

Roadmap Gas 2050

Deliverable D 1.2

„Bewertung der für Deutschland relevanten nationalen & internationalen Produktionsströme und Logistikkonzepte für erneuerbare Gase“

Deliverable 1.2

Zusammenfassung

Florian Lehnert

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Janina Leiblein, Ruth Schlautmann, Katharina Bär

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut

Miriam Bäuerle

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

I. Zusammenfassung

Um die gesteckten Klimaziele bis zum Jahr 2050¹ zu erreichen, müssen die CO₂-Emissionen in allen Sektoren schnell und drastisch gesenkt und fossile Energieträger durch erneuerbare ersetzt werden. Aktuell trägt Erdgas im Industriesektor, bei Haushalten sowie im Sektor für Gewerbe, Handel und Dienstleistung mit jeweils ca. einem Drittel zum Endenergieverbrauch bei, während Gase aus erneuerbaren Quellen bisher eine untergeordnete Rolle spielen [1]. Der Anteil an diesen Gasen muss in den nächsten Jahren massiv gesteigert werden. Im Rahmen dieser Studie werden die heimische Bereitstellung sowie der Import von verschiedenen biomasse- und strombasierten Gasen aus der Europäischen Union (EU) hinsichtlich der technisch verfügbaren Potenziale, technologischer Rahmenbedingungen und Bereitstellungskosten evaluiert. Zusätzlich wird die Produktion von Wasserstoff sowie EE-Methan über PtG-Verfahren in der MENA-Region analysiert.

Vorgehen

Laut nationalen Studien wie das DVGW-Projekt „Gesamtpotenzial EE-Gase“, können bei Ausschöpfung aller wirtschaftlichen, in Deutschland zur Verfügung stehenden Potenziale an Biomethan (fermentativ erzeugt), synthetischem Methan (SNG, thermochemisch erzeugt) sowie Wasserstoff (EE-H₂) und Methan (EE-CH₄) aus Power-to-Gas, rund 355 TWh erneuerbare Gase (Brennwertbezogen) in Deutschland bis zum Jahr 2050 erzeugt werden (Modellierung ohne Markthochlauf der Technologien). Allerdings wird dieses Potenzial nicht ausreichen, um den aktuellen, deutschen Gasbedarf von rund 965 TWh² über klimafreundliche Gase decken zu können.

In der vorliegenden Studie werden deshalb die EE-Gaspotenziale (Biomethan, SNG, EE-CH₄, EE-H₂) in Europa (EU-27 + UK) ermittelt und mögliche Transportrouten nach Deutschland analysiert. Im ersten Schritt werden die europäischen EE-Erzeugungspotenziale länderspezifisch ermittelt und ein technisch umsetzbarer Markthochlauf definiert. Unter Berücksichtigung der energiepolitischen Ziele und des Eigenbedarfs der Erzeugungs- und Transitländer werden dann mögliche EE-Gas-Exportmengen ausgewiesen.

Die im Rahmen von Roadmap Gas 2050 bereits durchgeführte techno-ökonomische Bewertung verschiedener Wasserstoffherstellungsverfahren hat gezeigt, dass die Produktion von grünem Wasserstoff in der MENA-Region und der Transport nach Deutschland eine vielversprechende Alternative darstellt [2]. Die Erzeugungspotenziale in dieser Region übersteigen den erwarteten europäischen Bedarf um ein Vielfaches. Allerdings fallen höhere Transportkosten im Vergleich zur innereuropäischen Erzeugung an und die politische Lage in der Region lassen hohe Risikoaufschläge bei potenziellen Investoren erwarten. In diesem Bericht wurde der Import von EE-Methan aus der MENA-Region mit dem Import von grünem Wasserstoff anhand einer techno-ökonomischen Analyse verglichen.

¹ Die Arbeiten wurden vor Verschärfung der Klimaziele durchgeführt

² Bezogen auf H_s

Europäische Potenziale erneuerbarer Gase

Die folgende Abbildung zeigt die europäischen EE-Erzeugungspotenziale unter Berücksichtigung eines technisch umsetzbaren Markthochlaufs der verschiedenen Erzeugungstechnologien.

