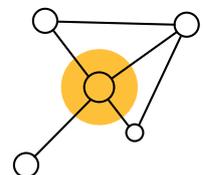
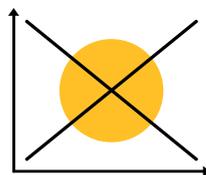
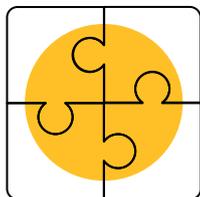
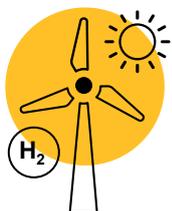


Impulspapier

Systemische und volkswirtschaftliche Potenziale von
synthetischem Erdgas (SNG)

Im Auftrag von: Zukunft Gas e.V.

März 2024



**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 650 853-60

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von

David Schlund

Jakob Junkermann

Michaele Diehl

Bitte zitieren als

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2024). Impulspapier
- Systemische und volkswirtschaftliche Potenziale von synthetischem Erdgas (SNG).

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary.....	4
1 Die Bedeutung synthetischer Energieträger in der Energiesystemtransformation	6
2 Technische Grundlagen	9
3 Systemische Potentiale von SNG	15
4 Ausblick zur Integration von SNG im zukünftigen Energiesystem.....	26
Literaturverzeichnis	28
Abkürzungsverzeichnis	34
Abbildungsverzeichnis.....	35

Executive Summary

Im zukünftigen Energiesystem wird der Bedarf an synthetischen (strombasierten) Energieträgern ansteigen, wobei noch Unsicherheiten über den Energieträgermix verbleiben. Wasserstoff befindet sich aufgrund seiner Vielfältigkeit und im Vergleich niedrigen Produktionskosten im Fokus der meisten Betrachtungen. Synthetisches Erdgas (Synthetic Natural Gas, SNG) könnte aufgrund der vorhandenen Infrastruktur von fossilem Erdgas in Deutschland Potentiale zur Vermeidung von Investitionen und Emissionen aufweisen. Vor diesem Hintergrund erörtert das vorliegende Impulspapier die Potentiale einer Nutzung von SNG als Energieträger mit dem Ziel, eine vertiefte Auseinandersetzung mit den spezifischen Vorteilen von SNG als Bestandteil eines zukünftigen Energieträgermixes anzugehen.

SNG weist bei Transport, Speicherung und Nutzung einen hohen technischen Reifegrad auf.

Für die Herstellung von SNG wird Wasserstoff und CO₂ benötigt. Mit dem Prozess der Elektrolyse wird Wasserstoff mit Hilfe von (erneuerbaren) Strom produziert und anschließend unter Zunahme von CO₂ in einem Methanisierungsprozess zu SNG umgewandelt. Das benötigte CO₂ kann aus verschiedenen Quellen bezogen und je nach Nutzungsszenario in einem Kohlenstoffkreislauf wiederverwendet werden. Für die Produktion von SNG existieren derzeit erste Prototypen und Demonstrationsprojekte, eine großtechnische und kommerzielle Einführung steht noch bevor. Durch die Möglichkeit zur Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur weist SNG entlang der Wertschöpfungskette im Bereich von Transport/ Speicherung und Nutzung einen hohen technologischen Reifegrad auf. Dies ermöglicht bereits heute eine großtechnische Verwendung.

Bestehende Infrastruktur und Anwendungen ermöglichen eine kurzfristige Integration.

SNG ist ein Substitut zu Erdgas und kann in heutigen Infrastrukturen und Endanwendungen ohne technischen Anpassungsbedarf eingesetzt werden. Die Speicherung synthetischer Energieträger wird im Verlauf der Systemtransformation an Bedeutung gewinnen, um die erneuerbare Stromproduktion in Zeiten niedriger Einspeisung aus Wind und Sonne abzusichern. SNG bietet sich als geeignetes Speichermedium an, da es über eine hohe energetische Dichte verfügt und in heutigen Erdgaskavernen gespeichert werden kann. Der Import, der Transport und die Verteilung von SNG kann über die bestehenden Liquefied Natural Gas (LNG)-Importterminal und Erdgasleitungen erfolgen. Im Bereich der Endanwendung kann SNG in Industrie, Mobilität, Haushalten und Stromerzeugung als Erdgassubstitut eingesetzt werden. Dabei kann SNG auch kurzfristig und zu beliebigen Anteilen dem Erdgas beigemischt werden, sodass sich der Hochlauf an der Verfügbarkeit des Gases orientieren kann. Durch die vorhandene Infrastruktur und Nachfrage ist eine Einführung auch kurzfristig möglich und es könnten Investitionskosten eingespart sowie Umsetzungszeiträume verkürzt werden.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen für SNG sind zu Teilen bereits vorhanden.

