusätzlich abgeschieden und geologisch gespeichert werden, um eine vollständig treibhausgasneutrale Energiebereitstellung zu erreichen.

Mögliche Schritte zur Lösung:

- technische Minimierung von Methanemissionen entlang der SNG-Bereitstellungskette (insbesondere bei der Methanisierung, der Verflüssigung, dem Transport, der ATR und der sonstigen Nutzung),
- Implementierung eines Systems zum zuverlässigen Monitoring von Methanemissionen.

Erforderliche Energiebereitstellung im Importland

Einige der im Importland lokalisierten Komponenten der Bereitstellungskette (unter anderem Sauerstoff-

bereitstellung für ATR, Gasauftrennung und -reinigung nach ATR, CO₂-Transport und -Verflüssigung, gegebenenfalls Ausgleich von Kohlenstoffverlusten mittels DAC) erfordern den Einsatz weiterer, zumeist elektrischer, Energie (vgl. Kapitel 4.2.1). Die Deckung dieser Energienachfrage darf nicht durch Substitutionseffekte zu einer Erhöhung der Nachfrage nach fossiler Elektrizität und in der Konsequenz zur Verlängerung der Laufzeiten von Kraftwerken, die fossile Brennstoffe nutzen, führen.

Mögliche Schritte zur Lösung:

- Abschluss von ausreichend PPAs zur grünen Bereitstellung der benötigten Elektrizität oder Aufbau eigener, erneuerbarer Erzeugungskapazitäten als Teil des Projekts,
- bestenfalls systemdienliche Fahrweise der größten Stromverbraucher (nur dann, wenn ausreichend Grünstrom im Importland vorhanden ist),
- Minimierung der Energienachfrage im Importland durch höchstmögliche Integration der Prozessschritte.

Geringerer Anreiz für Investitionen in kohlenstofffreie, effizientere Prozesse

Grundsätzlich gilt für eine Vielzahl von Anwendungen, dass die Umstellung von derzeit erdgasbasierten Verfahren auf direktelektrische Prozesse energetisch effizienter und langfristig aller Wahrscheinlichkeit nach auch ökonomisch vorteilhaft gegenüber einer Substitution von Erdgas durch SNG ist. Ein Beispiel hierfür ist voraussichtlich die Bereitstellung von industrieller Niedertemperaturwärme [56]. Es stellt sich daher die Frage, ob durch eine Verfügbarkeit von SNG möglicherweise systemische Transformationen verzögert werden könnten. Sollten Investitionen in effiziente direktelektrische Verfahren tatsächlich ausbleiben, könnten sich daraus langfristig systemisch höhere Kosten ergeben. Gleiches gilt in abgeschwächter Form auch für Verfahren, die aus technischen Gründen zwar nicht elektrifiziert, allerdings von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können. Wie in Kapitel 4.3 gezeigt wurde, kann Energie mithilfe von Wasserstoff aller Voraussicht

nach mittel- bis langfristig deutlich kostengünstiger bereitgestellt werden als mittels SNG.

Mögliche Schritte zur Lösung:

- Identifizierung von Sektoren, in denen der Einsatz von kohlenstoffhaltigen Energieträgern besonders vielversprechend beziehungsweise aus prozess-technischen Gründen notwendig ist.

Überführung der Bereitstellungskette in Energiesystem ohne beziehungsweise mit reduzierter Erdgasnachfrage

Diverse Entwicklungsszenarien für ein klimaneutrales, deutsches beziehungsweise Europäisches Energiesystem zeigen, dass in einem kostenoptimalen Transformationspfad mittelfristig (ab 2030) mit einer stetig abnehmenden Erdgasnachfrage zu rechnen ist [1, 57]. Aus heutiger Perspektive ist daher noch unklar, inwiefern ein Bereitstellungs-konzept, in dem die Nutzung von SNG als Endenergieträger eine zentrale Rolle einnimmt, in ein solches erdgasfreies respektive erdgasarmes Energiesystem eingegliedert werden kann.

Mögliche Schritte zur Lösung:

- Gewährleistung einer ausreichenden Flexibilität des SNG-Geschäftsmodells, damit entsprechend den wichtigsten deutschen Energiesystemszenarien eine allmähliche Erhöhung des Anteils der Wasserstoffbereitstellung bei gleichzeitiger Verringerung des Anteils der SNG-Nutzung ermöglicht werden kann.

Unklare Implikationen auf die Entwicklung der Gasinfrastruktur in Deutschland

Neben den unklaren langfristigen Auswirkungen dieses Konzepts auf die erwartete Energiesystementwicklung in Deutschland, ist in entgegengesetzter Richtung auch unklar, welche Implikationen eine Realisierung des SNG-Imports auf bestehende Entwicklungsstrategien hätte. Ein Beispiel hierfür sind Netzentwicklungspläne für die Gasinfrastruktur. So ist denkbar, dass bei limitierten vorhandenen Kapazitäten durch die verstärkte Nutzung von SNG

oder den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur ein negativer Anreiz für die Umwidmung von Erdgas-Pipelines oder -Speichern auf Wasserstoff entsteht.

Mögliche Schritte zur Lösung:

- Quantifizierung der für den Transport und die Speicherung von SNG und CO₂ erforderlichen Infrastruktur,
- Identifizierung von möglichen Überschneidungen (Synergien und Konkurrenzen) mit der geplanten Wasserstoffinfrastruktur.

5.2 Mögliche Vorteile gegenüber alternativen Optionen für den Import regenerativer Energieträger

Aufbau einer Infrastruktur zur Abscheidung und Speicherung von CO₂

Einige Industriezweige sind aller Voraussicht nach in Zukunft auf die Abscheidung und Speicherung von CO₂ angewiesen, um klimaneutral zu produzieren. Beispiele für solche Sektoren sind die Zement- und Kalkherstellung, da hier das CO₂ durch unvermeidbare chemische Prozesse entsteht. Ein frühzeitiger Einsatz von Technologien zur CO₂-Abscheidung sowie ein zeitnaher Aufbau einer Infrastruktur für den Transport und die geologische Speicherung von CO₂ kann die notwendige Transformation in den betroffenen Industrien beschleunigen. Zudem können potenziell einige Infrastrukturkomponenten, wie zum Beispiel Pipelines, Verflüssigungsanlagen und Hafenterminals, sowohl für die Kreislaufführung von CO₂ als auch für dessen geologische Speicherung genutzt werden. Entsprechend könnten Synergien zwischen verschiedenen Konzepten geschaffen werden, durch die die energetische und ökonomische Effizienz der jeweiligen Systeme erhöht werden kann.

