

# Erste Ergebnisse des DVGW-Leitprojektes „Roadmap Gas 2050“

## – Teil 1: Vergleich von H<sub>2</sub>-Bereitstellungsoptionen

Die erste Phase des DVGW-Leitprojektes „Roadmap Gas 2050“ [1] ist abgeschlossen und erste Erkenntnisse liegen vor. Diese sollen im Rahmen einer vierteiligen Beitragsserie in dieser und den folgenden Ausgaben dieser Fachzeitschrift präsentiert werden. Teil 1 stellt nachfolgend eine techno-ökonomische und ökologische Bewertung unterschiedlicher H<sub>2</sub>-Bereitstellungsoptionen vor und erläutert deren Vor- und Nachteile.

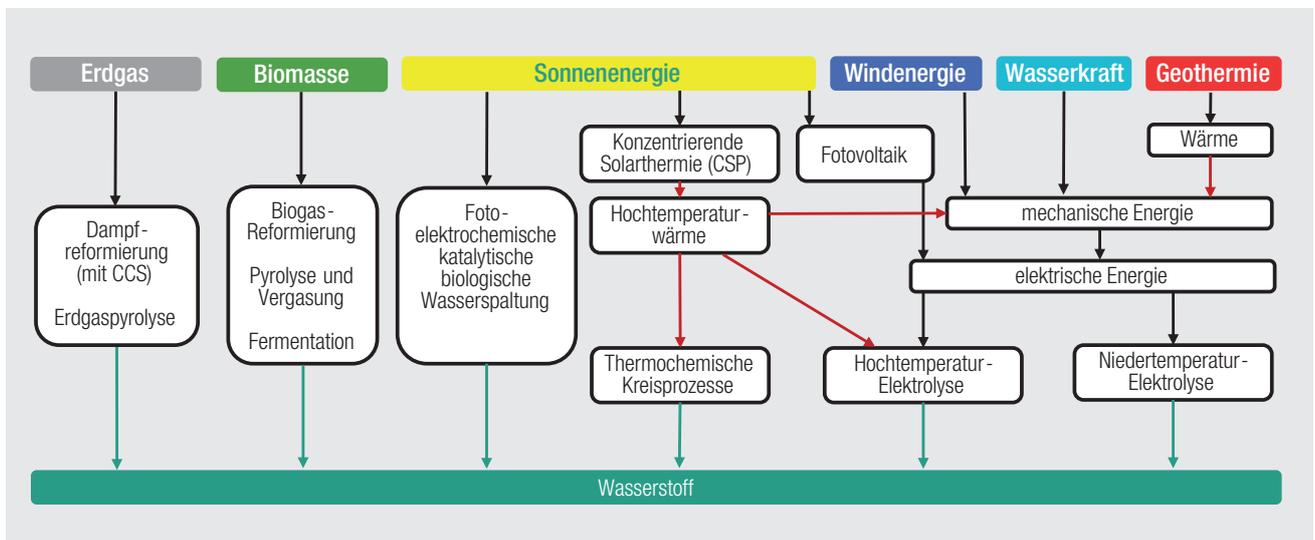
von: Katharina Bär, Janina Leiblein, Dr. Frank Graf (alle: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut), Michael Kühn (DBI Gas und Umwelttechnik GmbH), Miriam Bäuerle, Sarah Müller & Jörn Benthin (alle: Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.)

Der weltweite Bedarf an Wasserstoff (H<sub>2</sub>) lag im Jahr 2018 bei insgesamt 120 Mio. t/a bzw. 4.700 Terawattstunden (TWh)/a. Dieser Bedarf wird zu 95 Prozent aus fossilen Quellen wie Erdgas und Kohle gedeckt, wobei die Dampfreformierung von Erdgas der dominierende Herstellungsprozess ist. Die restlichen fünf Prozent fallen als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse an [2, 3]. In Deutschland beträgt der Wasserstoffbedarf aktuell ca. 1,7 Mio. t/a (bzw. 67 TWh) und wird hauptsächlich für die Ammoniak- (34 Prozent) und die Methanolherstellung (22 Prozent) sowie in Raffinerien (43 Prozent) verwendet [4]. Der Einsatz von Wasserstoff in anderen Sektoren, beispielsweise in der Mobilität, spielt bisher hingegen kaum eine Rolle. Während ältere Studien von einem moderat ansteigenden Wasserstoffbedarf ausge-

hen [4], erwartet die deutsche Bundesregierung bis zum Jahr 2030 einen starken Anstieg auf 90 bis 110 TWh [5].