Der Hochlauf synthetischer Energieträger wird durch rechtliche Rahmenbedingungen flankiert. Dies betrifft vor allem die Zertifizierung der klimaneutralen Produktion, die Regulierung von Infrastruktur, die Bilanzierung von CO₂-Emissionen und die Anerkennung synthetischer

Energieträger zur Erreichung von Zielen erneuerbarer Energien im Endverbrauch. Für eine Einführung von SNG sind dabei die gesetzlichen Rahmenbedingungen auf Europaebene entweder durch die bestehende Regulatorik von Erdgas-Infrastrukturen bereits vorhanden oder durch den einsetzenden Hochlauf von strombasiertem Wasserstoff und seinen Derivaten gegenwärtig in Entwicklung. Herausforderungen ergeben sich insbesondere im Hinblick auf die Etablierung internationaler Herkunftsnachweissysteme für Wasserstoff und seine Derivate (einschließlich SNG), die derzeit noch nicht weit fortgeschritten sind und einen erheblichen Koordinierungsaufwand erfordern. Gleichzeitig sind sie jedoch Voraussetzung für den außereuropäischen Import nachhaltig erzeugter synthetischer Energieträger. Die EU-Unionsdatenbank, die sich derzeit im Aufbau befindet, könnte dies mittelfristig ermöglichen.

SNG hat das Potential insbesondere bei günstiger CO₂-Bereitstellung wirtschaftlich gegenüber anderen strombasierten Energieträgern zu sein.

Grundsätzlich steht SNG - ebenso wie andere synthetische Energieträger - vor der Herausforderung aktuell hoher Kosten und fehlender Wirtschaftlichkeit gegenüber fossilen Brennstoffen. Die Wirtschaftlichkeitslücke müsste entsprechend durch regulatorische Rahmenbedingungen (z. B. Förderinstrumente, CO₂-Bepreisung) adressiert werden, um einen Wechsel von fossilen auf klimaneutrale Energieträger anzureizen. Im Fall von SNG könnte unter günstigen Bedingungen der CO₂-Bereitstellung Wirtschaftlichkeit gegenüber anderen synthetischen Energieträgern erreicht werden. Die Kosten der CO₂-Bereitstellung hängen dabei sowohl von der Entwicklung von Technologien (z. B. Direct Air Capture, DAC) als auch der Verfügbarkeit alternativer CO₂-Quellen (z. B. Bioenergy Carbon Capture and Utilization, BECCU) und der Möglichkeit zur Etablierung eines CO₂-Kreislaufes ab.

Kosten und regulatorische Rahmenbedingungen sind Treiber für den Einsatz von SNG.

Die Kompatibilität von SNG mit der bestehenden Infrastruktur bietet kurzfristig einige Vorteile. Um die systemischen Vorteile von SNG genauer beziffern zu können, sind vertiefte Systemstudien unter Berücksichtigung des Investitionsbedarfs entlang der gesamten Wertschöpfungskette notwendig. Dabei sind insbesondere die systemischen Aspekte, wie beispielsweise das angestrebte Resilienzniveau, der Investitionsbedarf in Import-, Speicher- und Transportinfrastruktur sowie der notwendige zeitliche Vorlauf, zu betrachten. Während die regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen größtenteils eine Integration von SNG ermöglichen, hängt dessen Zukunftsfähigkeit entscheidend von einem geeigneten regulatorischen Rahmen, der Weiterentwicklung von Technologien und den Kosten der CO₂-Bereitstellung ab. Durch eine wettbewerbsfähige Entwicklung der Kosten im Vergleich zu anderen synthetischen Energieträgern könnte der Anteil von SNG am zukünftigen Energieträgermix steigen.

1 Die Bedeutung synthetischer Energieträger in der Energiesystemtransformation

Motivation. Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2030 einen Anteil erneuerbarer Energien (EE) in der Stromerzeugung von 80 % zu erreichen. Dies stellt Politik, Wirtschaft und Gesellschaft vor die Herausforderung, in den kommenden Jahren ein Energiesystem zu entwickeln, das den sich hieraus ergebenden Anforderungen gerecht wird. Hierzu zählen die nachhaltige Energieversorgung aus treibhausgasneutralen Energiequellen, die Sicherstellung der Versorgungssicherheit und die Gewährleistung der Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung (energiepolitisches Zieldreieck). Während der Hochlauf von PV- und Windenergieanlagen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stetig ansteigen lässt, sind synthetische, strombasierte Energieträger wie Wasserstoff, Ammoniak und synthetisches Erdgas in der Lage, die gewonnene Energie im großen Maßstab zu speichern und für eine stetige Energieversorgung in den Sektoren Mobilität, Haushalte und Industrie zu sorgen sowie als Backup-Energieträger in der Stromversorgung zu dienen. Zudem werden diese Energieträger perspektivisch auch als Rohstoffe, zum Beispiel in der Stahl- und Chemieindustrie, eingesetzt. Durch die vielfältigen technologischen Möglichkeiten in der Gewinnung, Transformation und Nutzung regenerativer Energieträger, entwickeln sich zahlreiche Fragestellungen und Themenfelder zum kosteneffizienten Transformationspfad. Aufgrund der Ähnlichkeit zu fossilem Erdgas verfügt SNG über Kostenvorteile durch die in Deutschland bereits vorhandene Infrastruktur für Import, Transport und Speicherung sowie der bestehenden Nachfrage. Gleichzeitig ist die Wirtschaftlichkeit gegenüber fossilen Energieträgern derzeit noch nicht gegeben und die Produktionskosten sind der Unsicherheit schwer zu prognostizierender Technologieentwicklungen unterworfen. Vor diesem Hintergrund stellt synthetisches Erdgas aus erneuerbaren Energien eine Option zur Reduzierung der CO₂-Emissionen durch die Substitution fossiler Energieträger dar. Gleichzeitig gilt es jedoch, spezifische Kosten- und Technologierisiken entlang der Wertschöpfungskette zu betrachten.

