

Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstoff – eine wirtschaftliche Alternative für Deutschland?

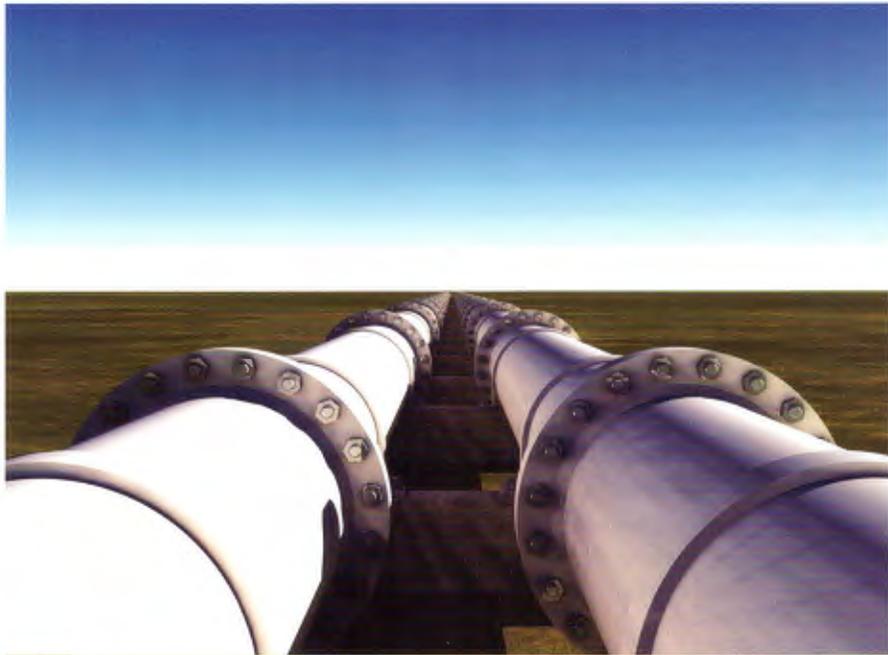
Bastian Gillessen, Simonas Cerniauskas, Jochen Linßen, Thomas Grube, Martin Robinius und Detlef Stolten

Die Bedeutung von Erdgas im zukünftigen dekarbonisierten Energiesystem und die damit einhergehende Rolle der Erdgasinfrastruktur erscheint aus heutiger Sicht mit einigen Unsicherheiten behaftet. Vor dem Hintergrund technischer Beimischungsgrenzen von Wasserstoff in bestehende Erdgaspipelines stellt sich die Frage, welche Optionen für eine Umstellung von existierenden Erdgaspipelines auf Wasserstoff bestehen und welche Kosten damit verbunden sind.

Die laufende Transformation des deutschen Energiesystems im Rahmen der Energiewende bedingt eine Reduktion des Verbrauchs an fossilen Energieträgern wie Erdgas oder Kohle, um die Treibhausgasemissionen nachhaltig zu senken. Auf der einen Seite können nur so die international gesetzten Klimaziele zusammen mit dem Einsatz von erneuerbaren Energien erreicht werden [1, 2]. Auf der anderen Seite ist derzeit weltweit ein Ausbau der Gasinfrastruktur zu beobachten [3].

Diese beiden zuwiderlaufenden Entwicklungen erzeugen Unsicherheit über den zukünftigen Erdgasverbrauch und die Notwendigkeit eines weiteren Ausbaus an Erdgasinfrastruktur [4]. Die schrittweise Nutzung von Erdgaspipelines für den Transport von Wasserstoff begegnet dieser Unsicherheit und mindert das Risiko gestrandeter Investitionen, da die Erdgasinfrastruktur so ihren Platz im dekarbonisierten Energiesystem findet. Grundsätzlich können zwei unterschiedliche Pfade unterschieden werden, um Wasserstoff in der bestehenden leitungsgelassenen Erdgasinfrastruktur zu transportieren: Wasserstoffbeimischung zum Erdgas und die Umstellung von Erdgaspipelines auf den Transport von reinem Wasserstoff.

Aktuelle Studien zeigen die Grenzen einer Wasserstoffbeimischung zum Erdgas auf. Als Hemmnisse identifiziert werden zum einen technische Beimischungsgrenzen bedingt durch wasserstoffsensitive Endverbraucher und zum anderen hohe Kosten- und Energieaufwände einer Wasserstoffabtrennung bei Nutzung von reinem Wasserstoff beim Endverbraucher [5]. Aus diesem Grund liegt der Fokus dieses Artikels auf der Umstellung von Erdgaspipelines auf einen reinen Wasserstofftransport. Der Beitrag basiert auf Arbeiten von Cerniauskas, S. et al. [6], auf den zur weiteren Detaillierung an dieser Stelle verwiesen wird.