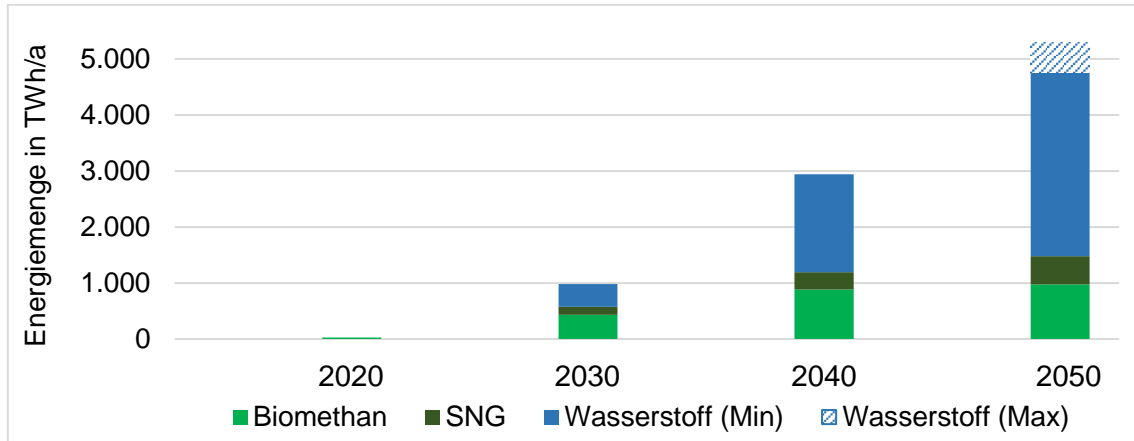


Abbildung 1-1: Länderspezifische EE-Gaspotenziale der EU 27+UK unter Berücksichtigung eines Markthochlaufs der verschiedenen Erzeugungstechnologien ohne EE-Methan

Nach Ermittlung der länderspezifischen Potenziale für fermentierbare Biomasse, ergibt sich für die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union und Großbritannien im Jahr 2050 ein gesamtes europäisches Biomethanpotenzial von 972 TWh (90 Mrd. m³ i.N.). Unter Berücksichtigung eines realistischen Markthochlaufs (Kapitel 2.1.3) für Biomethan steht das gesamte europäische Biomethanpotenzial jedoch erst ab 2050³ zur Verfügung. Unter Berücksichtigung der mittlerweile verschärften Klimaziele der Bundesregierung, können bereits 2045 mehr als 95 % der in dieser Studie ermittelten Potenziale sowie des modellierten Markthochlaufs realisiert werden.

Hinzu kommt das SNG-Potenzial aus holzartiger Biomasse, das unter Berücksichtigung der Holznutzung in anderen Wirtschaftszweigen sowie eines Markthochlaufs von Holzvergasungsanlagen ermittelt wurden. Hier stehen bis im Jahr 2050 in der EU-28 500 TWh SNG (47 Mrd. m³ i.N.) zur Verfügung. Anders als bei der Realisierung der Biomethanpotenziale hat die Verschärfung der Klimaziele bis 2045 zur Folge, dass der Markthochlauf der Holzvergasungstechnologie noch deutlich schneller erfolgen müsste, um das Potential von 500 TWh auszuschöpfen.

Unter Berücksichtigung aller europäischer Strompotentiale (Wind & PV), beträgt das grüne Wasserstoffpotenzial abzüglich des länderspezifischen Strom- und Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 je nach Studie zwischen 3.286 – 3.880 TWh H₂ in der EU27+UK [3].

Zur Ermittlung der innereuropäischen Exportpotentiale der EE-Gase werden nun die energiepolitischen Ziele sowie der Eigenbedarf der Erzeugungs- und Transitländer ermittelt und mögliche EE-Gas-Exportmengen ausgewiesen.