Überblick synthetisches Erdgas. Unter synthetischem Erdgas (Synthetic Natural Gas, SNG)¹ verstehen wir im Folgenden Methan (CH₄), welches aus grünem Wasserstoff² und CO₂ mittels Methanisierung hergestellt wurde. Als nahezu vollständiges Substitut zu konventionellem Erdgas kann es in der bestehenden Infrastruktur und in Endanwendungen genutzt werden, ohne Anpassungen vornehmen zu müssen. Die Herstellung von SNG benötigt CO₂. Für eine klimaneutrale Bilanz des SNG ist somit die CO₂-Quelle entscheidend. Grundsätzlich kommt hier die direkte Abscheidung aus der Umgebungsluft (DAC), die Abscheidung aus Biomasse-Kraftwerken (BECCU) oder die Nutzung von CO₂ aus Emissionen der Industrie und der Energiewirtschaft (Carbon Capture and Usage, CCU) in Frage. Bei Letzterem werden die Emissionen jedoch nur verschoben und in Summe nicht vollständig vermieden. Außerdem bietet sich die Möglichkeit der Etablierung eines geschlossenen CO₂-Kreislaufs. Dabei wird das im Importland freigesetzte CO₂ an der Stelle des Energieverbrauchs abgeschieden und in das Exportland zurücktransportiert, um es dort erneut zur Herstellung von SNG zu verwenden.

¹ z.T. auch als „electric natural gas“ (e-NG) bezeichnet

² Wasserstoff, der mithilfe von Strom aus erneuerbaren Energien produziert wurde.

Bedarf synthetischer Energieträger. Ein Vergleich aktueller Energiesystemstudien in Abbildung 1, basierend auf sieben ausgewählten Szenarien, zeigt einen deutlichen Anstieg der Nachfrage nach klimaneutralen, synthetischen Energieträgern wie Wasserstoff (H₂) und weiteren gasförmigen (Power-to-Gas, PtG) sowie flüssigen (Power-to-Liquid, PtL) Wasserstoffderivaten (Prognos, BCG, EWI, Fraunhofer ISI & Pik, 2022). Neben dem EE-Ausbau und der Elektrifizierung des Endverbrauchs spielen synthetische Energieträger eine zentrale Rolle beim Umbau des Energiesystems. Sie finden insbesondere in der stofflichen Nutzung und in schwer elektrifizierbaren Prozessen (z. B. Hochtemperaturprozesswärme, Schwerlastverkehr) Anwendung. Innerhalb der Metaanalyse zeigt sich, dass die direkte Verwendung von Wasserstoff den größten Anteil an den synthetischen Energieträgern aufweist und ein kleinerer Anteil des Endenergiebedarfs durch die Umwandlung von Wasserstoff in SNG oder andere gasförmige und flüssige Energieträger gedeckt wird. Im Bereich der synthetischen (nicht-elektrischen) Energieträger wäre jedoch auch eine stärkere Diversifizierung auf verschiedene Energieträger (z. B. SNG, Ammoniak) denkbar.