Die Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstoff stellt eine Möglichkeit dar, die bestehende Erdgasinfrastruktur in der Zukunft weiter zu nutzen
Bild: Adobe Stock

Optionen zur Pipelineumstellung

Die geltenden technischen Begrenzungen für den Wasserstofftransport in Erdgaspipelines sind entscheidend von der wasserstoffinduzierten Materialermüdung abhängig. Wasserstoff diffundiert in den Pipeline Stahl ein und verschlechtert die mechanischen Eigenschaften des Werkstoffs durch Versprödung und führt so zu deutlich beschleunigtem Materialversagen [7]. Die beiden wichtigsten zugehörigen Mechanismen sind die Materialschädigung in wärmebeeinflussten Zonen (engl.: degradation of heat affected zones, HAZ) und die Ausbreitung von Ermüdungsrissen (engl.: fatigue crack propagation, FCP) [8]. Diese unterscheiden sich durch ihren Wirkungsort und ihre Abhängigkeit von dynamischen Beanspruchungen. Schädigungen

durch HAZ finden sich bedingt durch wasserstoffinduziertes subkritisches (schleichendes) Risswachstum in Schweißnähten, während sich die Schädigungen durch FCP im Pipeline Stahl selbst beobachten lassen. Das Risswachstum durch HAZ tritt auch bei konstanter Last auf, während FCP insbesondere durch eine wechselnde Last begünstigt wird.

Mehrere Untersuchungen zeigen die vergleichsweise gute Eignung des gängigen Pipeline Stahls X70 gegenüber HAZ und dessen geringe Anfälligkeit für FCP. Daher wird er als geeigneter Stahl für eine Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff angesehen [8, 9]. Um die Wahrscheinlichkeit von FCP nun weiter zu reduzieren, können Pipelines allgemein unter konstantem Druck betrieben oder die Diffusion des Wasserstoffs mithilfe von Inhibitoren oder gasdichten Barrieren un-

terbunden werden. Alternativ kann die Pipeline im Falle einer Stahlermüdung schnell repariert werden, um eine Ausbreitung von Ermüdungsrissen zu verhindern [10]. Somit ergeben sich vier Optionen zur Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstoff, um die Ausbreitung von Ermüdungsrissen zu verhindern:

- (1) Umstellung ohne Anpassung;
- (2) durch eine Oberflächenbeschichtung;
- (3) den Zusatz eines Inhibitors/Hemmstoffs;
- (4) die Einbringung eines extra Rohrs für den Wasserstofftransport (Rohr-in-Rohr).

Tab. 1 zeigt die Vor- und Nachteile der genannten vier Optionen. Bei Option (1) werden keine Veränderungen an den Pipelines selbst vorgenommen, allerdings ist eine Anpassung von weiteren Komponenten wie z.B. Verdichter- und Druckregelstationen auf das Transportmedium Wasserstoff notwendig. Ein statischer Betrieb der Pipeline kann zwar einen spröden Materialbruch verhindern, allerdings kann die Materialfestigkeit durch ein erhöhtes schleichendes Risswachstum herabgesetzt sein und zu einem höheren Wartungsaufwand und somit höheren Wartungskosten führen [7].

Die Option der nachträglichen Beschichtung von Rohren (2) ist ein etabliertes industrielles Verfahren, welches großtechnisch jedoch bisher nicht außerhalb industrieller Anlagen angewendet wurde. Die In-situ-Beschichtung bereits verlegter Erdgaspipelines ist derzeit noch nicht am Markt verfügbar. Ein Ausgraben der Pipeline wäre nach derzeitigem Kenntnisstand für diese Option erforderlich.

Die Zugabe von Hemmstoffen (3) als dritte Option verhindert eine Diffusion des Wasserstoffs in den Pipelinestahl. Allerdings ist eine nachfolgende Reinigung des Wasserstoffs erforderlich, um den Hemmstoff wieder vom Wasserstoff abzutrennen und die Einhaltung notwendiger Reinheitsanforderungen der Endverbrauchstechniken zu gewährleisten.

