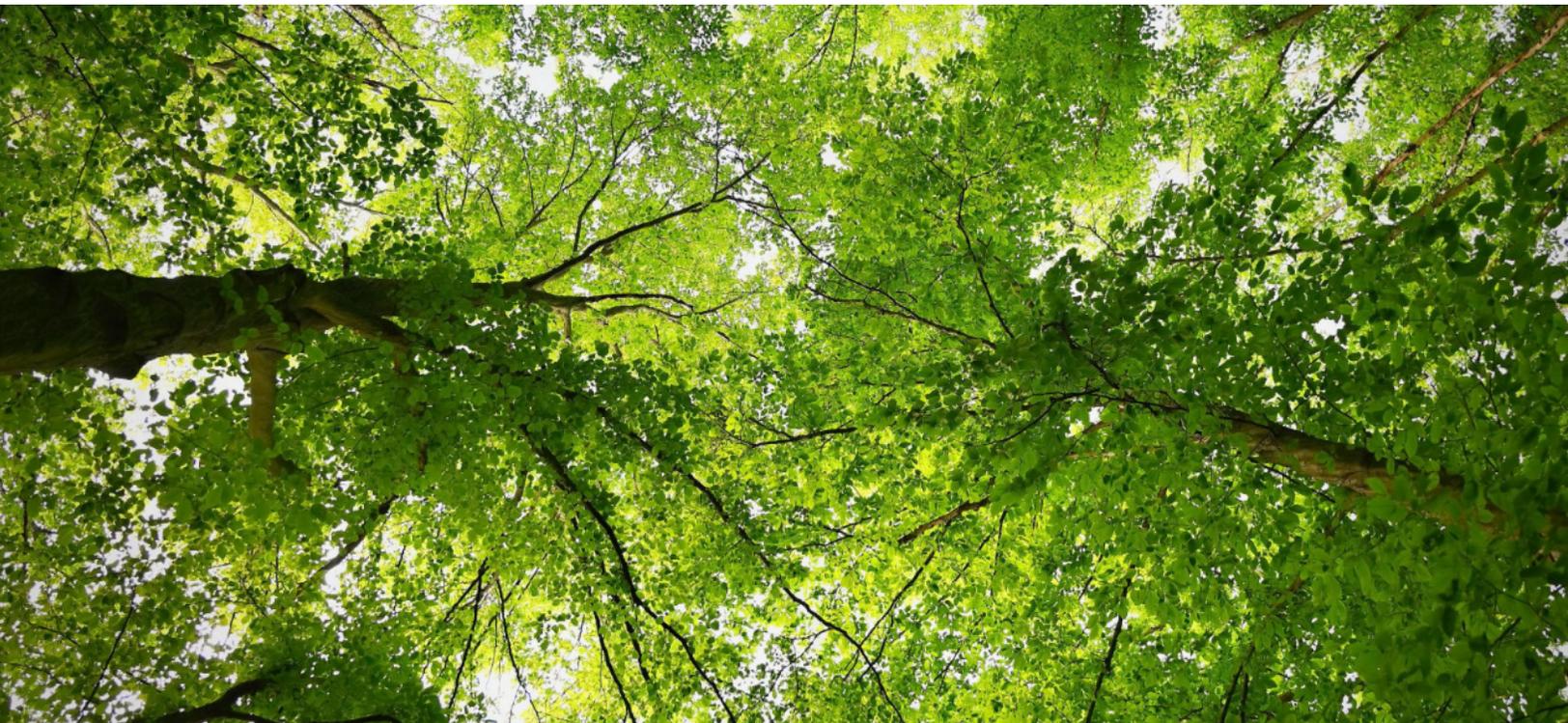




Die 4 Säulen von e-NG

Erschließung skalierbarer erneuerbarer Energien und Beschleunigung des grünen Wasserstoffimports



Angesichts der aktuellen Energiekrise ist der Erfolg der Energiewende umso wichtiger geworden. Neben Klimaschutz, Energiesicherheit und Bezahlbarkeit werden nun auch Geschwindigkeit und Skalierbarkeit als elementare Erfolgsfaktoren anerkannt. In diesem Kontext spielt das Wasserstoffderivat e-NG eine zentrale Rolle, da es genau diese zentralen Anforderungen adressiert.