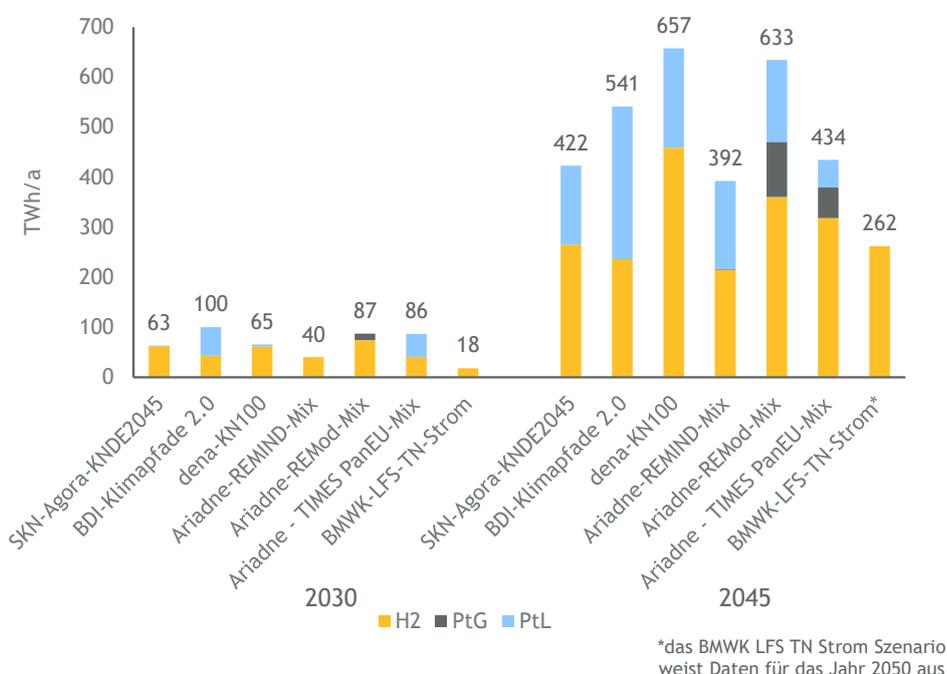


Abbildung 1: Vergleich der Nachfrage nach synthetischen Energieträgern in ausgewählten Energiesystemstudien

Quelle: Prognos, BCG, EWI, Fraunhofer ISI & Pik (2022)

Energieträgermix. Die Spannweite des Bedarfs synthetischer Energieträger reicht von 18 - 100 TWh/a in 2030 bis 262 - 657 TWh/a im Jahr 2050, vgl. Abbildung 1. Obwohl also ein deutlicher Trend hin zu einer steigenden Nachfrage nach synthetischen Energieträgern erkennbar ist, unterscheidet sich die genaue Zusammensetzung der zukünftig benötigten Energieträger in den Studien deutlich. Es besteht Konsens darüber, dass die zukünftigen Kraftstoffe klimaneutral sein müssen, um die Ziele der Energiewende zu erreichen; welche spezifischen Energieträger sich jedoch letztendlich durchsetzen werden, hängt von einer Vielzahl technologischer, wirtschaftlicher und politischer Faktoren ab. Während viele Studien

eine dominierende Rolle von Wasserstoff erwarten, deuten einige Szenarien einen umfangreicheren Einsatz anderer synthetischer Energieträger an.

Ziele. Das vorliegende Impulspapier diskutiert die potenzielle Rolle von klimaneutralen synthetischen Energieträgern im zukünftigen Energiesystem. Im Fokus steht hierbei SNG und dessen Vor- und Nachteile. In einer Vielzahl von Studien³ wurden bereits Produktions- und Transportkosten von synthetischen Energieträgern in gasförmigem (z. B. Wasserstoff, SNG, Ammoniak) oder flüssigem (z. B. Methanol, Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)) Zustand berechnet und verglichen. In diesem Impulspapier soll, neben den direkten Kosten für die Produktion und den Transport, eine systemische Perspektive eingenommen werden. Dabei werden nicht nur die direkten Kosten und Potentiale von SNG entlang der Wertschöpfungskette betrachtet, sondern auch die Einbettung des Energieträgers im Energiesystem und Wechselwirkungen mit Aspekten abseits der direkten SNG-Versorgung diskutiert. Eine abschließende Bewertung oder Empfehlung ist dabei nicht Teil der Ergebnisse, da es hierfür integrierter quantitativer Systemanalysen bedarf. Vielmehr soll das Impulspapier Ideenanstöße zur Identifizierung und detaillierteren Auseinandersetzung mit der möglichen Einführung und den Einsatzszenarien von SNG geben.

Aufbau des Impulspapiers. Im Folgenden wird ein techno-ökonomischer Vergleich ausgewählter synthetischer Energieträger und der dahinterliegenden Prozesse vorgenommen. Hierfür werden die zugehörigen Prozesse kurz erläutert und ihr technologischer Reifegrad eingeordnet. Danach werden ökonomische und systemische Potentiale von SNG anhand von fünf Thesen eingeordnet: der Beitrag von SNG zur Systemresilienz, die Nutzung bestehender Infrastrukturen, die Integration mit bestehender Nachfrage, die Einbettung in den existierenden und sich entwickelnden regulatorischen Rahmen sowie die Potentiale zur Senkung von Produktions- und Transportkosten. Abschließend werden in einem Ausblick Herausforderungen und offene Fragen einer großskaligen Verwendung von SNG zusammengefasst.