Verlegt man ein inneres, wasserstofftaugliches Rohr in eine bestehende Erdgaspipeline (4), so ist dieses durch die äußere Pipeline vor mechanischen Einflüssen geschützt. Die Verlegung zusätzlicher innerer Rohre ist jedoch mit erheblichen zusätzlichen Kosten verbunden. Die Optionen Beschichtung (2)

Tab. 1: Optionen zur Pipelineumstellung mit ihren Vor- und Nachteilen

Option	Vorteile	Nachteile
(1) Ohne Anpassung	Keine Anpassung der Pipeline, Anpassung von einzelnen Elementen wie Verdichter, Armaturen etc. Geringe Materialermüdung bei konstantem Druck [10]	Erhöhte Materialschädigung [7]
(2) Beschichtung	Spezielle Beschichtung gegen Wasserstoffversprödung [14] Bewährte industrielle Technik [15]	Derzeit kein bekanntes In-situ-Beschichtungsverfahren Ausgraben der Pipeline wahrscheinlich erforderlich
(3) Hemmstoffe (O ₂ , CO, SO ₂)	Geringe Anpassungen Schutzschicht verhindert Eindringen von Wasserstoff [14, 16]	Giftigkeit und Sicherheitsrisiken [14] Hohe Reinheitsanforderungen der Bedarfsseite insbesondere von Brennstoffzellenanwendungen [17-20]
(4) Rohr-in-Rohr	Gemeinsame Vorteile der inneren und äußeren Pipeline [18]	Zusätzliches Material benötigt [21, 22] Ausgraben der Pipeline wahrscheinlich erforderlich

und Rohr-in-Rohr (4) stellen aus derzeitiger Sicht durch die voraussichtlich erforderliche Ausgrabung der Pipeline keine wirtschaftlich umzusetzenden Alternativen dar.

Umstellung deutlich kostengünstiger als Neubau

Bei einer Umstellung der Erdgaspipeline auf Wasserstoff ohne Anpassung der Pipeline sind keine Investitionen (CAPEX) in die Pipelines selbst, sondern nur in die angeschlossenen Verdichter- und Druckregelstationen erforderlich. Diese müssen für die Beherrschung des Wasserstoffs umgerüstet werden. Gleiches gilt auch bei einer Zumischung von Hemmstoffen. In diesem Fall ist darüber hinaus auch eine

zusätzliche nachgeschaltete Reinigung zur Abscheidung des Hemmstoffs bei der Entnahme des Wasserstoffs erforderlich. Anschließend muss der Wasserstoff verdichtet werden, da er die Reinigung mit vergleichsweise geringen 40 bar verlässt [11]. Sowohl Reinigung als auch Verdichtung bedeuten zusätzliche Investitionen in Anlagen(-komponenten). Im Unterschied zum CAPEX fallen Betriebskosten (OPEX) für Wartung und Instandhaltung bzw. Betriebsmittel durchgehend an. Tab. 2 fasst die Kostenstruktur der beiden betrachteten Umstellungsoptionen zusammen.

Die Ermittlung der Umstellungskosten für die Option ohne technische Anpassung der Pipelines erfolgt mit den Annahmen gemäß Tab. 3.

Tab. 2: Kostenstruktur der Umstellungsoptionen

Option	Komponente	CAPEX	OPEX
Umstellung ohne Anpassung (1)	Pipeline	✗	✓
	Verdichterstation	✓	✓
	Druckregelstation	✓	✓
Zugabe von Hemmstoffen (3)	Pipeline	✗	✓
	Verdichterstation	✓	✓
	Druckregelstation	✓	✓
	Hemmstoff	✗	✓
	Reinigung	✓	✓
	Verdichter nach Reinigung	✓	✓

Tab. 3: Annahmen zur Kostenrechnung für die Umstellung ohne Anpassung [6]

Parameter	Annahme	Parameter	Annahme
Pipeline O&M	5 %	Gasdruckregler O&M	4 %
Verdichter O&M	4 %	Pipelineabschreibung	40 a