Neben den konventionellen Verfahren gibt es zahlreiche Möglichkeiten, Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen herzustellen (Abb. 1). Im Rahmen des DVGW-Leitprojektes „Roadmap Gas 2050“ wurden vor diesem Hintergrund sowohl H<sub>2</sub>-Erzeugungsverfahren nach dem Stand der Technik als auch Alternativen in Form von Steckbriefen technisch bewertet [6]. Die Steckbriefe enthalten die wichtigsten Parameter jedes Verfahrens wie z. B. Reaktionsbedingungen, Reaktortechnik, Reinheitsgrad der Gase sowie Angaben zum Technologiereifegrad (engl.: Technology Readiness Level, TRL).

Abb. 1: Übersicht über die Verfahren zur Wasserstoffherstellung nach dem Stand der Technik sowie alternative Erzeugungspfade



Quelle: die Autoren

Eine vorausgegangene Literaturrecherche hat gezeigt, dass ein Großteil der alternativen Verfahrensoptionen einen niedrigen Technologiereifegrad aufweist. Insbesondere fotokatalytische und -biologische Verfahren befinden sich aktuell noch im Labormaßstab. Die Wasserstoffherzeugung aus Biomasse, die Wasserelektrolyse sowie die Erzeugung von „blauem“ Wasserstoff mit Dampfreformierung, CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung (CCS) sind hingegen weiter fortgeschritten. Aufgrund des sehr hohen Technologiereifegrads wurden die Wasserelektrolyse sowie die Dampfreformierung mit CCS im Rahmen des Projektes im Detail betrachtet. Zusätzlich wurde die Methanpyrolyse techno-ökonomisch bewertet. Dieses Verfahren ist zwar ebenfalls noch im Forschungsstadium, allerdings könnte es mittelfristig zur großtechnischen Produktion eingesetzt werden. Dadurch sind die Methanpyrolyse sowie die Dampfreformierung mit CCS mögliche Brückentechnologien, um CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff zu erzeugen. Im Anschluss an die Literaturrecherche wurde eine detaillierte Analyse für drei Verfahren durchgeführt, deren Ergebnisse werden im Folgenden vorgestellt werden.

### Annahmen und Randbedingungen

Da der prognostizierte Wasserstoffbedarf bis zum Jahr 2050 nicht ausschließlich durch eine inländische erneuerbare H<sub>2</sub>-Produktion gedeckt werden kann [5], wurde der Import von grünem Wasserstoff aus anderen Regionen techno-ökonomisch bewertet. In vielen Studien wird neben Norwegen und der Nordseeregion die MENA-Region (Nahost und Nordafrika) aufgrund der sehr hohen Sonneneinstrahlung vorgeschlagen [7, 8]. Unter Berücksichtigung von politischer Stabilität und Beziehungen sowie der Verfügbarkeit von Fachpersonal wurde für die Fallstudie beispielhaft der Standort Marokko ausgewählt [7]. In der besagten Studie wurde eine Produktionsleistung von 120 TWh/a Wasserstoff über Elektrolyse angenommen, um den prognostizierten

**Tabelle 1: Annahmen und Berechnungsgrundlagen**

		Elektrolyse	Dampfreformierung + CCS	Erdgaspyrolyse
Erzeugungskapazität	m <sup>3</sup> /h	13,7 Mio. <sup>*1</sup>	100.000	100.000
Investitionskosten	€/(m <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub> )	3.000 <sup>*2</sup>	2.820 <sup>*3</sup>	2.870 <sup>*3</sup>
Jahresvolllaststunden	h/a	2.475	8.000	8.000

Kalkulatorischer Zinssatz: 6,91 Prozent [11], <sup>\*1</sup> bei max. Sonneneinstrahlung, <sup>\*2</sup> angepasst nach [12] unter Berücksichtigung von Skalierungseffekten nach Herstellerangaben, <sup>\*3</sup> eigene Auslegung und Berechnung

Quelle: die Autoren

H<sub>2</sub>-Bedarf von Deutschland im Jahr 2030 decken zu können [5]. Die benötigte elektrische Energie wird über Fotovoltaik bereitgestellt und die Jahresvolllaststunden der Elektrolyse ergeben sich aus den Sonnenstunden am Standort Marokko.