³ Die Arbeiten wurden vor Verschärfung der Klimaziele durchgeführt

Europäische Exportpotenziale für erneuerbare Gase

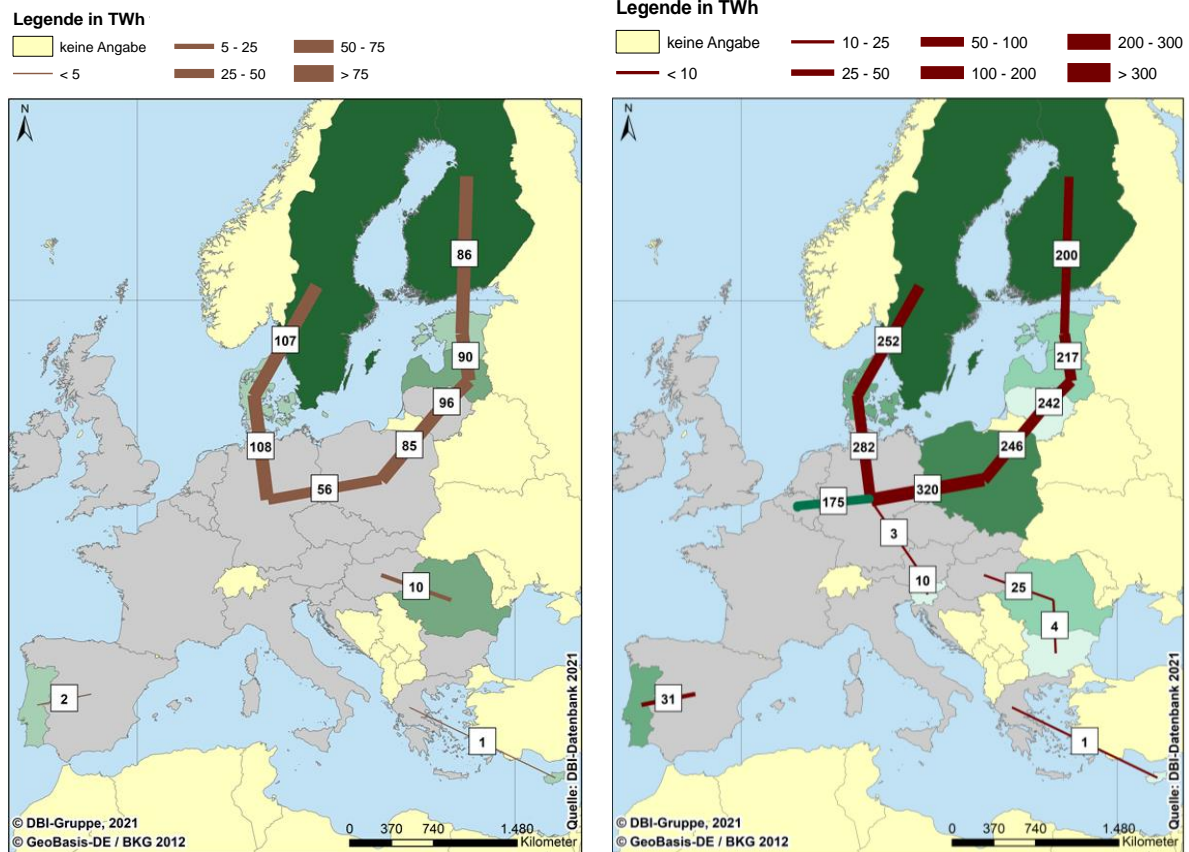


Abbildung 1-2: Exportströme für methanhaltige EE-Gase (Biogas & SNG) ohne PtG-Potenzial (links) und methanhaltige EE-Gase (Biogas, SNG & EE-CH₄) mit PtG-Potenzial (rechts) in TWh/a (HHV) nach DE im Jahr 2050.

Auf der Importroute nach Deutschland erhöhen grün eingefärbte Länder das Exportpotenzial während grau eingefärbte Länder das Importpotenzial nach Deutschland verringern. Grüne Exportströme (175 TWh) können bei vollständiger Deckung des deutschen Importpotenzial zusätzlich in Europa verteilt werden. Kleine Potenziale weit entfernter Länder, z.B. Portugal werden von direkten Nachbarn verbraucht.

Aus den ermittelten länderspezifischen Eigenbedarfsmengen ergeben sich die maximal möglichen Exportpotenziale für methanreiche EE-Gase (SNG & Biogas). Wie Abbildung 1-2 (links) zeigt, stehen große Mengen an methanhaltigen EE-Gasen aus den skandinavischen und baltischen Ländern für einen Import nach Deutschland zur Verfügung. Insgesamt ergibt sich im Jahr 2050 ein Importpotenzial für EE-Methan aus dem europäischen Ausland von 164 TWh (108 TWh über die Schwedenroute und 56 TWh über die Finnlandroute). Werden nun auch die heimischen Potenziale berücksichtigt, stehen in Deutschland bis 2050 potenziell rund 340 TWh methanbasierte EE-Gase aus Biomasse (176 TWh heimische Quellen sowie 164 TWh Import) zur Verfügung (siehe Abbildung 1-3).