Aufbau einer internationalen CO₂-Transportinfrastruktur

Auch aus dem im untersuchten Konzept vorgesehenen Aufbau einer internationalen CO₂-Transport-

infrastruktur können sich wertvolle Impulse für die Entwicklung anderer Komponenten eines klimaneutralen Energiesystems ergeben. So werden unabhängig von der Realisierung SNG-basierter Energiebereitstellungsketten kohlenstoffhaltige, regenerative Energieträger aller Voraussicht nach Teil eines zukünftigen, emissionsfreien Energiesystems (zum Beispiel [58], [59]). Beispiele hierfür sind:

- Strombasierte Flugkraftstoffe (PtL SAF) sind aus heutiger Perspektive wahrscheinlich alternativlos für die Defossilierung des Langstreckenluftverkehrs, da der Einsatz von batterieelektrischen oder wasserstoffbetriebenen Flugzeugen hier voraussichtlich keine Option ist.
- Auch für die internationale Schifffahrt stellen regenerative Kohlenwasserstoffe auf Grundlage des derzeitigen Erkenntnisstands die geeignetste Defossilierungsoption dar. Als grüne Schiffs-kraftstoffe werden unter anderem Methanol, Diesel und SLNG diskutiert.
- Grünes Methanol wird voraussichtlich elementarer Bestandteil einer defossilisierten Chemieindustrie sein und als Ausgangsmaterial für eine Vielzahl von Produkten (zum Beispiel Kunststoffe, Farben) dienen.

Sollen die genannten Energieträger vollständig klimaneutral sein, muss das benötigte CO₂ aus einer regenerativen Quelle stammen und nicht fossilen Ursprungs sein. CO₂ aus nachhaltiger Biomasse, welches voraussichtlich auf absehbare Zeit im Vergleich zu CO₂, das mittels DAC-Verfahren bereitgestellt wird, die vorteilhaftere und günstigere Option darstellen wird, weist global betrachtet eine heterogene Verteilung auf. Eine globale Transportinfrastruktur zur Versorgung der Produktion regenerativer, kohlenstoffhaltiger Energieträger mit nachhaltigem, biogenem oder im Kreislauf geführtem CO₂ kann daher zukünftig Teil einer kostenminimierten Herstellung dieser Energieträger sein. Entsprechend könnte die zeitnahe Realisierung eines SNG-Imports mit geschlossenem Kohlenstoffkreislauf die Bereitstellung anderer regenerativer Energieträger begünstigen.

Erleichterter Transformationsprozess für industrielle Abnehmer

Das Ziel der Klimaneutralität in Deutschland bis 2045 erfordert eine möglichst schnelle Verringerung der Treibhausgasemissionen. Das stellt insbesondere die Industrie vor große Herausforderungen, da etablierte Produktionsprozesse und Verfahren oftmals tiefgreifend modifiziert oder ganz umgestellt werden müssen, wenn fossile Energieträger durch kohlenstofffreie, erneuerbare Alternativen (zum Beispiel Elektrizität oder Wasserstoff) substituiert werden sollen. Der Einsatz von SNG kann für industrielle Abnehmer eine Möglichkeit darstellen, die Treibhausgasemissionen schneller zu reduzieren, als dies bei der Umstellung auf ein neues, innovatives Verfahren möglich wäre. So sind in vielen Bereichen für eine Umstellung auf SNG keine oder nur geringe Anpassungen etablierter Produktionsprozesse notwendig. Beispiele hierfür sind:

- In der Rohstahlherstellung ist die Direktreduktion von Eisenerz auf Basis von Erdgas, anders als die vieldiskutierte wasserstoffbasierte Alternative, ein erprobtes, bereits heute eingesetztes Verfahren [60].
- Die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme auf Basis von Erdgas ist in zahlreichen industriellen Bereichen Stand der Technik (zum Beispiel Glasherstellung). Eine Umstellung auf die direktelektrische oder wasserstoffbasierte Beheizung der Verfahren erfordert potenziell aufwändige Prozessumstellungen und entsprechende Investitionen.

Allerdings muss berücksichtigt werden, dass die technologischen Herausforderungen und notwendige Kapitalinvestitionen beim Einsatz von SNG nicht entfallen, sondern vielmehr von der Abnehmerseite, also der Industrie, auf die Bereitstellung des Energieträgers verlagert werden. Zudem besteht ein gewisser Widerspruch zwischen der in diesem Absatz skizzierten, durch die SNG-Bereitstellung voraussichtlich erleichterte Transformation und der aus systemischer Perspektive grundsätzlich wünschenswerte Umstellung auf effiziente, möglichst kohlenstofffreie Prozessalternativen (siehe Abschnitt 5.1).

Bereitstellung eines kohlenstoffhaltigen Rohstoffs

Bestimmte industrielle Bereiche sind zwingend auf kohlenstoffhaltige Edukte angewiesen und werden es aller Voraussicht nach auch zukünftig sein. Beispiel für solche Industriezweige sind:

- Produktion von Farben, Lacken und Harzen,
- Kunststoffherstellung,
- Bereiche der pharmazeutischen Industrie.

Im Vergleich zu anderen, viel diskutierten Importpfaden (gasförmiger Wasserstoff per Pipeline, LH₂, LOHC) ermöglicht das SNG-Konzept neben der Bereitstellung von reinem Wasserstoff über die ATR auch die Versorgung solcher Industrien mit dem benötigten Kohlenstoff. Allerdings wird der in dieser Form eingesetzte Kohlenstoff zumindest anteilig in den Produkten gebunden, steht entsprechend mittelfristig (bis zum Lebensende der Produkte) nicht mehr für die Kreislaufführung zur Verfügung und muss durch nachhaltigen Kohlenstoff aus anderen Quellen ersetzt werden.

Einbindung bestehender Infrastrukturen

Der Aufbau einer SNG-basierten Energiebereitstellungskette bietet eine langfristige Perspektive für bestehende Infrastrukturen in einer treibhausgasneutralen Zukunft. In diesem Kontext ist allerdings zu berücksichtigen, dass dies den bekanntesten deutschen Energiesystemszenarien entgegensteht, die einen kontinuierlichen Rückgang der Erdgasnutzung erwarten. Dies gilt insbesondere für die LNG-Infrastruktur (Verflüssigungsanlagen, Terminals, Tanker). Durch die Einspeisung von SNG in die vorhandene LNG-Infrastruktur kann diese schrittweise defossilisiert werden. Zudem kann gegenüber alternativen Energieimportpfaden durch eine solche Nutzung von Bestandsinfrastruktur möglicherweise die Einstiegshürde im Hinblick auf das aufzubringende Anfangsinvestment reduziert werden. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass dieser mögliche Vorteil nur für den SNG-Transport, nicht aber für die Rückführung des CO₂ gilt. Hier muss die erforderliche Infrastruktur neu errichtet werden und in der Folge mit steigenden SNG-Mengen stetig mitwachsen.