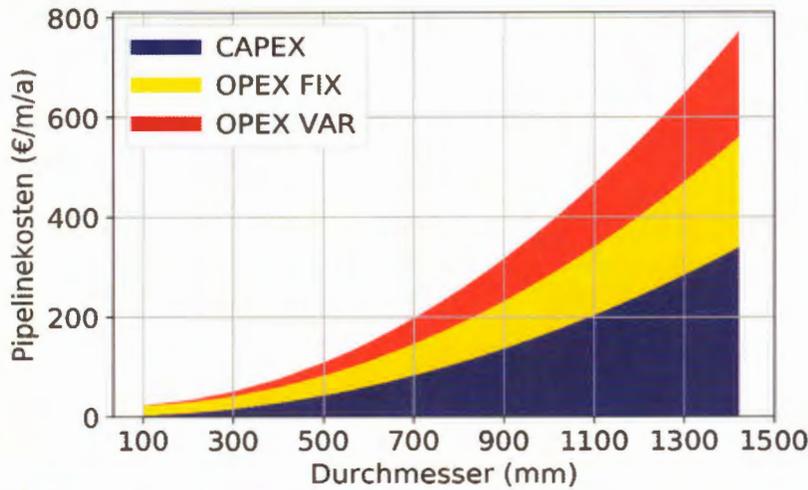


Abb. 1 Umstellungskosten ohne Anpassungen der Pipeline

Insbesondere die Wartungs- und Instandhaltungskosten für die Pipeline liegen mit 5 % deutlich über den üblichen 0,8 %, die in der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze für Erdgaspipelines angesetzt werden [12]. Abb. 1 zeigt die resultierenden Kosten pro Meter Pipeline und Jahr in Abhängigkeit vom umzustellenden Pipelinedurchmesser. Bei hohen Durchmessern trägt der CAPEX für die an die Pipeline angeschlossenen Verdichter- und Druckregelstationen bis zu ca. 45 % zu den Umstellungskosten bei und stellt die bedeutendste Kostenkomponente dar. Bei geringeren Durchmessern

dominiert der fixe OPEX für Wartung und Instandhaltung die Gesamtkosten. Der variable OPEX für die erforderliche Verdichtung steigt mit zunehmendem Durchmesser auf bis zu ca. 200 €/m.

Abb. 2 zeigt zum Vergleich die Umstellungskosten für eine Pipeline bei Zumischung verschiedener Hemmstoffe. Die berücksichtigten Kostenannahmen können Tab. 4 entnommen werden. Drei verschiedene Hemmstoffe werden unterschieden: Sauerstoff (O₂), Schwefeldioxid (SO₂) und Kohlenmonoxid (CO). Der CAPEX und fixe OPEX sind für alle drei

Hemmstoffe gleich und steigen mit dem Pipelinedurchmesser durch größere Anlagenkomponenten.

Die Umstellungskosten für die drei verschiedenen Hemmstoffe unterscheiden sich nur im variablen OPEX, da je nach Hemmstoff variierende Konzentrationen zur Hemmung des Eindringverhaltens von Wasserstoff in den Pipelinestahl erforderlich und auch die spezifischen Hemmstoffkosten unterschiedlich sind. Hier zeigt insbesondere Sauerstoff günstige Eigenschaften, da er im Vergleich zu Schwefeldioxid und Kohlenmonoxid sowohl günstiger ist als auch eine geringere Konzentration erfordert. Allerdings bedingt die Beimischung von Sauerstoff eine möglichst konstante Betriebsführung der Pipeline mit geringen Lastwechseln, da andernfalls höhere Sauerstoffkonzentrationen erforderlich sind [12]. Somit ergeben sich Umstellungskosten von ca. 4.800 €/m für Sauerstoff, ca. 7.500 €/m für Schwefeldioxid und ca. 9.000 €/m für Kohlenmonoxid.

Werden nun die Kosten für die Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstoff beider genannten Optionen mit denen für den Neubau einer Wasserstoffpipeline verglichen, zeigen sich die in Abb. 3 angegebenen Einsparungen. Es gilt zu bedenken, dass unsere Kostenschätzungen auf Materialtests von Pipelines mit kleinem Durchmesser bei vergleichsweise geringem Druck basieren. Außerdem wurde das Risswachstum bei Option (1) ohne Pipelineanpassung für einen statischen Betrieb betrachtet. Die Kosten können durch einen intermittierenden Betrieb steigen.