Um den Anteil an emissionsarmem Wasserstoff schnell erhöhen zu können, bietet sich auch die Wasserstoffherstellung aus Erdgas mit anschließender Kohlenstoffabscheidung (CCS) als Brückentechnologie an. Durch die weltweit verfügbaren Erdgasvorkommen, vorhandene Transportrouten und das bereits etablierte Verfahren der Dampfreformierung sowie die technisch gut umsetzbaren Möglichkeiten zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung könnten mittelfristig große Mengen an blauem Wasserstoff bereitgestellt werden.

Bei den beiden betrachteten Verfahren der Dampfreformierung mit CCS und der Erdgaspyrolyse zur Herstellung von türkischem Wasserstoff wurde eine Produktionsleistung von 100.000 m<sup>3</sup>/h (~ 3 TWh/a) bei kontinuierlichem Betrieb festgelegt. Da in der chemischen Industrie die H<sub>2</sub>-Herstellung häufig in den Gesamtprozess direkt vor Ort integriert ist, wird angenommen, dass Wasserstoff direkt beim Verbraucher erzeugt wird. Prinzipiell sind auch größere Leistungen denkbar, allerdings ergeben sich aufgrund der begrenzten Reaktorgrößen keine wesentlichen Potenziale zur Kostensenkung. Da die gesellschaftliche Akzeptanz für die Onshore-Speicherung von CO<sub>2</sub> in Deutschland sehr gering ist, wurde die Offshore-Speicherung in einem erschöpften Erdgasfeld in der Nordsee betrachtet. Der CO<sub>2</sub>-Transport erfolgt

in dieser Betrachtung per Schiff, da Aufbau und Betrieb eines geeigneten Rohrleitungstransportnetzes erst ab größeren produzierten CO<sub>2</sub>-Mengen wirtschaftlich sinnvoll ist.

Nach der eigentlichen Produktion über Elektrolyse, Dampfreformierung und Methanpyrolyse wird der Wasserstoff bei allen drei Verfahren aufgereinigt (z. B. Membranverfahren, Druckwechseladsorption) und steht somit in hoher Produktgasqualität zur Verfügung.

Für die technische Auslegung der Verfahren wurden Prozesssimulationen durchgeführt und die Prozessketten anschließend hinsichtlich Kosten, Effizienz und Carbon Footprint bewertet und verglichen. Ebenso wurden die Prozesse hinsichtlich Reaktorgröße, Zwischenspeicher, möglicher Energieeinbindung und Wirkungsgrad bewertet und die Kosten für die gesamte Prozesskette ermittelt und optimiert.

Die Annahmen der ökonomischen Bewertung sind in **Tabelle 1** zusammengefasst. Die eigenen Berechnungen der Investitionskosten basieren auf Strukturmethoden mit einer Genauigkeit von ± 30 Prozent [9, 10], bei denen zunächst die Kosten der einzelnen Apparate (wie z. B. Wärmeübertrager, Pumpen, Verdichter und Reaktoren) anhand der Prozesssimulationen abgeschätzt werden. Ausgehend von den Apparatelkosten werden die weiteren Kosten für Verrohrung, Instrumentierung, Erschließung etc. durch entsprechende Zuschlagsfaktoren abgeschätzt.

Die technische Auslegung und die energetische Bewertung liefern die Grundlage zur ökologischen Bewer-

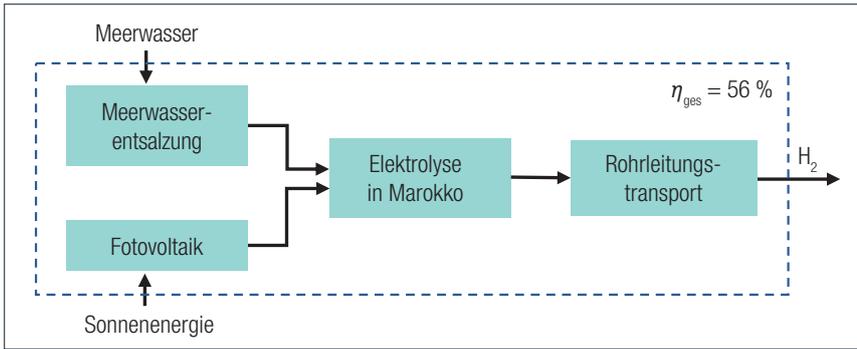


Abb. 2: H<sub>2</sub>-Erzeugung über Wasserelektrolyse in der MENA-Region und Transport nach Deutschland (3.000 km). Wasserstoffdruck: 100 bar. Blau gestrichelt: Systemgrenze