Anhang

| Technische Parameter verschiedener Verkehrsträger für den inländischen CO ₂ -Transport | | | | Tabelle 3 |
|---|----------------------------|-------------|----------------|----------------|
| Parameter | Einheit | LKW-Trailer | Güterzug | Binnenschiff |
| Nutzlast | t CO ₂ /Einheit | 24,6 [61] | 1.320 [62, 63] | 2.000 [64, 65] |

TUHH (2023)

| Inländischer CO ₂ -Transportbedarf für die Belieferung verschiedener Standorttypen | | | | | Tabelle 4 |
|---|-----------------------------|-------|-----------------|-------------|-----------|
| | | LKW/d | Binnenschiffe/d | Güterzüge/d | |
| Oxyfuel-Gaskraftwerk bei Volllast | 200 MW _{el} | 61 | 0,9 | 1,4 | |
| | 300 MW _{el} | 91 | 1,4 | 2,1 | |
| | 400 MW _{el} | 121 | 1,8 | 2,8 | |
| | 500 MW _{el} | 152 | 2,3 | 3,5 | |
| Oxyfuel-Gaskraftwerk mit 2.500 h/a an durchschnittlichem Tag | 200 MW _{el} | 17 | 0,3 | 0,4 | |
| | 300 MW _{el} | 26 | 0,4 | 0,6 | |
| | 400 MW _{el} | 35 | 0,5 | 0,8 | |
| | 500 MW _{el} | 43 | 0,7 | 1 | |
| Industriestandort – Grundlast | 10 TWh _{LHV} SNG/a | 144 | 2,2 | 3,3 | |
| | 5 TWh _{LHV} SNG/a | 72 | 1,1 | 1,6 | |
| | 3 TWh _{LHV} SNG/a | 43 | 0,6 | 1 | |

TUHH (2023)

| Techno-ökonomische Parameter Umwandlungsprozesse | | | | | | | Tabelle 5 |
|---|---------------------------------------|-------------------------|-------------------|---------------------------------|---|---|-----------------------------------|
| Parameter | Einheit | SNG (Methanisierung) | | LH ₂ (Verflüssigung) | CH ₃ OH (Methanol-synthese) | NH ₃ (Haber-Bosch-Synthese) | LOHC ¹ (Hydrierung) |
| | | Industrie-konzept | Literatur | | | | |
| Referenzgröße | t H ₂ /d | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| CAPEX | Mio. € ₂₀₂₀ | 56 | 300 [66–68] | 672 [41, 69, 70] | 137 [71–73] | 428 [74, 75] | 67 [69, 76] |
| OPEX | % _{CAPEX} /a | k. A. | 4 [68, 71] | 4 [43, 69] | 4 [44, 71] | 4 [75] | 4 [77] |
| Abschreibungs-zeitraum | a | k. A. | 20 [66, 78] | 30 [43] | 20 [66] | 20 [66] | 20 [66] |
| Strombedarf | kWh _{el} /kg Derivat | 0,054 | 0,08 [72] | 7,40 [43] | 3,69 [44, 72] | 0,312 [66, 79, 80] | 0,24 [42, 44] |
| Abwärme | kWh _{th} /kg Derivat | -2,87 | -1,97 [81] | - | -0,28 [44, 72] | -1,12 [79] | -9,90 [42, 44] |
| H ₂ -Bedarf | kg H ₂ /kg Derivat | 0,496 | 0,505 [66, 81] | 1 | 0,12 [82] | 0,176 [79] | 1 |
| zusätzliche H ₂ -Verluste | % | k. A. | 0 | 1,65 [43] | 0 [82] | 0 | 0,55 [42, 44] |
| N ₂ -Bedarf | kg N ₂ /kg NH ₃ | - | - | - | - | 0,824 [79] | - |
| CO ₂ -Bedarf | kg CO ₂ /kg Derivat | 2,691 | 2,750 [66, 81] | - | 7,333 [82] | - | - |
| Energiebedarf N ₂ -Bereitstellung | kWh _{el} /kg N ₂ | - | - | - | - | 0,108 [74] | - |
| Energiebedarf CO ₂ -Bereitstellung (DAC) | kWh _{el} /kg CO ₂ | 0,236 | 0,225 [66, 83] | - | 0,225 [66, 83] | - | - |
| | kWh _{th} /kg CO ₂ | 1,17 | 1,5 [66, 83] | - | 1,5 [66, 83] | - | - |

¹ Als Derivat wird der im LOHC gebundene Wasserstoff definiert

TUHH (2023)

| Techno-ökonomische Parameter SNG und CO ₂ -Verflüssigung | | | | | Tabelle 6 |
|---|-----------------------------------|-------------------|------------------|--------------------------------|------------------|
| Parameter | Einheit | SNG-Verflüssigung | | CO ₂ -Verflüssigung | |
| | | Industrie-konzept | Literatur | Industrie-konzept | Literatur |
| Referenzgröße | t SNG/d bzw. t CO ₂ /d | - | 500 | 500 | 500 |
| CAPEX | Mio. € ₂₀₂₀ | k. A. | 87 [2, 72, 84] | 13 | 12 [21, 24, 25] |
| OPEX | % _{CAPEX} /a | k. A. | 4 [85] | k. A. | 5 [3, 25] |
| Abschreibungszeitraum | a | k. A. | 25 [85] | k. A. | 25 ¹ |
| Verluste | % | k. A. | 0,1 [46] | k. A. | 0,1 ¹ |
| Strombedarf | kWh _{el} /kg | k. A. | 0,56 [7, 84, 85] | 0,04 | 0,12 [3, 20, 25] |

¹ eigene Annahme, Werte entsprechen denen der SNG-Verflüssigung

TUHH (2023)

| Techno-ökonomische Parameter Speicherung | | | | | | | | Tabelle 7 |
|--|---|-------------------|-----------------|-----------------|--------------------|-----------------|-------------------|-----------------|
| Parameter | Einheit | SNG | | LH ₂ | CH ₃ OH | NH ₃ | LOHC ¹ | CO ₂ |
| | | Industrie-konzept | Literatur | | | | | |
| CAPEX | € ₂₀₂₀ /kg Derivat bzw. €/kg CO ₂ | k. A. | 4,4 [3, 84] | 33 [42] | 0,5 [42, 50] | 2,2 [58, 67] | 20 [42, 50] | 2,4 [3, 25] |
| OPEX | % _{CAPEX} /a | k. A. | 2 [3] | 3 [50, 69] | 2 [42] | 2 [67] | 2 [42] | 5 [21, 25] |
| Abschreibungszeitraum | a | k. A. | 30 ² | 30 [42] | 30 [42] | 30 ² | 30 [42] | 30 ² |
| Verluste | %/d | k. A. | 0,5 [47] | 0,07 [42] | 0 ² | 0,03 [67] | 0 ² | 0 ² |