³ Siehe z. B. Agora Industrie und TU Hamburg (2023); Guilera et al. (2018); IRENA (2022); EE Energy Engineers & TÜV Nord EnSys (2023); Prognos, Öko-Institut & IREES (2023)

2 Technische Grundlagen

Überblick. Berechnungen in Energiesystemstudien (vgl. Kapitel 1) haben gezeigt, dass im Verlauf der Systemtransformation ein Bedarf an synthetischen Energieträgern zu erwarten ist. In einem klimaneutralen Energiesystem könnte hierzu auf grünen Wasserstoff, SNG, Ammoniak oder andere synthetische Energieträger⁴ zurückgegriffen werden. Während Wasserstoff in der Debatte als zukünftiger Energieträger derzeit im Fokus steht, könnte insbesondere SNG durch die bereits verfügbare Infrastruktur für Transport und Speicherung sowie durch die bestehende Nachfrage über große Potentiale zur effizienten Emissionsminderung verfügen.⁵ Ammoniak könnte aufgrund der höheren Energiedichte insbesondere beim Import klimaneutraler Energieträger eine große Rolle spielen. Zudem kann er z. B. in der chemischen Industrie direkt eingesetzt werden. In Abbildung 2 wird die Herstellung verschiedener Energieträger überblicksartig dargestellt, mit einem Fokus auf dem Entstehungskreislauf von SNG. Im Folgenden werden die relevanten benötigten Schritte zur Herstellung der jeweiligen Energieträger und den Transport nach Deutschland überblicksartig erläutert.

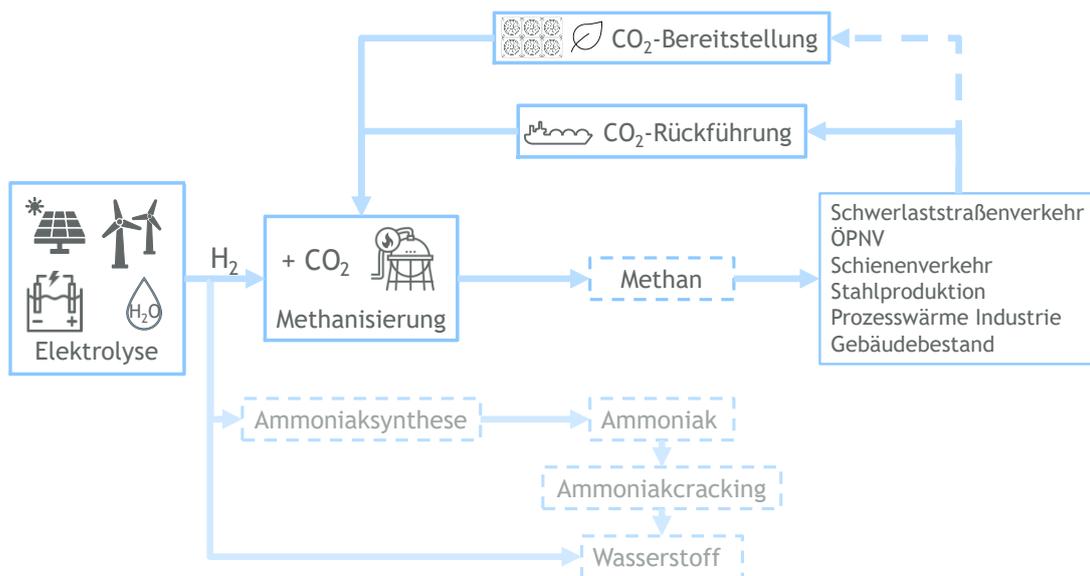


Abbildung 2: Beispielhafter Entstehungskreislauf von SNG

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf dena (2018)

Herstellung

Elektrolyse. Durch das elektrochemische Verfahren der Elektrolyse kann mithilfe von Strom aus erneuerbaren Energien Wasser in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) gespalten werden. Reiner Wasserstoff bildet bei strombasierten synthetischen Energieträgern die Ausgangsbasis für alle weiteren Prozessschritte zur Herstellung der jeweiligen Derivate. Die deutsche

⁴ Während Wasserstoff, Ammoniak und SNG unter Standardbedingungen gasförmig sind, gibt es eine Reihe flüssiger synth. Energieträger, die im Impulspapier nicht näher erläutert werden. Hier sind beispielsweise Methanol oder synthetisches Kerosin/ Benzin zu nennen.

⁵ Analog dazu könnte Biomethan als Erdgassubstitut zur Emissionsminderung eingesetzt werden. Biogene Energieträger sind jedoch nicht Teil der Überlegungen des Impulspapiers.

Bundesregierung hat sich das Ziel für den Aufbau von Elektrolyseuren mit einer inländischen Gesamtkapazität von 10 GW bis 2030 gesetzt (Bundesregierung, 2023). Zudem soll Wasserstoff in Reinform oder in Form seiner Derivate importiert werden. Zukünftig kann der produzierte und importierte Wasserstoff dann beispielsweise in ein Wasserstoffnetz eingespeist, direkt vor Ort verbraucht oder in andere synthetische Energieträger umgewandelt werden.