Das Exportpotenzial methanreicher EE-Gasen kann deutlich erhöht werden, wenn das bei den Erzeugungsprozessen entstehende grüne CO₂ mit Hilfe von grünem Wasserstoff zu EE-Methan umgesetzt wird. Demnach stehen im Verbundraum der EU-27+UK bis 2050 rund 130 Mrd. m³ Kohlenstoffdioxid aus biogenen Quellen für eine Methanisierung zur Verfügung. Zur vollständigen Methanisierung dieser biogenen CO₂-Potenziale ist ein H₂-Bedarf von rund 1.800 TWh Wasserstoff insbesondere in Skandinavien, Frankreich und Osteuropa notwendig. Wie aktuelle Studien zeigen, können die meisten europäischen Länder den länderspezifischen

H₂-Bedarf decken. Wie Abbildung 1-3 zeigt, stehen aus Skandinavien, Osteuropa sowie Spanien 1.895 – 2.624 TWh H₂ zum Export oder zur Methanisierung zur Verfügung [3, 4].

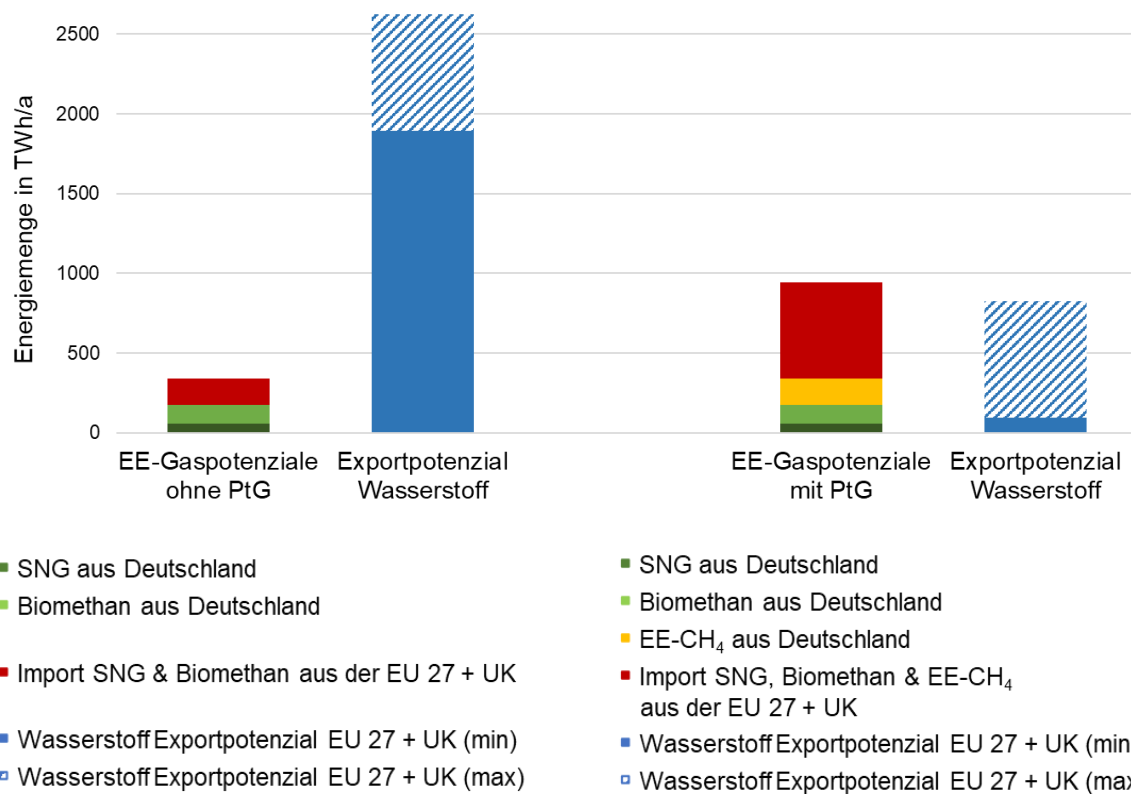


Abbildung 1-3: Erneuerbare Gaspotenziale ohne EE-Methanpotenzial und mit PtG-Potenzial für Deutschland in TWh/a (HHV) und Exportpotenziale von grünem Wasserstoff der EU 27+UK (HHV) für das Jahr 2050

Wenn die hier ermittelten grünen CO₂-Potenziale vollständig methanisiert werden, erhöht sich für Deutschland das Importpotenzial für methanreiche EE-Gase mit PtG (SNG, Biogas & EE-Methan) bis zum Jahr 2050 auf mehr als 600 TWh. Trotz vollständiger Methanisierung der grünen CO₂-Potenziale stehen je nach Studie weitere 95 -824 TWh in Form von grünem H₂ zum Export zur Verfügung. Bei Methanisierung des biogenen CO₂, das innerhalb von Deutschland produziert wird, stehen weitere 164 TWh in Form von EE-CH₄ zur Verfügung.