¹ Als Derivat wird der im LOHC gebundene Wasserstoff definiert
² Eigene Annahme

TUHH (2023)

| Techno-ökonomische Parameter Schiffstransport | | | | | | | | Tabelle 8 |
|---|--------------------------------|-------------------|--------------------|---------------------|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| Parameter | Einheit | SNG | | LH ₂ | CH ₃ OH | NH ₃ | LOHC ² | CO ₂ |
| | | Industrie-konzept | Literatur | | | | | |
| Nutzlast | t Transportgut/Schiff | k. A. | 75.500 [2] | 11.000 [50] | 13.750 [50] | 53.000 [50] | 6.300 [50] | 105.000 [20] |
| CAPEX | Mio. € ₂₀₂₀ /Schiff | k. A. | 214 ⁴ | 387 | 83 [50, 86] | 79 [50, 67] | 83 [50, 86] | 111 [25] |
| OPEX | % _{CAPEX} /a | k. A. | 4 [87] | 4 [50] | 4 [50] | 4 [50] | 4 [50] | 5 [24, 67] |
| Abschreibungszeitraum | a | k. A. | 25 [87] | 25 [86] | 25 [86] | 25 [86] | 25 [86] | 25 ³ |
| Kraftstoffbedarf | kWh/km | k. A. | 0 ¹ | 0 ¹ [50] | 920 | 700 [50] | 920 [50] | 830 [24] |
| Boil-off-Verluste | %/d | k. A. | 0,16 [87] | 0,5 [88] | 0 | 0,024 ³ | 0 [50] | 0 ³ |
| Geschwindigkeit | km/h | k. A. | 30 [66] | 33 [89] | 30 | 30 [50] | 30 [50] | 30 [21] |
| Betankungsverluste | %/Ladung | k. A. | – | 1,3 [50] | – | – | – | – |
| Be- u. Entladungszeit + Wartezeit | h/Ladung | k. A. | 54 ³ | 54 [86] | 54 | 54 [86] | 54 [86] | 45 [17, 24] |
| Verfügbarkeit | h/a | k. A. | 8.000 ³ | 8.000 [86] | 8.000 | 8.000 [86] | 8.000 [86] | 8.000 ³ |

¹ Es wird angenommen, dass Boil-off-Verluste als Kraftstoff genutzt werden können
² Als Transportgut wird der im LOHC gebundene Wasserstoff definiert
³ Eigene Annahme
⁴ Eigene Annahme basierend auf [66]

TUHH (2023)

| Techno-ökonomische Parameter Wasserstoffpipeline | | | | Tabelle 9 |
|--|---|------------------|-------------|-----------|
| Parameter | Einheit | Industriekonzept | Literatur | |
| Referenzgröße (Durchmesser) | mm | k. A. | 500 | |
| CAPEX | Mio. € ₂₀₂₀ /km | k. A. | 1,3 [90] | |
| OPEX | % _{CAPEX} /a | k. A. | 5 [90] | |
| Energiebedarf Zwischenverdichtung | kWh _{el} /(kg H ₂ * km) | k. A. | 0,0006 [90] | |
| Abschreibungszeitraum | a | k. A. | 40 [90] | |
| Verluste | %/km | k. A. | 0 [90] | |

¹ Als Derivat wird der im LOHC gebundene Wasserstoff definiert
² Eigene Annahme

TUHH (2023)

| Techno-ökonomische Parameter Rückumwandlungsprozesse | | | | | | | Tabelle 10 |
|--|--------------------------------------|--------------------|-----------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| Parameter | Einheit | SNG (ATR) | | LH ₂ (Regasifizierung) | CH ₃ OH (Cracking) | NH ₃ (Cracking) | LOHC ¹ (Dehydrierung) |
| | | Industriekonzept | Literatur | | | | |
| Referenzgröße | t H ₂ /d | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| CAPEX | Mio. € ₂₀₂₀ | 567 | 604 [10, 32, 33, 67] | 2 [69] | 83 [44, 91–94] | 250 [50, 95, 96] | 58 [69, 76] |
| OPEX | % _{CAPEX} /a | k. A. | 3 [33] | 3 [69] | 4 [44] | 4 [50] | 4 [77] |
| Abschreibungszeitraum | a | k. A. | 20 [33] | 10 [69] | 20 [44] | 20 [66] | 20 [69, 77] |
| Strombedarf | kWh _{el} /kg H ₂ | 0,898 ² | 2,133 ² [10, 97] | 0,5 [42, 98] | 4,20 [44] | 3,38 [50, 99] | 1,09 [42, 50, 99] |
| Wärmebedarf | kWh _{th} /kg H ₂ | 0 | 0 | 0 | 0 ^{3 5} [100–102] | 2,1 ³ [50] | 12,5 [50, 66, 99] |
| Derivat-Bedarf | kg Derivat/ kg H ₂ | 2,69 | 3,0 [10, 32] | 1 | 9,80 ⁴ [103] | 7,08 ⁴ [52] | 1,0204 ⁴ [42, 50] |
| O ₂ -Bedarf | kg O ₂ /kg SNG | 2,87 | 3,0 [10] | – | – | – | – |
| Strombedarf O ₂ -Bereitstellung | kWh _{el} /kg O ₂ | 0,42 | 0,29 [12, 104] | – | – | – | – |
| CO ₂ -Abscheiderate | % | 98 | 91 [10, 32, 33] | – | 94 ⁶ | – | – |
| Auslassdruck H ₂ | bar | k. A. | 36 [10] | 100 [98] | 1 ⁶ | 1 [95] | 2 [42] |
| Auslassdruck CO ₂ | bar | k. A. | 36 [10] | – | 1 ⁶ | – | – |

¹ Als Derivat wird der im LOHC gebundene Wasserstoff definiert
² Beinhaltet den Strombedarf für den Betrieb der Hilfsaggregate sowie die Auftrennung und Reinigung der Produktgase; der Strombedarf der Sauerstoffbereitstellung ist nicht enthalten und wird separat aufgeführt
³ Beim NH₃-Cracking und beim CH₃OH-Cracking anfallende Verluste können genutzt werden, um einen Teil der Wärmeenergie für das NH₃-Cracking bzw. CH₃OH-Cracking bereitzustellen
⁴ Enthält Verluste, die beim NH₃-Cracking, der LOHC-Dehydrierung und dem CH₃OH-Cracking und der nachgeschalteten Wasserstoffreinigung entstehen
⁵ Die ohnehin anfallenden Verluste sind ausreichend, um den Wärmeenergiebedarf vollständig zu decken
⁶ Eigene Annahme

TUHH (2023)

| Techno-ökonomische Parameter Wasserstoffverdichtung | | | Tabelle 11 |
|---|------------------------|------------------|-------------------|
| Parameter | Einheit | Industriekonzept | Literatur |
| Referenzgröße | t H ₂ /d | k. A. | 500 |
| CAPEX | Mio. € ₂₀₂₀ | k. A. | 29 [41, 69] |
| OPEX | % _{CAPEX} /a | k. A. | 5 [41, 69] |
| Abschreibungszeitraum | a | k. A. | 15 [41, 69] |
| Verdichterwirkungsgrad | % | k. A. | 79 [37, 41] |
| H ₂ -Verluste | % | k. A. | 0,5 [41, 69] [42] |