Quelle: die Autoren

Tabelle 2: Emissionsfaktoren für Carbon Footprint Assessment		
	Emissionsfaktor	Quelle
Strom aus Fotovoltaik	0,050 kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh	[17]
Wasser aus Entsalzung	0,010 kg CO <sub>2</sub> -eq/kg (H <sub>2</sub> O)	berechnet
Deutscher Strommix 2019	0,401 kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh	[13]
Erdgas (Importmix) <sup>*1</sup>	0,201 kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh	[14]

<sup>\*1</sup> Referenzjahr 2016: Erdgas zu überwiegenden Teilen aus Russland, Norwegen und den Niederlanden

Quelle: die Autoren

... tung der gesamten Prozesskette und zeigt, welche Energiemengen in den verschiedenen Energieformen benötigt werden. Dabei werden alle Anlagen sowie Energieströme innerhalb der Systemgrenze (Abb. 2) berücksichtigt.

... Mithilfe der Emissionsfaktoren für Strom und Erdgas sowie der verschiedenen Herstellungspfade für Wasserstoff [13–17] wird die gesamte Prozesskette ökologisch bewertet. Die Bilanzierung berücksichtigt auch die Emis-

sionen, die aus der Förderung und dem Transport der Rohstoffe resultieren (Tab. 2). Emissionen, die bei der Herstellung oder Entsorgung der Anlagen zur Produktion von blauem oder türkisem Wasserstoff entstehen, werden nicht mitberücksichtigt. Dieser Anteil ist im Vergleich zu den Emissionen der gesamten Prozesskette vernachlässigbar [18]. Bei der Produktion von grünem Wasserstoff fällt heute die Produktion der Fotovoltaik-Module im Vergleich mit den Emissionen der gesamten Prozesskette deutlich stärker ins Gewicht. Deshalb wird die Herstellung der entsprechenden Module bei der ökologischen Betrachtung mithilfe des Emissionsfaktors von Strom aus Fotovoltaik (Tab. 2) berücksichtigt.

### Vorstellung der Prozess- und Logistikketten

Die Prozesskette der H<sub>2</sub>-Erzeugung über Wasserelektrolyse in der MENA-Region berücksichtigt die Meerwasserentsalzung, die Wasserstoffherstellung über eine PEM-Elektrolyse in Marokko sowie den leitungsgebundenen Wasserstofftransport nach Deutschland (Abb. 2). Der erste Teil der Wasserstofftransportleitung dient außerdem zur Zwischenspeicherung des volatilen, über Fotovoltaik und Elektrolyse produzierten Wasserstoffs. Der Transport von Marokko nach Deutschland erfolgt unter der Annahme eines Neubaus der Wasserstoffleitung und einem Betriebsdruck von 100 bar. Die Verdichterstationen werden mit Wasserstoff betrieben und sorgen im zweiten Leitungsabschnitt in einem Abstand von 250 km unter Berücksichtigung einer maximalen Gasgeschwindigkeit von 20 m/s für den notwendigen Betriebsdruck. Die Effizienz der gesamten Prozesskette wird durch den energetischen Ausnutzungsgrad beschrieben und beträgt 56 Prozent.

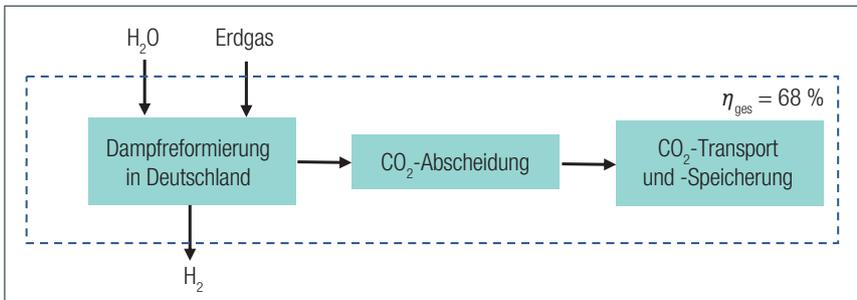


Abb. 3: H<sub>2</sub>-Produktion von 100.000 m<sup>3</sup>/h: Dampfreformierung mit CCS in Deutschland. Blau gestrichelt: Systemgrenze. Wasserstoffdruck: 20 bar. CO<sub>2</sub>-Abtrennung im Abgas der Reformierbeheizung. CO<sub>2</sub>-Transportstrecke: 1.200 km