Methanisierung. Für die Herstellung von klimaneutralem SNG wird zunächst grüner Wasserstoff mittels Elektrolyse hergestellt. Zudem benötigt das Verfahren eine Zufuhr von CO₂. In der Sabatier-Methanisierung wird aus CO₂ und H₂ mit Hilfe eines Katalysators in einer exothermen Reaktion CH₄ gewonnen (EnArgus, 2024). Die Herstellung von SNG unter Verwendung von CO₂ erfolgt derzeit noch nicht auf einem großtechnischen Niveau (s. Infobox 1). Die Reaktion lässt sich durch eine modulare Bauweise gut skalieren und es lassen sich folglich die angestrebten Produktionskapazitäten erzielen (KIT, 2024). Das benötigte CO₂ kann sowohl durch einen geschlossenen CO₂-Kreislauf (Rückführung des CO₂ in das Exportland) sowie durch direkte Entnahme aus der Luft oder aus anderen Prozessen in die Methanisierung eingebracht werden. Durch die zusätzlichen Schritte der Methanisierung und der CO₂-Gewinnung besteht bei der Herstellung von klimaneutralem SNG ein größerer Bedarf nach Energie aus erneuerbaren Energiequellen als für die Herstellung von grünem Wasserstoff.

CO₂-Gewinnung. Es bestehen verschiedene Optionen zur Bereitstellung des für die Methanisierung benötigten CO₂. So kann das Gas direkt aus den Emissionen von Industrieprozessen oder Kraftwerken abgeschieden werden (CCU). Die Kosten dieser Form der CO₂-Gewinnung hängen stark vom jeweiligen Industrieprozess und den damit verbundenen CO₂-Anteilen in den Abgasen ab. Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt die Kosten auf 14 bis 125 EUR/t CO₂ (IEA, 2021b). Weiterhin kann bei der Nutzung von gasförmiger oder fester Biomasse für die Energiegewinnung das freigesetzte CO₂ abgeschieden und für die spätere Nutzung zwischengespeichert werden. Bioenergy Carbon Capture and Utilization ist durch die verfügbare Biomasse begrenzt und steht möglicherweise in Konkurrenz mit anderen Landnutzungsarten (z. B. Nahrungsmittelproduktion, Renaturierung) (Robledo-Abad et al., 2017; BMWK, 2024c). Die Kosten für BECCU werden auf circa 37 bis 142 EUR/t CO₂ geschätzt (Saharudin et al., 2023). Die hohe Spannbreite der Kosten resultiert aus den unterschiedlichen Verfahren zur Nutzung der Biomasse (z. B. Verbrennung, Fermentation, Gasifizierung) und ist teilweise von lokalen Gegebenheiten abhängig. Die direkte Abscheidung von CO₂ aus der Luft (Direct Air Capture, DAC) ist ein weiteres Verfahren zur CO₂-Gewinnung. Zur Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft wird auf feste oder flüssige Sorptionsmittel zurückgegriffen, welche das CO₂ aus der Luft binden. Durch unterschiedliche Methoden z. B. unter Zuführung von Energie, kann das CO₂ von dem Sorptionsmittel wieder getrennt werden. Die Umgebungsluft hat nur einen CO₂-Anteil von 0,04 %. Entsprechend muss eine große Menge Luft durch die Anlage fließen, es besteht nur ein geringer Wirkungsgrad und es werden große Flächen sowie viel Energie benötigt (Öko-Institut, 2021). Angesichts des Demonstrationscharakters aktueller Anlagen ist eine Weiterentwicklung der Technologie zur Erhöhung der Skalierbarkeit erforderlich. Insbesondere sind die Investitions- und Betriebskosten für eine großskalige kommerzielle Anwendung noch zu hoch (Fraunhofer ISI, 2023). Vor diesem Hintergrund sind die geschätzten Kostenspannen für DAC sehr groß. So finden sich in der Literatur Spannbreiten von 80 bis 1.133 EUR/t CO₂ (Chauvy & Dubois, 2022) und 140 bis 360 EUR/t CO₂ (IEA, 2021b).

Entsprechend sind Schätzungen zu den Kosten der CO₂-Gewinnung aus DAC-Anlagen großen Unsicherheiten ausgesetzt. Eine grundsätzliche Möglichkeit, die Kosten der CO₂-Bereitstellung zu reduzieren, besteht in der Etablierung eines CO₂-Kreislaufs. Dabei wird das im Importland entstehende CO₂ an der Stelle der Freisetzung abgeschieden und in das Exportland zurücktransportiert, um dort erneut zur Herstellung von SNG genutzt zu werden. Dadurch können auch CO₂-Emissionen aus nicht-biogenen Quellen fortlaufend weiterverwendet werden oder zumindest die benötigte Menge des abzuscheidenden CO₂ reduziert werden. Die Kosten eines CO₂-Kreislaufs hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab, die bei der Etablierung eines CO₂-Kreislaufs eine Rolle spielen und können im Rahmen des Impulspapiers nicht konkret beziffert werden.