Die Bundesregierung greift diese Herausforderungen in Ihrem Koalitionsvertrag umfassend auf. Die Umsetzung findet derzeit u.a. in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS), der angekündigten Carbon-Management-Strategie und der Plattform Klimaneutrales Stromsystem statt.

Die Erkenntnis, dass nur ein Teil des grünen Wasserstoffs in Deutschland produziert werden kann, rückt aktuell Importkonzepte in Form von grünen Wasserstoffderivaten ins Zentrum der Debatte.

Wasserstoffderivate wie Ammoniak, Methanol oder Methan (e-NG) werden dringend und jeweils anwendungsspezifisch in großen Mengen in den Sektoren benötigt, wo direkte Elektrifizierungs- und Effizienzmaßnahmen an ihre Grenzen stoßen, z.B. Schifffahrt, Luftfahrt und verschiedene Anwendungen in der Industrie.

In dem Rahmen plant die Bundesregierung bis Ende 2023 die Veröffentlichung einer Importstrategie für Wasserstoff. Die Fortschreibung der NWS stellt somit einen bedeutenden Meilenstein dar, da sie die Wichtigkeit von Wasserstoffimporten und der Herstellung von Derivaten anerkennt und e-NG ausdrücklich als Lösung hervorhebt.

Mithilfe der deutschen LNG-Importterminals und der vorhandenen Erdgasinfrastruktur können Importkonzepte zügig und nachhaltig umgesetzt werden. Die Terminals wurden in Rekordgeschwindigkeit geplant, finanziert und errichtet und tragen heute wesentlich zur Energiesicherheit Deutschlands und Europas bei. Mit dem Stichwort H₂-Readiness ist zudem der Anspruch an LNG-Terminals, Infrastrukturen und Kraftwerke entstanden, dass diese schnell und effektiv zum Hochlauf des grünen Wasserstoffs und damit zum Klimaschutz beitragen. Dieses Spannungsfeld lässt sich wirksam mithilfe von grünem synthetischem Methan (e-NG) adressieren. E-NG basiert auf grünem Wasserstoff und klimaneutralem CO₂ und besitzt dieselbe chemische Formel wie fossiles Erdgas. Es kann diesem bis zu 100% beigemischt, über LNG-Terminals angelandet, über die bestehende Infrastruktur transportiert und vielfältig genutzt werden. Das CO₂ wird entweder aus biogenen Quellen oder aus der Atmosphäre durch Direct Air Capture (DAC) entnommen; oder das CO₂ wird bei

der Nutzung des e-NGs abgeschieden und in einem geschlossenen Kreislauf zur grünen Wasserstoffquelle zurückgeführt. Der signifikante Unterschied zu fossilem Erdgas besteht in der nachhaltigen Herstellung und Verwendung von e-NG, wodurch CO₂-Emissionen in die Atmosphäre oder Methanschleupf, welcher bei fossilem Erdgas vor Allem am Anfang der Wertschöpfungskette entsteht, vermieden werden. Da e-NG synthetisch in einem kontrollierten Industrie-Reaktor erzeugt und direkt im Anschluss verflüssigt wird, kommt es hier nicht zu Methanemissionen, wie sie aus der Erdgasgewinnung bekannt sind.

Das Beispiel e-NG verdeutlicht, dass grüner Wasserstoff in Verbindung mit Carbon-Management unbedingt als Partner der erneuerbaren Energien berücksichtigt werden muss, um das Potenzial von Technologien im Kampf gegen den Klimawandel vollumfänglich zu nutzen. Dieses Konzept wird in den folgenden 4 Thesen näher erklärt.