Quelle: die Autoren

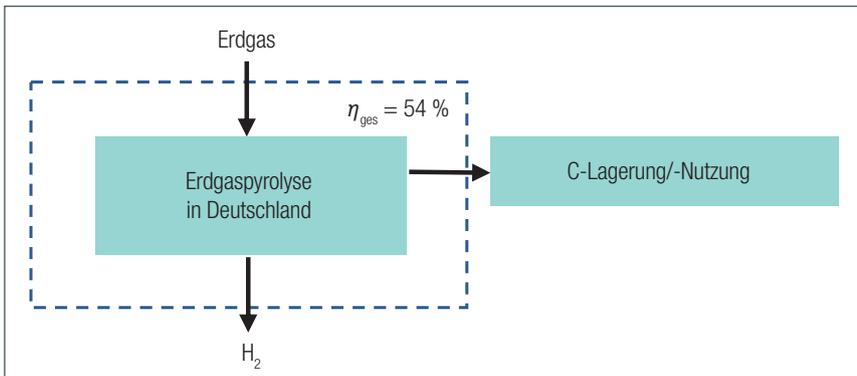


Abb. 4: H<sub>2</sub>-Produktion von 100.000 m<sup>3</sup>/h: Erdgaspyrolyse in Deutschland mit anschließender Druckwechseladsorption. Blau gestrichelt: Systemgrenze. Pyrolysereaktor: Wanderbett. Wasserstoffdruck: 20 bar.

Quelle: die Autoren

Bei der Dampfreformierung mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung wird sowohl der CO<sub>2</sub>-Transport als auch die CO<sub>2</sub>-Speicherung bei der techno-ökonomischen und ökologischen Bewertung berücksichtigt (Abb. 3). Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung kann

dabei auch an bereits bestehenden Anlagen zur Dampfreformierung integriert werden. Der höchste Abscheidegrad von über 90 Prozent wird bei einer Abtrennung des CO<sub>2</sub> aus dem Abgas der Reformerbeheizung erzielt. Aufgrund des nah-atmosphärischen Drucks und der großen Volumenströme des Abgases werden Gasabscheideverfahren bevorzugt, die bei geringem Druck arbeiten, um eine energieintensive Verdichtung des Abgases zu vermeiden. Chemische Wäschen (z. B. mit Monoethanolamin) sind dazu besonders geeignet und aus der großtechnischen Anwendung bereits hinlänglich bekannt [19–21]. Der energetische Ausnutzungsgrad der Dampfreformierung beträgt brennwertbezogen fast 69 Prozent und sinkt leicht bei Einbeziehung des CO<sub>2</sub>-Transports und der -Speicherung auf 68 Prozent.

Die Erdgaspyrolyse mit einer anschließenden Lagerung des festen Kohlenstoffs bietet eine weitere Möglichkeit, emissionsarmen Wasserstoff aus Erdgas herzustellen (Abb. 4). Der dabei als Nebenprodukt anfallende feste Kohlenstoff kann prinzipiell stofflich genutzt werden; gleichwohl wurde der Markt für Kohlenstoff unter Berücksichtigung der technischen Anforderungen (wie z. B. dem Reinheitsgrad) im Projekt nicht betrachtet. Bei großtechnischer Anwendung der Erdgaspyrolyse ist davon auszugehen, dass der Kohlenstoff aufgrund des begrenzten Bedarfs seitens der Industrie zumindest anteilig deponiert werden wird. Obwohl bislang noch keine großtechnische Umsetzung erfolgt ist, erscheinen Verfahren mit Kohlenstoffwanderbett besonders geeignet [22]. Grund sind die im Wanderbettreaktor integrierten und elektrisch beheizten Wärmeübertragungszonen, die eine bessere Wärmeintegration und somit höhere Effizienz ermöglichen. Da sich im Reaktor und auch in den Wärmeübertragungszonen gebildeter Kohlenstoff auf den Partikeln des Wanderbettes ablagert und mit diesen ausgetragen wird, ist das Risiko für Verblockungen des Reaktors reduziert. Der energetische Ausnutzungsgrad der Erdgaspyrolyse beläuft sich auf 54 Prozent. Im Vergleich zur Dampfreformierung mit CCS ist der Wert geringer, da der gebildete Kohlenstoff nicht in den energetischen Ausnutzungsgrad der Prozesskette mit einbezogen wird.