Die Ergebnisse zeigen, dass gegenüber einem Pipelineneubau die Umstellung einer Erdgaspipeline auf Wasserstoff mit der Option ohne Anpassung (1) höhere Einsparungen ermöglicht als mit der Option Beimischung von Hemmstoffen (3). Die Einsparungen für eine Umstellung ohne Anpassungen steigen von ca. 395 €/m für einen Pipelinedurchmesser von 100 mm auf ca. 490 €/m bei einem Durchmesser von 500 mm. Wird jedoch ein Hemmstoff eingesetzt, sinken die Einsparungen mit steigendem Durchmesser, da höhere Hemmstoffmengen erforderlich sind, um eine gleichbleibende Konzentration zu errei-

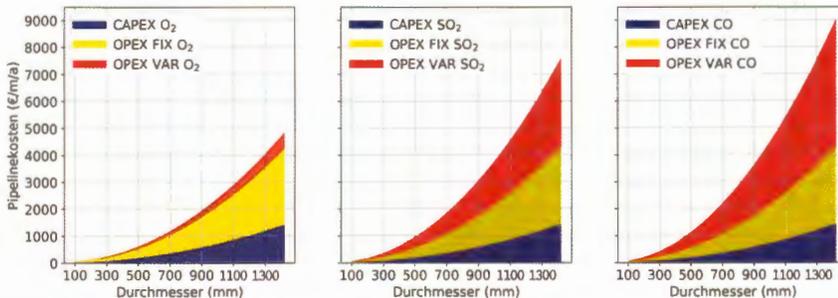


Abb. 2 Umstellungskosten für die Option Beimischung von Hemmstoffen

Tab. 4: Annahmen der Kostenrechnung für die Umstellung durch Beimischung von Hemmstoffen [6]

	Erforderliche Konzentration [%]	Preis [€/kg _{Hemmstoff}]
O ₂	0,015	0,0600
SO ₂	2,000	0,2443
CO	2,000	0,5428

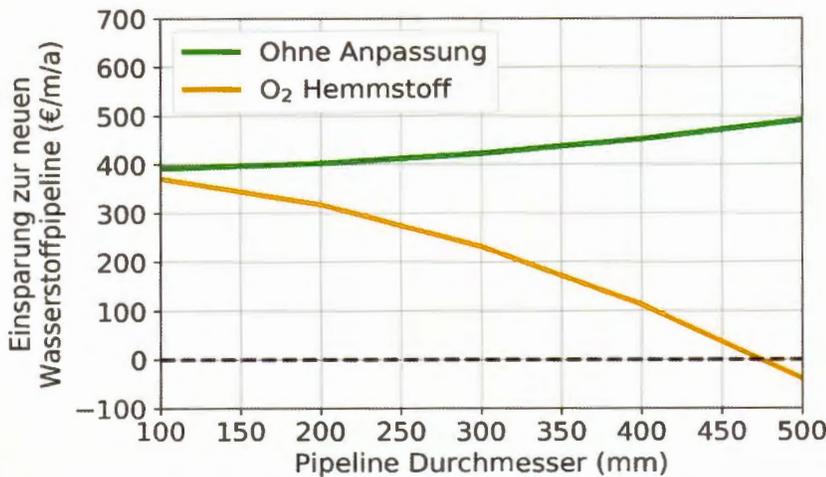


Abb. 3 Erzielbare Kosteneinsparung der Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstoff gegenüber einem Neubau von Wasserstoffpipelines

chen. Ab einem Durchmesser von ca. 475 mm ergeben sich für diese Option gegenüber dem Neubau einer Wasserstoffpipeline keine Einsparungen mehr.

Zusammenfassung

Die Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstoff stellt eine Möglichkeit dar, die bestehende Erdgasinfrastruktur in der Zukunft weiter zu nutzen und auf diese Weise vom bestehenden Erdgaspipelinebestand zu profitieren: nicht nur wirtschaftlich, sondern auch in Planungs- und Akzeptanzfragen. Für die Umstellung stehen vier Optionen zur Verfügung: ohne Pipelineanpassung, durch eine Rohrbeschichtung, durch den Zusatz von Hemmstoffen oder das Einsetzen von Rohren für den Wasserstofftransport in bestehende Erdgaspipelines (Rohr-in-Rohr).

Da nach derzeitigem Entwicklungsstand für die Beschichtung und den Rohr-in-Rohr-Ansatz ein Ausgraben der bestehenden Erdgaspipelines erforderlich scheint, kann ein wirtschaftlicher Vorteil für diese beiden Optionen nicht erwartet werden. Ein Vergleich der verbleibenden beiden Optionen zeigt, dass die Kosten für eine Umstellung ohne Anpassung um ca. eine Größenordnung niedriger liegen als bei Nutzung von Hemmstoffen wie Sauerstoff, Schwefeldioxid oder Kohlenmonoxid. Diese niedrigen Kosten führen dazu, dass die Umstellung ohne Anpassung der Erdgaspipelines auch unter Beachtung der erhöhten Wartungs-

kosten gegenüber dem Neubau von Wasserstoffpipelines günstiger und somit zu favorisieren ist.