TUHH (2023)

| Ökonomische und ökologische Parameter Energiebereitstellung | | | | Tabelle 12 |
|---|--|---|---|----------------------------|
| Parameter | Einheit | Exportland: Schiff | Exportland: Norwegen | Importland: Deutschland |
| Konst. H ₂ -Bereitstellung – Kosten | € ₂₀₂₀ /kg | 3,5 ¹ | 4,5 ¹ | – |
| Strommix für H ₂ -Bereitstellung – Treibhausgasemissionen ² | g CO _{2-eq} /kWh _{el} | 32 (85 % PV, 15 % Onshore-Windstrom) ³ | 6 (100 % Offshore-Windstrom) ⁴ | – |
| Konst. Strombereitstellung – Kosten | € ₂₀₂₀ /kWh _{el} | 0,08 ⁵ | 0,08 ⁵ | 0,1 ⁵ |
| Konst. Strombereitstellung – Treibhausgasemissionen | g CO _{2-eq} /kWh _{el} | 32 ⁵ | 32 ⁵ | 85 ⁵ |
| Konst. Wärmebereitstellung – Kosten | € ₂₀₂₀ /kWh _{th} | 0,04 ⁵ | – | 0,08 ⁵ |
| Konst. Wärmebereitstellung – Treibhausgasemissionen | g CO _{2-eq} /kWh _{th} | 32 ⁵ | – | 85 ⁵ |
| erneuerbarer Schiffskraftstoff – Kosten | € ₂₀₂₀ /kWh _{LHV} | 0,1 ⁶ | | |
| erneuerbarer Schiffskraftstoff – Treibhausgasemissionen | g CO _{2-eq} /kWh _{LHV} | 84 ⁶ | | |

¹ Eigene Annahmen basierend auf [34].
² Es werden nur Emissionen berücksichtigt, die sich aus der Strombereitstellung ergeben.
³ Emissionsfaktor PV-Strom: 30 g CO_{2-eq}/kWh_{el} [105, 106]; Emissionsfaktor Onshore-Windstrom: 8 g CO_{2-eq}/kWh_{el} [105, 106]; zusätzlich wird eine Stromabregelung im Umfang von 0,2 kWh pro erzeugter kWh Strom unterstellt [34].
⁴ Emissionsfaktor Offshore-Windstrom: 6 g CO_{2-eq}/kWh_{el} [105, 106]; keine Stromabregelung
⁵ Eigene Annahmen.
⁶ Eigene Annahmen basierend auf [107, 108] für einen Mix aus Bio-LNG und SNG.

Anmerkung:
 Eine konstante, regenerative Strombereitstellung ist für den Betrieb der Wasserstoffkonditionierungsanlagen in den Exportländern erforderlich. Die Kosten einer solchen Strombereitstellung werden dabei neben den LCOE der Stromerzeugung auch von dem spezifischen Bedarf für die Stromspeicherung bestimmt. Basierend auf [109] wird vereinfachend unterstellt, dass beide betrachteten Exportländer ähnliche Kosten für die konstante, regenerative Strombereitstellung aufweisen.

TUHH (2023)

Literaturverzeichnis

- [1] **SCI4climate.NRW (2022):** *Quantitativer Vergleich aktueller Klimaschutzszenarien für Deutschland*, https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7956/file/7956_Klimaschutzszenarien.pdf#page=90
- [2] **IRENA – International Renewable Energy Agency (2022):** *Global Hydrogen trade to meet the 1.5 °C climate goal – Part II – Technology review of hydrogen carriers*
- [3] **J. Hampp, M. Düren, T. Brown (2021):** *Import options for chemical energy carriers from renewable sources to Germany*
- [4] **M. Schmidt, S. Schwarz, B. Stürmer, I. Wagener, U. Zuberbühler (2018):** *Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch)*; in: Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES (Hrsg.): *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken*
- [5] **S. Bajohr (2020):** *Power-to-gas Technologies – STORE&GO Workshop, 20.02.2020*
- [6] **Global Energy Monitor: Global Gas Infrastructure Tracker (2023):** <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker/tracker/>
- [7] **IEA (2022):** *Global Hydrogen Review 2022*
- [8] **R.R. Tinoco, C. Bouallou (2010):** *Hydrogen Production from Natural Gas: Auto-thermal Reforming and CO₂ Capture*, *Chemical Engineering Transactions*
- [9] **P. Ciambelli (2021):** *Catalytic autothermal reforming for hydrogen production: from large-scale plant to distributed energy system*; in: van der Voorde, M. (Hrsg.): *Hydrogen Production and Energy Transition*, De Gruyter
- [10] **A.O. Oni, K. Anaya, T. Giwa, G. Di Lullo, A. Kumar (2022):** *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*, 254 (2022), S. 115245
- [11] **R. Stanger, T. Wall, R. Spörl, M. Paneru, S. Grathwohl, M. Weidmann, G. Scheffknecht, D. McDonald, K. Myöhänen, J. Ritvanen, S. Rahiala, T. Hyppänen, J. Mletzko, A. Kather, S. Santos (2015):** *Oxyfuel combustion for CO₂ capture in power plants*, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40 (2015), S. 55–125
- [12] **P. Radgen, C. Cremer, S. Warkentin, P. Gerling, F. May, S. Knopf (2006):** *Verfahren zur CO₂ Abscheidung und -Speicherung – Zusammenfassung*
- [13] **J. Mletzko, S. Ehlers, A. Kather (2016):** *Comparison of Natural Gas Combined Cycle Power Plants with Post Combustion and Oxyfuel Technology at Different CO₂ Capture Rates*, *Energy Procedia*, 86 (2016), S. 2–11
- [14] **Deutsche Energie-Agentur (2021):** *Technische CO₂-Senken – Kurzgutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*
-