1. e-NG ist eine wettbewerbsfähige Form des Wasserstoffimportes über den Seeweg

Der Schiffstransport von Wasserstoff stellt aufgrund seiner geringen volumetrischen Dichte und der begrenzten Verfügbarkeit von Transportschiffen eine große Herausforderung dar. Dementsprechend ist entweder eine energetisch sehr aufwändige Verflüssigung oder Umwandlung und Rückumwandlung von grünem Wasserstoff zu Ammoniak, LOHC (liquid-organic hydrogen carrier), Methanol oder e-NG erforderlich. Mit den Umwandelungsschritten sind immer Effizienzverluste und zusätzliche Kosten verbunden. Die Gesamteffizienz von Ammoniak, Methanol und e-NG ist mit ca. 50-55% vergleichbar. Ähnlich wie bei anderen Nutzungsformen weist e-NG eine deutlich geringere Treibhausgas-Emissionsbilanz als z.B. blauer Wasserstoff auf.

Für eine optimale Effizienz ist die energetische Integration von Prozessschritten erforderlich. Dual-Gas-Schiffe, die CO₂ und e-NG im selben Schiff transportieren, können erhebliche Kosten einsparen. Die ökonomische Effizienz kann weiter gesteigert werden, wenn für den Import von e-NG die bestehende LNG und Erdgas-Infrastruktur genutzt wird [1].

- Zum Beispiel gibt es für den Transport von e-NG/LNG sowie von CO₂ bestehende Schiffsflotten und Häfen. Stand 2021 gab es weltweit etwa 700 [2] LNG-Tanker, die für den Methantransport verwendet werden.

- Allein in Europa gibt es für den Import von verflüssigtem Methan bereits 29 LNG-Terminals und weitere 33 sind geplant [2].
- Auch CO₂ wird bereits seit über 30 Jahren auf sechs eigenen Schiffen sicher in Nordwesteuropa auf dem Seeweg, und auf dem Land per Kesselwagen transportiert.

Die Nutzung dieser Infrastrukturen erlaubt der e-NG-Bereitstellungskette eine schnelle Skalierung und attraktive Kosten durch Nutzung bestehender Anlagen.

2. Hohe Technologiereife von e-NG ermöglicht einen schnellen Wasserstoffimporthochlauf

Es gibt verschiedene Technologien für den Transport von grünem Wasserstoff, die sich in unterschiedlichen Reifestadien befinden [3]. Ammoniak und Methanisierung sind am weitesten fortgeschritten. Technologien wie LH₂ (Flüssigwasserstoff) und LOHC befinden sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium und sind auf große Fortschritte in Materialwissenschaft und Verfahrenstechnik angewiesen.

- Beispielsweise ist der Schiffstransport von flüssigem Wasserstoff nahe des absoluten Temperaturminimums (-253°C) nicht nur energetisch, sondern auch technisch anspruchsvoll.
- Risikofaktoren bei der Produktion, dem Transport und der Nutzung von Ammoniak in diversen Anwendungsfeldern, beispielsweise aufgrund seiner Toxizität, lassen sich durch technische Lösungen minimieren. Dennoch ist es für eine zukünftige Nutzung von Ammoniak außerhalb der bestehenden Anwendungsfälle von Bedeutung, dass es wieder in Wasserstoff umgewandelt werden kann. Dieser Prozess (Cracking) erfordert einen hohen Energieeinsatz und Temperaturen von 500-1050°C. Ammoniak-Cracking zur Wasserstoffgewinnung ist bislang nicht in einem kommerziell relevanten Maßstab verfügbar (TRL 4) und steht noch vor verfahrenstechnischen Herausforderungen [4].