### Ergebnisse: Bereitstellungskosten von Wasserstoff

Beim Vergleich der H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten der drei Prozessketten zeigt sich, dass im Jahr 2020 die Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Quellen mittels Dampfreformierung mit anschließender CCS mit 2,3 Euro pro Kilogramm (Euro/kg) Wasserstoff am günstigsten ist (Abb. 5). Wasserstoff aus der Erdgaspyrolyse würde nach den Berechnungen mit 2,7 Euro/kg zu Buche schlagen. Dieser Wert ist allerdings mit großer Unsicherheit behaftet, da das Verfahren bislang noch nicht großtechnisch umgesetzt wurde. Auch wenn vergleichbare Werte aus anderen theoretischen Untersuchungen bekannt sind (~ 3 Euro/kg [18]), können bei erstmaliger großtechnischer Umsetzung des Verfahrens Abweichungen hinsichtlich der Investitions- und Betriebskosten entstehen. ▶

# Die Turbine wird digital

Natürlich dreht sich auch hier ein Turbinenrad - aber alles andere ist elektronisch.



**TME 400-VC:**  
Der Kompakte für Betriebsmessungen



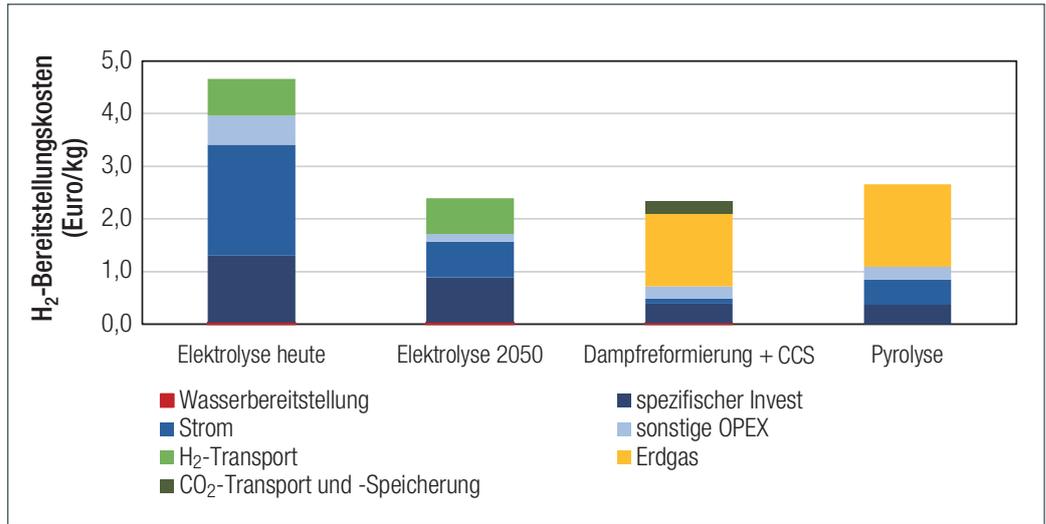
**TME 400-VCF:**  
Der Präzise, mit MID-Zulassung für Abrechnungsmessungen

**Mit Durchflussanzeige, integrierter Umwertefunktion und Bediensoftware. ... und natürlich H<sub>2</sub>-ready!**

**RMG** ONE STEP AHEAD

**RMG Messtechnik GmbH**  
www.rmg.com

**Abb. 5:** Gegenüberstellung der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten der grünen, blauen und türkisen Wasserstoffproduktion für die Jahre 2020 und 2050. Druckstufe grüner H<sub>2</sub>: 100 bar, blauer H<sub>2</sub>: 20 bar, türkiser H<sub>2</sub>: 20 bar



Quelle: die Autoren

Dahingegen sind die Kosten für die Methanreformierung mit CCS gut ermittelbar und das Verfahren ist technisch realisierbar. Allerdings ist die CO<sub>2</sub>-Speicherung auf breite gesellschaftliche Akzeptanz angewiesen.