Literatur

- [1] The European Council, REGULATION (EU) 2018/842 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 30 May 2018 on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States from 2021 to 2030 contributing to climate action to meet commitments under the Paris Agreement and amending Regulation (EU) No 525/2013. Official Journal of the European Union: The European Parliament, 2018.
- [2] Robinius, M., et al.: Kosteneffiziente und klimarechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. (Kurzfassung). 2019, Forschungszentrum Jülich GmbH.
- [3] IEA: Gas Market Report. Market Report Series, 2018.
- [4] Gillingham, K.; Huang, P.: Is Abundant Natural Gas a Bridge to a Low-carbon Future or a Dead-end? The Energy Journal, 2019. 40(2).
- [5] Ogden, J., et al.: Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature. Energy Policy, 2018. 115: p. 317-329.
- [6] Cerniauskas, S., et al.: Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. International Journal of Hydrogen Energy, 2020. 45(21): p. 12095-12107.
- [7] Popov, B.; Lee, J.-W.; Djukic, M.: Chapter 7 - Hydrogen Permeation and Hydrogen-Induced Cracking, in Handbook of Environmental Degradation of Materials (Third Edition), M. Kutz, Editor. 2018., William Andrew Publishing. p. 133-162.
- [8] Sandia National Laboratories: Technical Reference on Hydrogen Compatibility of Materials. 2008.

- [9] Nanninga, N., et al.: A Review of Fatigue Crack Growth for Pipeline Steels Exposed to Hydrogen. J Res Natl Inst Stand Technol, 2010. 115(6): p. 437-52.
- [10] An, T., et al.: Synergistic action of hydrogen and stress concentration on the fatigue properties of X80 pipeline steel. Materials Science and Engineering: A, 2017. 700: p. 321-330.
- [11] Liemberger, W., et al.: Experimental analysis of membrane and pressure swing adsorption (PSA) for the hydrogen separation from natural gas. Journal of Cleaner Production, 2017. 167: p. 896-907.
- [12] Bundesministerium der Justiz und Verbraucherschutz: Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV) § 23 Investitionsmaßnahmen. 2019.
- [13] Somerday, B.P., et al.: Elucidating the variables affecting accelerated fatigue crack growth of steels in hydrogen gas with low oxygen concentrations. Acta Materialia, 2013. 61(16): p. 6153-6170.
- [14] Holbrook, J., et al.: Control of hydrogen embrittlement of metals by chemical inhibitors and coatings. , in Gaseous hydrogen embrittlement of materials in energy technologies Volumen 2: Mechanisms, modelling and future developments. 2012, Woodhead Publishing Limited. p. 129-153.
- [15] Grainger, S.; Blunt, J.: Chapter 5: Electrodeposited coatings, in Engineering Coatings - Design and applications. 1998, Abington Publishing: Cambridge. p. 167-193.
- [16] Michler, T., et al.: Assessing the effect of low oxygen concentrations in gaseous hydrogen embrittlement of DIN 1.4301 and 1.1200 steels at high gas pressures. Corrosion Science, 2012. 65: p. 169-177.
- [17] ISO 14687-2: 2012: Hydrogen fuel - product specification - Part 2: Proton exchange membranes (PEM) fuel cell applications for road vehicles. 2012.
- [18] DVGW, Technische Regel - Arbeitsblatt. Gasbeschaffenheit. 2013.
- [19] Godula-Jopek, A.; Jehle, W.; Wellnitz, J.: Hydrogen Storage Technologies: New Materials, Transport, and Infrastructure. 2012: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- [20] Berstad, D.: Technologies for hydrogen liquefaction, in Gasskonferansen. 2018: Trondheim.
- [21] Wang, F.: Effective design of submarine pipe-in-pipe using Finite Element Analysis. Ocean Engineering, 2018. 153: p. 23-32.
- [22] Jiwa, M.Z., et al.: A systematic approach to pipe-in-pipe installation analysis. Ocean Engineering, 2017. 142: p. 478-490.

B. Gillessen, S. Cerniauskas, J. Linßen, T. Grube, M. Robinius und D. Stolten, Institut für Energie- und Klimaforschung, IEK-3: Technoökonomische Systemanalyse, Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich ba.gillessen@fz-juelich.de