Die Methanisierung von CO₂ und Wasserstoff hat im Gegensatz dazu ein Technology Readiness Level (TRL) von 7 [1] bis 9 [5] und ist von etablierten Unternehmen am Markt im Großmaßstab verfügbar. Technologien zur Verflüssigung, Verschiffung und der Methan-Aufspaltung sind ebenfalls kommerziell verfügbar und im großen Maßstab in Betrieb. Darüber hinaus gibt es operative Erfah-

rung in Deutschland: seit 2013 wird Methan direkt aus grünem Wasserstoff und CO₂ in Werlte (Niedersachsen) in der ehemaligen Audi e-Gas Anlage mit einer Nennleistung von 6,3 MW erzeugt. Die weltgrößte Anlage zur Methanisierung von Wasserstoff und CO₂ mit einer Leistung von 60 000 m³/h wird derzeit von INPEX und Osaka Gas in Japan errichtet [1]. Darüber hinaus sind mehrere industrielle Anlagen zur Methanisierung von Synthesegas (Wasserstoff, CO und CO₂) in Betrieb, welche Produktionsraten von bis zu 2 bcm/a aufweisen. Auch die Rückumwandlung von Methan zu Wasserstoff ist erprobt: Die Dampfreformierung ist weltweit die am häufigsten verwendete Technologie zur Wasserstoffherzeugung. Gegenwärtig ist e-NG für die Lieferung von Energie die technisch am weitesten fortgeschrittene Wasserstofftransportroute.

Vergleich der Wasserstoffimportrouten per Schiff: e-NG höchste Technologiereife [6]



3. Der Wert bestehender Energieinfrastrukturen muss genutzt werden

Investitionen in erneuerbare Energien haben in den letzten Jahren exponentiell zugenommen und stehen kurz davor, Investitionen für fossile Energieträger zu überholen [7]. Trotzdem gibt es noch einen großen Kapitalstock an Anlagen für den Transport und die Nutzung von Kohlenwasserstoffen wie Methan und von Ölprodukten, in die weiterhin investiert wird. In Deutschland werden beispielsweise für ca. 10 Mrd. EUR LNG-Terminals im Auftrag der Bundesregierung entwickelt, während in Qatar eine weitere Methan-Verflüssigungsanlage im Umfang

von 10 Mrd. USD ausgeschrieben wird [8]. Gleiches gilt für die globale Schiffsflotte von 600 Schiffen mit einem Wert von 80 Mrd. USD: aktuell liegen weltweit Aufträge für 163 weitere LNG-Tanker vor, bei einem geschätzten Neupreis von 250 Mio. USD pro Stück [9]. Durch die bestehenden Infrastrukturen ergibt sich für e-NG ein enormer Geschwindigkeitsvorteil gegenüber anderen Wasserstofftransportrouten, die erst aufgebaut werden müssen.

Die Entscheidungsträger der Energiewirtschaft müssen sich darauf konzentrieren, diese Investitionen für die Energiewende nutzbar zu machen. Zum Beispiel könnten die in Deutschland neu gebauten landbasierten LNG-Terminals mit e-NG für den Import grüner Moleküle genutzt werden. Auch die bestehenden LNG-Exportanlagen (Pipelines, Terminals, Schiffe) in den heutigen Energielieferländern und bestehende Produktion im Anlagenbau können umfunktioniert werden, um fossile Lock-in Effekte zu vermeiden. Auch in technoökonomischen Modellen wird zunehmend der vorhandene Anlagenpark berücksichtigt. In der energiepolitischen Diskussion wird jedoch häufig nur auf Gestehungskosten geachtet, die in der Regel von einem Neubau der gesamten Anlagen ausgehen. Das verzerrt nicht nur die Debatte um Kosten, sondern berücksichtigt auch nicht die Vorteile in der Geschwindigkeit des Hochlaufs.