CO₂-Bilanz. Um eine CO₂-neutrale Bilanz für die Herstellung von SNG zu garantieren, sind bei den zuvor dargestellten Möglichkeiten zur CO₂-Abscheidung verschiedene Faktoren zu berücksichtigen. Bei der Abscheidung aus biogenen Quellen ist die CO₂-Neutralität dann sichergestellt, wenn die für die CO₂-Gewinnung verwendete Biomasse im selben Umfang nachwächst oder Pflanzenreste aus z. B. der Forstarbeit verwendet werden. Bei DAC ist zu beachten, dass der hohe Energie- und Wärmebedarf für eine klimaneutrale CO₂-Gewinnung ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammen darf oder anderweitig sichergestellt ist, dass keine weiteren Emissionen entstehen. CCU beruht auf der Annahme, dass bereits in der Industrie oder für die Energiegewinnung klimaneutrale Rohstoffe bzw. Energieträger verwendet werden. So ist beispielsweise bei der Nutzung von fossilem Erdgas in Kraftwerken mit CCU nicht sichergestellt, dass letztlich CO₂ eingespart wird. Bei der letztmaligen Nutzung des SNG würde das CO₂ freigesetzt. Um bilanzielle Klimaneutralität für SNG zu erreichen, müsste dieses endzyklisch freigesetzte CO₂ eingefangen und gespeichert werden. Die physische Etablierung eines CO₂-Kreislaufs könnte die klimaneutrale Bilanz unabhängig von der CO₂-Quelle sicherstellen, da das CO₂ wiederverwendet wird.⁶ Grundsätzlich muss die Gewährleistung einer neutralen CO₂-Bilanz durch entsprechende Herkunftsnachweise sichergestellt werden (siehe Kapitel 3). Zudem ist die SNG-Wertschöpfungskette auf mögliche Methanemissionen zu prüfen und im Bedarfsfall wären entsprechende Ausgleichsmaßnahmen vorzunehmen.

Ammoniakproduktion. Als alternativer Energieträger wird häufig Ammoniak diskutiert, der mithilfe des Haber-Bosch Verfahrens aus Wasserstoff und Stickstoff hergestellt wird. Bestehende Anlagen basieren auf der Methandampfreformierung und nutzen hauptsächlich Erdgas. Für die Herstellung von grünem Ammoniak müssten diese Anlagen angepasst werden. Die Rückumwandlung von Ammoniak in Wasserstoff erfolgt durch Ammoniak Cracking und erfordert die Energiezufuhr von außen. Derzeit wird der Rückumwandlungsprozess allerdings nur in Spezialanwendungen durchgeführt (IEA, 2023a).

Transport

SNG-Transport. Für den zukünftigen Transport von SNG kann die bereits bestehende Liquefied Natural Gas (LNG)-Infrastruktur (Verflüssigung, Verschiffung, Regasifizierung) sowie existierende Erdgaspipelines genutzt werden. Derzeit besteht eine weltweit ausgebaute

⁶ Sowohl bei der Methanisierung als auch bei einem CO₂-Kreislauf ist in geringem Umfang mit Leckagen von CO₂ zu rechnen. Für eine klimaneutrale Bilanz des SNG müsste der CO₂-Verlust mittels DAC ausgeglichen werden.

Verflüssigungskapazitäten von 656 Mrd. m³, welche bis 2030 geplant auf ca. 880 Mrd. m³ (30 %) ansteigen. Globale Regasifizierungskapazitäten steigen voraussichtlich von 1.358 Mrd. m³ auf 1.641 Mrd. m³ (20 %) bis 2030 an (EWI, 2023). Innerhalb Deutschlands kann SNG in unbegrenzter Menge in das Erdgasnetz eingespeist werden und über das ca. 40.000 km lange Gas-Fernleitungsnetz verteilt werden (Deutscher Bundestag, 2022; FNB Gas, 2024).

CO₂-Transport. Der Transport von CO₂ kann über die Straße, Schiene, Schiffe oder Pipelines erfolgen (Fraunhofer ISI, 2023). Der CO₂-Transport via Kesselwagen auf der Schiene oder auf der Straße wird bereits seit einigen Jahrzehnten betrieben. Während in der Vergangenheit häufig CO₂ mit der Eisenbahn transportiert wurde, findet der Transport nun vermehrt auf der Straße statt (Bundesregierung, 2022). Im Rahmen der geplanten Carbon-Management-Strategie wird in Deutschland der Aufbau einer CO₂-Pipelineinfrastruktur geplant (BMWK, 2024a). Die Infrastruktur könnte perspektivisch auch für geschlossene CO₂-Kreisläufe für SNG genutzt werden. Für den Transport via Schiff wird das CO₂ zunächst bei -30 bis -55 °C verflüssigt. Hierfür werden entsprechende Verflüssigungsterminals im Exportland benötigt. Bislang wird CO₂ nur über kurze bis mittlere Distanzen transportiert (Bundesregierung, 2022).⁷ Für den Langstreckentransport und das Erreichen größerer Transportkapazitäten von 10.000 t CO₂ pro Schiffsladung werden derzeit spezielle Niedrigdruckschiffe entwickelt (IEA, 2023a).