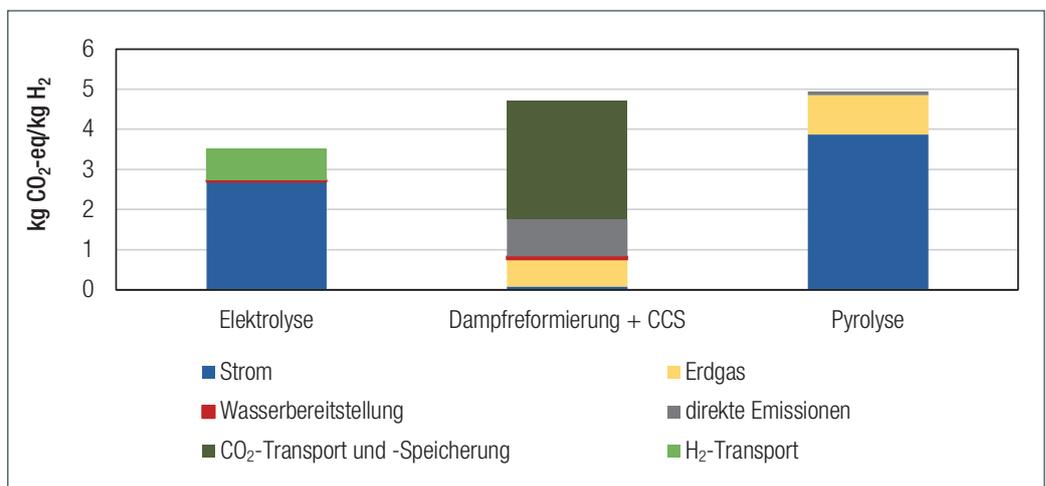
Deutschland je nach Umrüstungsaufwand für die Transitleitungen von 0,67 Euro/kg (Neubau) auf 0,21 bis 0,45 Euro/kg sinken [23].

Die Kosten der Wasserstoffherstellung über Elektrolyse liegen zum jetzigen Zeitpunkt noch weit über den Kosten der anderen beiden Verfahren. Aber im Gegensatz zu Dampfreformierung und Erdgaspyrolyse wird bei der Herstellung von grünem Wasserstoff ein deutliches Kostensenkungspotenzial insbesondere bei den Investitionskosten für Elektrolyseure und bei den Stromerzeugungskosten erwartet. Somit können bis zum Jahr 2050 die Bereitstellungskosten von H<sub>2</sub> aus der MENA-Region um etwa 50 Prozent sinken. Weiteres Kostensenkungspotenzial ergibt sich, wenn anstatt neugebauter H<sub>2</sub>-Transportnetze die bereits vorhandene Erdgas-Transportinfrastruktur verwendet wird. Somit können die Kosten des H<sub>2</sub>-Transports von der MENA-Region bis nach

### Ökologische Bewertung

Für eine ökologische Bewertung wurde der Carbon Footprint der drei Verfahren zur Wasserstoffbereitstellung verglichen. Die ökologische Bewertung der Wasserstoffbereitstellung aus der MENA-Region berücksichtigt alle Prozesse innerhalb der Systemgrenze (siehe Abb. 2). Wie **Abbildung 6** zeigt, fallen bei der Produktion und dem Transport des Wasserstoffs nach Deutschland insgesamt 3,5 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Kilogramm Wasserstoff (CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub>) an. Ein Großteil dieser Emissionen ist auf den Herstellungsprozess in der Elektrolyse mit Fotovoltaik-Strom zurückzuführen (76,5 Prozent), da durch die Produktion der Fotovoltaik-Module heute noch hohe Emissionen verursacht werden. Der Energiebedarf für die Meerwasserentsalzung fällt mit einem Wert von 1,4 Prozent an den CO<sub>2</sub>-

**Abb. 6:** Gegenüberstellung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks der betrachteten Verfahren der Wasserstoffproduktion für das Jahr 2020



Quelle: die Autoren

Emissionen kaum ins Gewicht. Der H<sub>2</sub>-Transport wiederum trägt mit 22 Prozent zu den Gesamtemissionen bei. Aufgrund der wasserstoffbetriebenen Verdichter entlang der Transportstrecke ergibt sich außerdem ein zusätzlicher Wasserstoffbedarf, der einen Mehraufwand an Strom und Wasser für die Elektrolyse verursacht. Bis 2050 können die Emissionen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff um ca. 95 Prozent sinken, wenn für die Herstellung der Fotovoltaik-Module Strom aus erneuerbaren Quellen (EE-Strom) zum Einsatz kommt [24].