Ausgewählte e-NG-Exportprojekte: großes Interesse in Japan, USA [1]

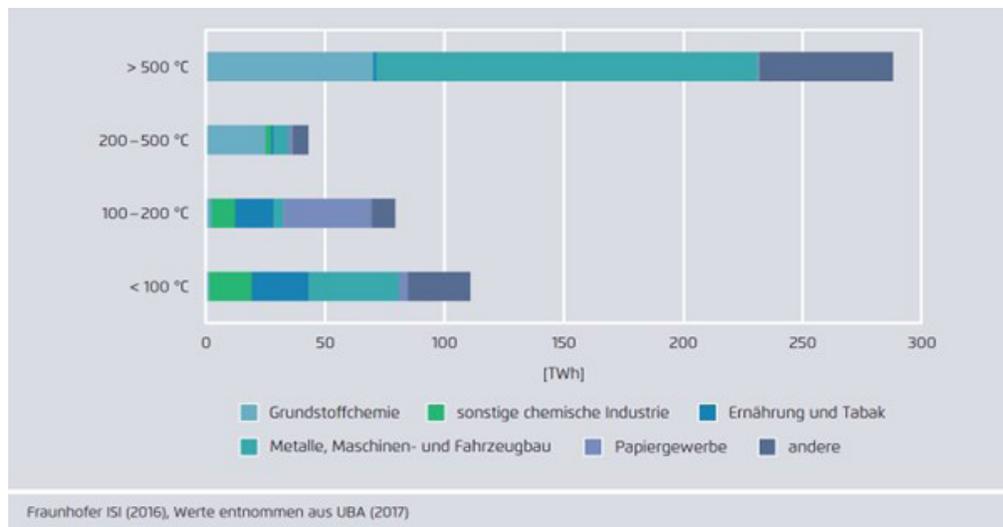
Beteiligte Unternehmen	Exportland	Importland	Ankündigung	Volumen	Beschreibung
Tokyo Gas, Osaka Gas, Toho Gas, Mitsubishi Corp.	United States	Japan	2022	0.13 Mt/yr bis 2030	Machbarkeitsstudie für e-NG-Produktion am Cameron LNG Terminal in den USA
Osaka Gas, Tallgrass Energy, Green Plains	United States	Japan	2022	0.2 Mt/yr bis 2030	Machbarkeitsstudie zur Produktion von e-NG am Freeport LNG Terminal in den USA
Osaka Gas Australia, Santos	Australia	Japan	2023	0.06 Mt/yr bis 2030	Pre-FEED einer Demonstrationsanlage zur Produktion von e-NG in Australien. FID geplant in 2026.
TES, Total Energies	United States	Germany	2023	0.1-0.2 Mt/yr	1 GW Elektrolyse und Methanisierung in Texas. FID geplant in 2024.

4. Die Dekarbonisierung der Industrie braucht Lösungen zur sofortigen Anwendung, wie e-NG

Energieintensive Unternehmen in Deutschland stehen aufgrund des hohen Ambitionsniveaus bei der Reduktion von Emissionen im Vergleich zu Wettbewerbern im Ausland unter erhöhtem Druck. Obwohl diese Herausforderungen klima- und industriepolitisch aufgegriffen werden, bedarf es eines Angebots, das eine schrittweise Umstellung auf erneuerbare Energien zu planbaren Investitionen ermöglicht. Eine Elektrifizierung aller Industrieanlagen ist entweder technisch nicht möglich oder angesichts der aktuellen Strompreise für die deutsche Industrie nicht wirtschaftlich. Auch eine Umrüstung auf grünen Wasserstoff gestaltet sich schwierig, da Diskussionen über den Aufbau des Wasserstoffnetzes noch nicht abgeschlossen sind und der Zugang nicht zeitlich garantiert werden kann.

Ferner bietet e-NG heutigen Erdgasnutzern die Möglichkeit einer nahtlosen Transformation durch die flexible Beimischung von e-NG in das fossile Erdgas. Dieser Übergang erfordert keinerlei technische Umbaumaßnahmen und ist daher nicht kapitalintensiv. Die Versorgung mit ausreichenden Mengen an grünem e-NG kann problemlos skaliert werden, da kein vollständiger Umbau der Anlagen erforderlich ist und eine dauerhafte Versorgung mit 100% des neuen Energieträgers gewährleistet wird.