- [15] **R. Allam, S. Martin, B. Forrest, J. Fetvedt, X. Lu, D. Freed, G.W. Brown, T. Sasaki, M. Itoh, J. Manning: Demonstration of the Allam Cycle (2017): An Update on the Development Status of a High Efficiency Supercritical Carbon Dioxide Power Process Employing Full Carbon Capture**, Energy Procedia, 114 (2017), S. 5948–5966
- [16] **NET Power (2023): First Utility-Scale Project**, <https://netpower.com/first-utility-scale-project/>
- [17] **H. Al Baroudi, A. Awoyomi, K. Patchigolla, K. Jonnalagadda, E.J. Anthony (2021): A review of large-scale CO₂ shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage**, Applied Energy, 287 (2021), S. 116510
- [18] **R. Dickel, B. Fattouh, H. Muslemani (2022): Cross-border cooperation on CO₂ transport and sequestration – The case of Germany and Norway**, OIES paper ET, Vol. 15, The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford
- [19] **Messer Group GmbH (2021): Properties of Carbon Dioxide**
- [20] **B.-Y. Yoo, D.-K. Choi, H.-J. Kim, Y.-S. Moon, H.-S. Na, S.-G. Lee (2013): Development of CO₂ terminal and CO₂ carrier for future commercialized CCS market**, International Journal of Greenhouse Gas Control, 12 (2013), S. 323–332
- [21] **Y. Seo, C. Huh, S. Lee, D. Chang (2016): Comparison of CO₂ liquefaction pressures for ship-based carbon capture and storage (CCS) chain**, International Journal of Greenhouse Gas Control, 52 (2016), S. 1–12
- [22] **Yara (2015): New liquid CO₂ ship for Yara**, <https://www.yara.com/news-and-media/news/archive/2015/new-liquid-co2-ship-for-yara/>
- [23] **Reyes-Lúa, Adriana, Y. Arellano, I. Treu Røe, L. Rycroft, T. Wildenborg, K. Jordal (2021): CO₂ ship transport: Benefits for early movers and aspects to consider – 4th Report of the Thematic Working Group on: CO₂ Transport, Storage, and Networks**
- [24] **E. Durusut, M. Joos (2018): Shipping CO₂ – UK cost estimation study**
- [25] **K. Orchard, E. Durusut, R. Skagestad, M. Hay, I. Ombudstvedt (2022): The Status and Challenges of CO₂ Shipping Infrastructures**
- [26] **IEA (2022): World Energy Outlook 2022**
- [27] **D. Heß, M. Klumpp, R. Dittmeyer (2020): Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien**
- [28] **M. Ozkan, S.P. Nayak, A.D. Ruiz, W. Jiang (2022): Current status and pillars of direct air capture technologies**, iScience, 25 (2022), 4, S. 103990
- [29] **S. Mackler, D. Brober, K. Dean, L. Steves, E. Water (2021): The Commercial Case for Direct Air Capture**
- [30] **IEA (2022): ETP Clean Energy Technology Guide, Paris**, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>
- [31] **Bundesnetzagentur (2023): Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2022**, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/Rueckblick/start.html
- [32] **H-vision (2019): Blue hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry – Feasibility study report**

-
- [33] **A. Wang, J. Jens, D. Mavins, M. Moulak, M. Schimmel, K. van der Leun, D. Peters, M. Buseman (2021):** *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen*
- [34] **L. Sens, Y. Piguel, U. Neuling, S. Timmerberg, K. Wilbrand, M. Kaltschmitt (2022):** *Cost minimized hydrogen from solar and wind – Production and supply in the European catchment area*, Energy Conversion and Management, 265 (2022), S. 115742
- [35] **L. Sens, U. Neuling, M. Kaltschmitt (2022):** *Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines – Development by 2050*, Renewable Energy, 185 (2022), S. 525–537
- [36] **L. Sens, U. Neuling, K. Wilbrand, M. Kaltschmitt (2022):** *Conditioned hydrogen for a green hydrogen supply for heavy duty-vehicles in 2030 and 2050 – A techno-economic well-to-tank assessment of various supply chains*, International Journal of Hydrogen Energy, DOI 10.1016/j.ijhydene.2022.07.113
- [37] **M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, D. Stolten (2017):** *Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model*, Applied Energy, 200 (2017), S. 290–302
- [38] **N. Dögnitz, G. Costa de Paiva, S. Hauschild, K. Meisel, H. Etzold, S. Nieß, J. Köchermann, K. Görsch, K.-F. Cyffka, F. Müller-Langer, E. Remmele, K. Thuneke, U. Neuling, T. Zitscher, C. Bauer, R. Sacchi (2022):** *Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr*, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
- [39] **Umweltbundesamt (2022):** *Treibhausgaspotenziale (Global Warming Potential, GWP) ausgewählter Verbindungen und deren Gemische gemäß Viertem (AR4) und Fünftem (AR5) Sachstandsbericht des IPCC bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren*
- [40] **Umweltbundesamt (2023):** *Ammoniak (R-717)*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/fluorierte-treibhausgase-fckw/natuerliche-kaeltemittel-in-stationaeren-anlagen/kaeltemittel/ammoniak-r-717#undefined>
- [41] **Department of Energy (DOE) (2015):** *Multi-Year Research, Development, and Demonstration Plan – 3.2 Hydrogen Delivery*
- [42] **M. Reuß (2019):** *Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur*
- [43] **K. Stolzenburg, R. Mubbala (2013):** *Integrated Design for Demonstration of Efficient Liquefaction of Hydrogen (IDEALHY)*
- [44] **M. Niermann, S. Timmerberg, S. Drünert, M. Kaltschmitt (2021):** *Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 135 (2021), S. 110171
- [45] **J. Cooper, L. Dubey, S. Bakkaloglu, A. Hawkes (2022):** *Hydrogen emissions from the hydrogen value chain-emissions profile and impact to global warming*, The Science of the total environment, 830 (2022), S. 154624
- [46] **D. Lowell, H. Wang, N. Lutsey (2013):** *Assessment of the fuel cycle impact of liquefied natural gas as used in international shipping*
-