Energiepolitischen Ziele der ermittelten Export- und Transitländer

Die verschiedenen energiepolitischen Ziele und Maßnahmen der Export- sowie Transitländer zur Klimaneutralität 2050 stehen nicht im Widerspruch zu den hier ermittelten Potenzialen. Jedoch sind die Beschlüsse und (Zwischen-)Ziele nach einem Regierungswechsel in den meisten Ländern im Rahmen EU-Vorgaben auf dem Weg zur Klimaneutralität 2050 leicht zu ändern. Generell wollen alle betrachteten Länder ihre Importabhängigkeiten reduzieren. Dies zeigt sich unter anderem auch darin, dass in Ländern mit älteren Gasleitungsnetzen oder mit Netzen von sehr geringer Kapazität, Neubauten, Umstellungen oder Kapazitätserweiterungen in Planung oder Bau sind.

Weiterhin sind die meisten der betrachteten Export- und Transitländer in den Planungen des European Hydrogen Backbone enthalten. Nur das Baltikum ist bislang kein Teil der Studie (Stand April 2021). In Schweden und Finnland sollen Wasserstoffleitungen neu gebaut werden und insbesondere im Norden die beiden Länder verbinden. Weiterhin sind

Verbindungsleitungen nach Dänemark, und Estland geplant. In Polen sieht der Hydrogen Backbone Umstellungen bestehender Gasleitungen vor und stetigen Zubau von neuen Leitungen [5].

Bereitstellungskosten für erneuerbarer Gase aus der EU und der MENA-Region

Im letzten Schritt werden die Kosten für verschiedene Bereitstellungsoptionen techno-ökonomisch analysiert. Exemplarisch wurde die EE-Gaserzeugung im Hauptexportland Schweden detailliert ausgelegt und bewertet. Hierzu werden Anlagenkonzepte (verfahrenstechnischer Prozess, Anlagengröße, Rohstoffversorgung) und gasnetzbasierte Transportrouten definiert und Gestehungskosten berechnet. Entsprechendes Vorgehen wurde für die Bereitstellungspfade aus der MENA-Region gewählt.

Die berechneten Bereitstellungskosten setzen sich dabei aus den Herstellungskosten vor Ort und den Transportkosten nach Deutschland zusammen. Für eine bessere Vergleichbarkeit wird in diesem Diagramm der Transport aller Gase via Pipeline aufgezeigt.

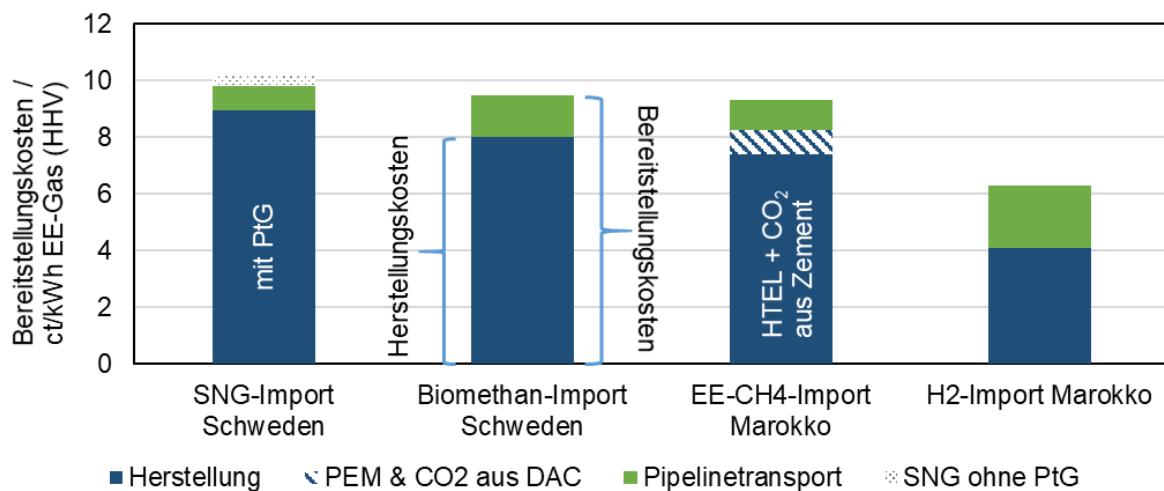


Abbildung 1-4: Bereitstellungskosten im Jahr 2050: SNG und Biomethan aus Schweden (107 TWh, Distanz: 1.300 km), EE-CH₄ und EE-H₂ aus MENA (120 TWh aus Marokko, Distanz: 3.000 km, DAC: Direct Air Capture)