Endenergieverbrauch zur Erzeugung industrieller Prozesswärme nach Temperaturniveau [10]



E-NG bietet also eine klimaneutrale Lösung zur sofortigen und schrittweisen Umnutzung vorhandener Anlagen, die derzeit mit Erdgas betrieben werden und den bestehenden Anschluss an das Gasnetz nutzen. Das gilt beispielsweise für Gaskraftwerke, Chemie-Anlagen zur stofflichen Nutzung oder zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme. Voraussetzung ist entweder die Verwendung von atmosphärischem oder biogenem CO₂ bei der Herstellung von e-NG (Methanisierung) oder die Installation einer CO₂-Abscheidungsanlage beim Verbraucher, wodurch das emittierte CO₂ im geschlossenen CO₂-Kreislauf zur grünen Wasserstoffquelle zurückgeführt wird.

Es wird erwartet, dass e-NG auch die Kriterien zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen gemäß RFNBO [11] erfüllen wird, die in der EU-Richtlinie RED II und ihren nachfolgenden Delegierten Rechtsakten festgelegt sind. Konkret schreiben die Regelungen vor, dass erneuerbare Kraftstoffe eine Mindestreduzierung von 70% der Treibhausgasemissionen im Vergleich zum fossilen Referenzwert, der einen Emissionsfaktor von 94 gCO₂eq/MJ hat, aufweisen müssen. Daraus ergibt sich ein zulässiger maximaler Emissionsfaktor von 28 gCO₂eq/MJ für die Lieferkette von erneuerbaren Kraftstoffen. Eine vorläufige Prüfung der Wertschöpfungskette und der Treibhausgasbewertung von TES zeigt, dass das von ihnen aus Texas bezogene und nach Deutschland gelieferte e-NG diese Vorgabe mit einer Reduzierung von über 80 % deutlich übertrifft. Im Vergleich dazu hat fossiles Erdgas, das aus den USA gefördert und nach Belgien [12] verschifft wird, einschließlich des anschließenden Verbrauchs einen Gesamtemissionsfaktor von 80 gCO₂eq/MJ.

Quellen

- [1] „Gas Market Report, Q2-2023,“ IEA, 2023.
- [2] J. Aizarani, „Number of liquefied natural gas storage vessels worldwide from 2010 to 2021,“ 31 01 2023. [Online].
Available: <https://www.statista.com/statistics/468412/global-lng-tanker-fleet/>.
- [3] F. Staiß et al., „Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030,“ Schriftreihe Energiesysteme der Zukunft, 2022.
- [4] „ETP Clean Technology Guide,“ IEA, 2023.
- [5] S. Jarvis et al., „Technologies and infrastructures underpinning future CO2 value chains: A comprehensive review and comparative analysis,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 85, pp. 46-68, 2018.
- [6] „Konzeptionierung einer marktfähigen grünen Wasserstoffversorgung für die Region Salzgitter im Kontext der europäischen Wasserstoffstrategie - Projektbericht GreenH2SZ,“ Fraunhofer-Institut für Schicht- und Oberflächentechnik IST, 2023.
- [7] I. Shine, „Spending on low-carbon energy technology is on the brink of overtaking fossil fuels. These 4 charts tell the full story,“ World Economic Forum, 20 02 2023.
- [8] N. Ugal, „Qatargas closing in on awards for \$10 billion-plus liquefaction package contract,“ Upstream, 07 03 2023.
- [9] „Shipbuilders enjoy record orders for LNG tankers,“ Financial Times, 12 01 2023.
- [10] P. Münnich et al., „Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie,“ Agora Industrie, 2022.
- [11] „DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources,“ European Union, 2018.
- [12] Ecoinvent v3.9.1 (cutoff; natural gas, high pressure, import from US; BE; IPCC2021; GWP100), 2022.