- [47] **J. Adolf, C. Balzer, M. Kofod, B. Lenz, A. Lischke, G. Knitschky, F. Wirz, M.-L. Wendland (2019):** *Liquefied Natural Gas – New Energy for Ships and Trucks? – Facts, Trends and Perspectives*
- [48] **N. Pavlenko, B. Comer, Y. Zhou, N. Clark, D. Rutherford (2020):** *The climate implications of using LNG as a marine fuel*
- [49] **MAN Energy Solutions (2020):** *Managing methane slip*
- [50] **IEA (2019):** *The Future of Hydrogen*
- [51] **Jeongdong Kim, Jinwoo Park, Meng Qi, Inkyu Lee, and Il Moon (2021):** *Process Integration of an Autothermal Reforming Hydrogen Production System with Cryogenic Air Separation and Carbon Dioxide Capture Using Liquefied Natural Gas Cold Energy*, Ind. Eng. Chem. Res. 2021, 60, 19, 7257–7274
- [52] **S. Giddey, S.P.S. Badwal, C. Munnings, M. Dolan (2017):** *Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media*, ACS Sustainable Chemistry & Engineering, 5 (2017), 11, S. 10231–10239
- [53] **S. Pichlmaier, R. Reck, T. Schmidt-Achert (2023):** *Beitragsreihe Wasserstoff Deep Dives: Emissionsbilanzierung von Wasserstoff*, <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-wasserstoff-deep-dives-emissionsbilanzierung-von-wasserstoff/>
- [54] **F. von Burchard (2023):** *Erneuerbare Energien: EU-Regeln für erneuerbaren Wasserstoff*, <https://www.cmshs-bloggt.de/rechtsthemen/sustainability/sustainability-environment-and-climate-change/erneuerbare-energien-eu-regeln-fuer-erneuerbaren-wasserstoff/>
- [55] **Cultofsea – Maritime Knowledgebase (2022):** *Gas Tanker – Types, Tanks, Reliquefaction & Cargo handling*, <https://cultofsea.com/tanker/gas-tanker-types-tanks-cargo/>
- [56] **A. I. Agora Energiewende (2022):** *12 Thesen zu Wasserstoff*
- [57] **European Commission (2020):** *Climate Target Plan Impact Assessment*
- [58] **IEA (2021):** *Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector*
- [59] **S. Kang, F. Boshell, A. Goeppert, S. G. Prakash, I. Landälv, D. Saygin (2021):** *Innovation outlook – Renewable methanol*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- [60] **ArcelorMittal: Hamburg (2023):** *Wasserstoff-Projekt mit konkreter Planung*, <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/broker.jsp%3FuMen%3D9d0f6fbb-a799-5199-f8b4-947d7b2f25d3%26uCon%3Dfe407a1-7e2f-4171-5933-6eb4ba5c485d%26uTem%3Daaaaaaaa-aaaa-aaaa-aaaa-000000000011>
- [61] **ASCO (2023):** *ASCO CO₂ Tanks Transportabel / ASCO CO₂ Semi-Trailer*, https://www.ascoco2.com/fileadmin/PDF_Download/PDF_Produkte/PDF_CO2_und_Trockeneis_Zubehoer/CO2_Lagerung/de/ASCO_Transportable_CO2-Tanks.pdf
- [62] **P. Eckle (2019):** *CO₂-Transport*
- [63] **VTG (2023):** *Flüssiggas-Kesselwagen – Zagns | VTG-Typ G92.062D*, <https://www.vtg.de/vermietung/unsere-flotte/g92062d>
- [64] **STERA – Gesellschaft für Schiffstransporte mbH (2023):** *Tankschiffe*, <https://stetra.de/flotte/tankschiffe/>

-
- [65] **L. Thomas (2022):** *Niedrigwasser: Neue Schiffe für den Rhein?*, <https://www.dw.com/de/niedrigwasser-neue-schiffe-f%C3%BCr-den-rhein/a-62911746>
- [66] **F. Staiß, M. Schmidt, C. Stephanos, P. Stöcker, S. Wurbs (2022):** *Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030*
- [67] **M. Vos, J. Douma, A. van den Noort (2020):** *Study on the Import of Liquid Renewable Energy – Technology Cost Assessment*
- [68] **M. Fasihi, D. Bogdanov, C. Breyer (2017):** *Long-Term Hydrocarbon Trade Options for the Maghreb Region and Europe – Renewable Energy Based Synthetic Fuels for a Net Zero Emissions World*, *Sustainability*, 9 (2017), 2, S. 306
- [69] **M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, D. Stolten (2019):** *A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany*, *Applied Energy*, 247 (2019), S. 438–453
- [70] **E. Connelly, M. Penev, A. Elgowainy, C. Hunter (2019):** *Current Status of Hydrogen Liquefaction Costs*
- [71] **S. Brynolf, M. Taljegard, M. Grahn, J. Hansson (2018):** *Electrofuels for the transport sector: A review of production costs*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81 (2018), S. 1887–1905
- [72] **U. Kramer, F. Ortloff, R. Thee (2018):** *Defossilisierung des Transportsektors – Optionen und Voraussetzungen in Deutschland*
- [73] **G. Towler, R. Sinnott (2013):** *Capital Cost Estimating*, *Chemical Engineering Design*, Elsevier
- [74] **E.R. Morgan (2013):** *Techno-Economic Feasibility Study of Ammonia Plants Powered by Offshore Wind*, DOI 10.7275/11kt-3f59
- [75] **J.R. Bartels (2008):** *A feasibility study of implementing an Ammonia Economy*, Iowa State University
- [76] **HySTOCK (2019):** *LOHC production cost estimation study*
- [77] **M. Niermann, A. Beckendorff, M. Kaltschmitt, K. Bonhoff (2019):** *Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) – Assessment based on chemical and economic properties*, *International Journal of Hydrogen Energy*, 44 (2019), 13, S. 6631–6654
- [78] **G. Pawelec (2020):** *System-Based Solutions for H₂-Fuelled Water Transport in North-West Europe*
- [79] **P.H. Pfromm (2017):** *Towards sustainable agriculture: Fossil-free ammonia*, *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 9 (2017), 3, S. 34702
- [80] **A. Tremel, P. Wasserscheid, M. Baldauf, T. Hammer (2015):** *Techno-economic analysis for the synthesis of liquid and gaseous fuels based on hydrogen production via electrolysis*, *International Journal of Hydrogen Energy*, 40 (2015), 35, S. 11457–11464
- [81] **W.L. Becker, M. Penev, R.J. Braun (2019):** *Production of Synthetic Natural Gas From Carbon Dioxide and Renewably Generated Hydrogen: A Techno-Economic Analysis of a Power-to-Gas Strategy*, *Journal of Energy Resources Technology*, 141 (2019) DOI 10.1115/1.4041381
-

- [82] **V. Dieterich, A. Buttler, A. Hanel, H. Spliethoff, S. Fendt (2020):** *Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review*, *Energy & Environmental Science*, 13 (2020), 10, S. 3207–3252
- [83] **M. Fasihi, O. Efimova, C. Breyer (2019):** *Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants*, *Journal of Cleaner Production*, 224 (2019), S. 957–980
- [84] **G. Pawelec (2020):** *Comparative report on alternative fuels for ship propulsion – System-based solutions for H₂-fuelled water transport in North-West Europe*
- [85] **P. Schmidt, W. Zittel, W. Weindorf, T. Raksha (2016):** *Renewables in Transport 2050 – Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity*
- [86] **D. Teichmann, W. Arlt, P. Wasserscheid (2012):** *Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy*, *International Journal of Hydrogen Energy*, 37 (2012), 23, S. 18118–18132
- [87] **S. Timmerberg, N. Bullerdiel, M. Kaltschmitt, T. Gnann, F. Neumann, M. Wietschel (2018):** *Teilstudie Import von Stromkraftstoffen für den Verkehr – Lkw, Binnen-Seeschiffe, Flugzeuge*
- [88] **S. Kamiya, M. Nishimura, E. Harada (2015):** *Study on Introduction of CO₂ Free Energy to Japan with Liquid Hydrogen*, *Physics Procedia*, 67 (2015), S. 11–19
- [89] **P.-M. Heuser, D.S. Ryberg, T. Grube, M. Robinius, D. Stolten (2019):** *Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO₂ free hydrogen*, *International Journal of Hydrogen Energy*, 44 (2019), 25, S. 12733–12747
- [90] **D. Krieg (2012):** *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*, Dissertation, RWTH Aachen University
- [91] **M. Byun, B. Lee, H. Lee, S. Jung, H. Ji, H. Lim (2020):** *Techno-economic and environmental assessment of methanol steam reforming for H₂ production at various scales*, *International Journal of Hydrogen Energy*, 45 (2020), 46, S. 24146–24158
- [92] **S. Kim, S.-W. Yun, B. Lee, J. Heo, K. Kim, Y.-T. Kim, H. Lim (2019):** *Steam reforming of methanol for ultra-pure H₂ production in a membrane reactor: Techno-economic analysis*, *International Journal of Hydrogen Energy*, 44 (2019), 4, S. 2330–2339
- [93] **H.T. Luk, H.M. Lei, W.Y. Ng, Y. Ju, K.F. Lam (2012):** *Techno-economic Analysis of Distributed Hydrogen Production from Natural Gas*, *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 20 (2012), 3, S. 489–496
- [94] **H. Hong, Q. Liu, H. Jin (2009):** *Solar Hydrogen Production Integrating Low-Grade Solar Thermal Energy and Methanol Steam Reforming*, *Journal of Energy Resources Technology*, 131 (2009), DOI 10.1115/1.3068336
- [95] **C. Jackson, K. Fothergill, P. Gray, F. Haroon, C. Makhloufi (2020):** *Ammonia to Green Hydrogen Project – Feasibility Study*
- [96] **Y. Ishimoto, M. Voldsund, P. Nekså, S. Rousanally, D. Berstad, S.O. Gardarsdottir (2020):** *Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers*, *International Journal of Hydrogen Energy*, 45 (2020), 58, S. 32865–32883