Etwas höher fällt der Carbon-Footprint der Dampfreformierung mit CCS mit 4,7 kg CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub> aus. Berücksichtigt sind dabei die Betriebsmittel im Prozess selbst – also Erdgas, Strom und Wasser – sowie die resultierenden direkten Emissionen. Die Vorkettenemissionen des Erdgases verursachen dabei 14,4 Prozent der anfallenden Treibhausgas-Emissionen, während hier der Strombedarf keinen nennenswerten Anteil an den Gesamtemissionen hat. Die direkten Emissionen des Prozesses sinken aufgrund der Abscheidung des CO<sub>2</sub> durch die Amin-Wäsche um 90 Prozent auf 0,9 CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub>. Im Vergleich zur H<sub>2</sub>-Erzeugung über Dampfreformierung ohne CCS reduzieren sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 53 %. Die CO<sub>2</sub>-Abtrennung und Zwischenspeicherung vor Ort sowie der Schiffstransport und die anschließende Verpressung im Meeresgrund in der Nordsee (H2morrow-Projekt [25]) tragen mit 60 Prozent einen erheblichen Anteil zu den Gesamtemissionen bei.

Die Erdgaspyrolyse weist mit 4,9 kg CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub> im Vergleich zu den beiden anderen Verfahren die höchsten Emissionen auf. Grund dafür ist der gewählte Reaktortyp des elektrisch beheizten Wanderbetts und die momentan schlechte CO<sub>2</sub>-Bilanz des deutschen Strommix. Da sich der Anteil an erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren jedoch erhöhen wird, ist für die Erzeugung von türkisen Wasserstoff von einem hohen THG-Reduktionspotenzial auszugehen. Nicht enthalten sind hier der Abtransport des festen Kohlenstoffs. Je nach Transportmittel und -strecke können sich die Emissionen noch deutlich erhöhen.

## Zusammenfassung

Die Analyse der verschiedenen Verfahren der Wasserstoffherstellung zeigt, dass die Wasserelektrolyse, die Dampfreformierung mit CCS

und die Erdgaspyrolyse große Potenziale bieten, den zukünftigen Wasserstoff-Bedarf in Deutschland zu decken. Die techno-ökonomische Analyse weist zum jetzigen Zeitpunkt darauf hin, dass die Dampfreformierung mit CCS zur Erzeugung von blauem Wasserstoff die kostengünstigste Technologie darstellt, während aus den ökologischen Untersuchungen hervorgeht, dass der grüne Wasserstoff im Vergleich zur Herstellung von blauem und türkisenem Wasserstoff den niedrigsten Carbon Footprint aufweist. Zukünftig gleichen sich die Bereitstellungskosten von grünem, elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus der MENA-Region insbesondere unter Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur den Kosten der anderen zwei Verfahren an, wodurch grüner Wasserstoff auch wirtschaftlich konkurrenzfähig wird. ■



Das Literaturverzeichnis zum Beitrag finden Sie unter [www.energie-wasser-praxis.de](http://www.energie-wasser-praxis.de) oder über den Direktlink im E-Paper.

## Die Autoren

**Katharina Bär** ist Projekt Ingenieurin an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

**Janina Leiblein** ist Projekt Ingenieurin an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

**Dr. Frank Graf** leitet den Bereich „Gastechnologie“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

**Michael Kühn** ist Projektleiter im Fachgebiet Gasverfahrenstechnik der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

**Miriam Bäuerle** ist Projekt Ingenieurin am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

**Sarah Müller** war Projekt Ingenieurin am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

**Jörn Benthin** ist Leiter der digitalen Transformation und Teamleiter am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Kontakt:

Katharina Bär  
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut  
des Karlsruher Instituts für Technologie  
Engler-Bunte-Ring 1–9  
76131 Karlsruhe  
Tel.: 0721 608-41271  
E-Mail: [baer@dvwg-ebi.de](mailto:baer@dvwg-ebi.de)  
Internet: [www.dvwg-ebi.de](http://www.dvwg-ebi.de)