Wie Abbildung 1-4 zeigt, ergeben sich für SNG aus Schweden im Jahr 2050 SNG-Bereitstellungskosten von etwa 10 ct/kWh. Dabei entfällt der Hauptteil der Kosten auf die SNG-Herstellung. Wird das Nebenprodukt CO₂, das bei der Vergasung entsteht, methanisiert, ändern sich die Bereitstellungskosten kaum. Die sehr geringe Kostenreduktion ist auf die größere Transportleitung bei höherem Durchsatz und den niedrigeren spezifischen Kosten zurückzuführen. Im Vergleich dazu steht Biomethan aus Schweden zu etwas geringeren Bereitstellungskosten zur Verfügung. Die Bereitstellungskosten für den EE-CH₄-Import aus Marokko variieren aktuell je nach Einsatz der Elektrolysetechnologie und gleichen sich bei Verwendung der PEM- und HTEL-Elektrolyse bis ins Jahr 2050 an. Einen größeren Einfluss auf die Herstellungskosten hat die CO₂-Quelle. Wenn diese vorhanden ist z.B. durch ein Zementwerk, können die CO₂-Bereitstellungskosten im Vergleich zur CO₂-Bereitstellung aus Luft um ca. 37 % gesenkt werden. Somit liegen die CH₄-Bereitstellungskosten je nach Elektrolysetechnologie und CO₂-Quelle zwischen 8,4 und 9,3 Cent/kWh (HHV).

Insgesamt liegen die Bereitstellungskosten zwischen 6 und 10 ct/kWh (HHV), wobei Wasserstoff die günstigste und SNG die teuerste Option darstellt. Die Transportkosten von

Wasserstoff sind aufgrund der niedrigen Energiedichte und des hohen Verdichteraufwands mit 2 ct/kWh am höchsten. Der CH₄-Pipelinetransport von Schweden nach Deutschland fällt teurer aus als der aus der MENA-Region, da zusätzlich ein Zubringerleitungssystem der SNG-Anlagen zur Transportleitung notwendig ist. Laut einer aktuellen Studie kann der grüne Wasserstoff im Jahr 2050 in der EU-27+UK für weniger als 5 ct/kWh hergestellt werden können [4]. Dabei stehen 2.500 TWh für weniger als 3,8 ct/kWh und 600 TWh für weniger als 2,5 ct/kWh zur Verfügung. Somit ist die Herstellung großer Mengen Wasserstoff in der EU zu günstigeren Herstellungskosten im Vergleich zu Marokko möglich.

Fazit

Die Analyse der europäischen fermentierbaren sowie thermochemisch umsetzbaren Biomassepotenziale zeigt, dass große Exportpotenziale insbesondere in Skandinavien zu finden sind. Bei Berücksichtigung der PtG-Potenziale aus Skandinavien bleibt Deutschland zwar Energieimportland, kann aber gleichzeitig auch als Transitland fungieren. Alle europäischen sowie außereuropäischen Produktionsorte der EE-Gase setzen auch die politische Bereitschaft im entsprechenden Land voraus, dass vor Ort Land sowie stellenweise neue Infrastruktur zur Produktion von EE-Gasen zur Verfügung gestellt wird. Die Bereitschaft, dies umzusetzen wird voraussichtlich entweder politisch getrieben oder über den Preis gesteuert sein.

Aus den technoökonomischen Betrachtungen geht hervor, dass grüner Wasserstoff aus Marokko im Vergleich zu den Methan-Importrouten die kostengünstigste Option darstellt. Jedoch ist zu beachten, dass die H₂-Bereitstellungskosten keine Kosten für Verteilung in Deutschland und Umstellung beim Endverbraucher berücksichtigen. Die Kosten, die für die Umstellung der Verteilnetze, Verdichter oder beim Endverbraucher anfallen, können dabei momentan noch nicht beziffert werden. Für den Import von SNG, Biomethan und EE-Methan ist die gesamte Transport- und Verteilinfrastruktur mit hohen Leitungskapazitäten bereits vorhanden. Anpassungen beim Endverbraucher sind nicht notwendig, sodass somit eine Umstellung von Erdgas auf grünes Gas sehr schnell möglich ist.

August 2021

DVGW-Förderkennzeichen G 201824

Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1–3

53123 Bonn

T +49 228 91885

F +49 228 9188990

info@dvwg.de

www.dvgw.de