-
- [97] **M. Luneau, E. Gianotti, N. Guilhaume, E. Landri-
von, F.C. Meunier, C. Mirodatos, Y. Schuurman
(2017):** *Experiments and Modeling of Methane
Autothermal Reforming over Structured Ni-
Rh-Based Si-SiC Foam Catalysts*, *Industrial &
Engineering Chemistry Research*, 56 (2017), 45,
S. 13165–13174
- [98] **Department of Energy (DOE) (2015):** *Hydrogen
Delivery – Fuel Cell Technologies Office Mul-
ti-Year Research, Development, and Demonstra-
tion Plan*
- [99] **J. Andersson, S. Grönkvist (2019):** *Large-scale
storage of hydrogen*, *International Journal of
Hydrogen Energy*, 44 (2019), 23, S. 11901–11919
- [100] **C.-H. Liao, R.-F. Horng (2016):** *Investigation on
the hydrogen production by methanol steam
reforming with engine exhaust heat recovery
strategy*, *International Journal of Hydrogen
Energy*, 41 (2016), 9, S. 4957–4968
- [101] **O.S. Süslü, İ. Becerik (2009):** *On-Board Fuel
Processing for a Fuel Cell–Heat Engine Hybrid
System*, *Energy & Fuels*, 23 (2009), 4, S. 1858–
1873
- [102] **L.C. Lu, J.H. Lu (2012):** *Energy Analysis for
Hydrogen Generation with the Waste Heat of
Internal Combustion Engine*, *Advanced Materi-
als Research*, 512–515 (2012), S. 1492–1498
- [103] **S. SIRCAR, T.C. GOLDEN (2000):** *Purification of
Hydrogen by Pressure Swing Adsorption*,
Separation Science and Technology, 35 (2000),
5, S. 667–687
- [104] **R. Kriegel (2022):** *Dezentrale Sauerstoff-
produktion*
- [105] **J. Hengstler, M. Russ, A. Stroffregen, A.
Hendrich, S. Weidner, M. Held, A. –K. Briem
(2021):** *Aktualisierung und Bewertung der
Ökobilanzen von Windenergie- und Photovol-
taikanlagen unter Berücksichtigung aktueller
Technologieentwicklungen*, Dessau-Roßlau
- [106] **M. Kaltschmitt, W. Streicher, A. Wiese (2020):**
Erneuerbare Energien, Springer
- [107] **R. Ortiz Cebolla, F. Dolci, E. Weidner (2022):**
Assessment of Hydrogen Delivery Options,
Luxembourg
- [108] **K. Oehmichen, K. Naumann, J. Postel, C. Drache,
M. Braune, A. Gröngroft, S. Majer, K. Meisel, F.
Müller-Langer (2016):** *Technical principles and
methodology for calculating GHG balances of
Biomethane – Guidance Document*
- [109] **M. Fasihi, C. Breyer (2020):** *Baseload electricity
and hydrogen supply based on hybrid PV-wind
power plants*, *Journal of Cleaner Production*,
243 (2020), doi.org/10.1016/j.jcle-
pro.2019.118466
-

Publikationen von Agora Industrie

AUF DEUTSCH

Chemie im Wandel

Die drei Grundpfeiler für die Transformation chemischer Wertschöpfungsketten

Power-2-Heat

Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Stahl) – Update

Aktualisierte Analyse zur Stahlbranche

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Zement)

Analyse zur Zementbranche

12 Thesen zu Wasserstoff

Mobilisierung der Kreislaufwirtschaft für energieintensive Materialien (Zusammenfassung)

Wie Europa den Übergang zu einer fossilfreien, energieeffizienten und energieunabhängigen industriellen Produktion vollziehen kann

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Gesamtstudie)

Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Stahl)

Analyse zur Stahlbranche

Publikationen von Agora Industrie

AUF ENGLISCH

Levelised cost of hydrogen

Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful

Chemicals in transition

The three pillars for transforming chemical value chains

Levelised cost of hydrogen

Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful

15 Insights on the Global Steel Transformation

12 Insights on Hydrogen – Argentina Edition

Argentina as a hub for green ammonia

A forward-looking development strategy for addressing the global energy and climate crises

Transforming industry through carbon contracts (Steel)

Analysis of the German steel sector

Power-2-Heat

Gas savings and emissions reduction in industry

International climate cooperation for energy-intensive industry

A (realistic) proposal

12 Insights on Hydrogen

Mobilising the circular economy for energy-intensive materials (Executive Summary)

How Europe can accelerate its transition to fossil-free, energy-efficient and independent industrial production

Mobilising the circular economy for energy-intensive materials (Study)

How Europe can accelerate its transition to fossil-free, energy-efficient and independent industrial production

Getting the Transition to CBAM Right

Finding pragmatic solutions to key implementation questions

Über Agora

Agora Energiewende erarbeitet wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Wege, damit die Energiewende gelingt – in Deutschland, Europa und im Rest der Welt. Die Organisation agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet. Agora Industrie erarbeitet unter dem Dach von Agora Energiewende Strategien und Politikinstrumente für eine Transformation der Industrie zur Klimaneutralität.



Unter diesem QR-Code steht
diese Publikation als PDF zum
Download zur Verfügung.

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Strasse 2 | 10178 Berlin

P +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

Agora Industrie

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-industrie.de

info@agora-industrie.de