Transport von Wasserstoff und Ammoniak. Wasserstoff kann auf kurzer Distanz mittels Pipelines, auf langer Distanz mit Schiffen transportiert werden. Während für den Pipelinetransport keine Umwandlung des Wasserstoffs notwendig ist, muss er für den Transport via Schiff durch Abkühlung auf -253 °C verflüssigt werden. Hierfür werden Verflüssigungsanlagen in den Exportländern benötigt. Zudem ist eine Entwicklung größerer Transportschiffe notwendig (Ozkan et al., 2022). Für den Import von Wasserstoff können unter bestimmten Voraussetzungen und technischen Anpassungen bereits vorhandene LNG-Terminals genutzt werden (Riemer et al., 2022). Zudem besteht die Möglichkeit, Wasserstoff chemisch an eine Trägersubstanz zu binden und zu transportieren. Ammoniak wird durch Abkühlung auf -33 °C verflüssigt mit LPG⁸-Tankern transportiert. Zurzeit befinden sich weltweit rund 40 Schiffe für den Ammoniaktransport im Einsatz. Ein Bau von weiteren Ammoniaktransportschiffen ist deshalb für den ausgeweiteten Transport von Ammoniak in Zukunft notwendig. Eine Importinfrastruktur in Deutschland ist derzeit nicht vorhanden (IEA, 2023a; Prognos, Öko-Institut, IREES, 2023).

Technologischer Vergleich

Einordnung des technischen Reifegrades. Der Entwicklungsfortschritt der beschriebenen Technologien kann mithilfe der Bestimmung des technologischen Reifegrades (Technology Readiness Level, TRL) miteinander verglichen werden (IEA, 2021a; IEA, 2023b). Hierbei wird zwischen verschiedenen Stadien unterschieden. TRL 1-3 umfassen das Konzept und somit eine erste Ausgangsidee bis hin zur Validierung des Konzeptes. In TRL 4-6 wird der Prototyp weiterentwickelt und getestet. Die Technologielevel 7-8 umfassen die Demonstration und die

⁷ Yara International setzt seit einigen Jahren bereits Schiffe für den CO₂-Transport mit einer Kapazität von 1.800 t CO₂ ein (Yara, 2015). Im Rahmen des Northern Lights Projektes werden voraussichtlich Mitte 2024 die ersten Schiffe für einen Transport von CO₂ nach Norwegen eingesetzt (Northern Lights, 2021).

⁸ Liquefied Petroleum Gas

erste kommerzielle Nutzung der Technologie. Darauf folgt der kommerzielle Einsatz (TRL 9-10) sowie die ausgereifte Technologie bei einem Technologiestadium von 11.

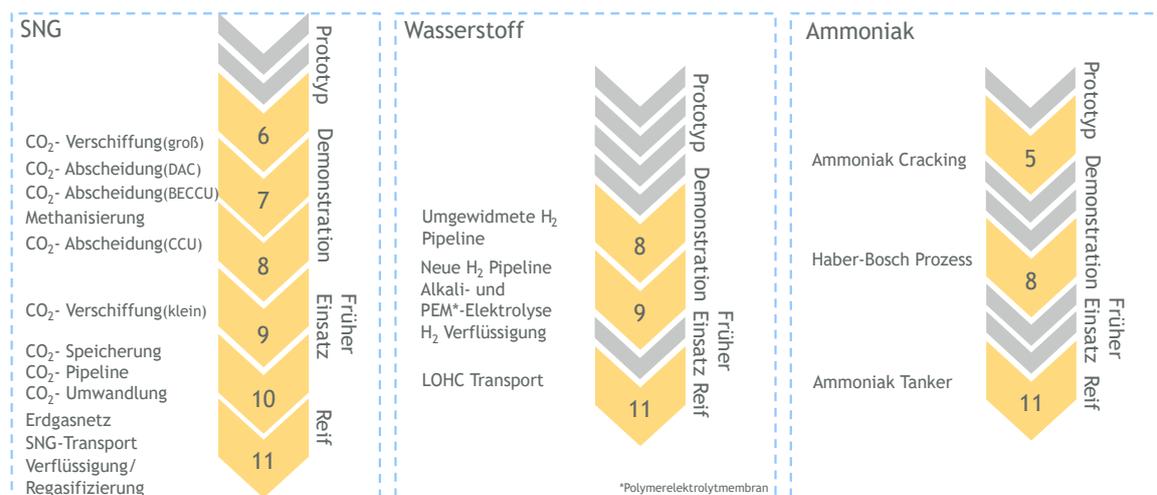


Abbildung 3: Vergleichende Betrachtung der technologischen Reifegrade entlang der Wertschöpfungsketten von SNG, Wasserstoff und Ammoniak

Quelle: Agora Industrie und TU Hamburg, 2023; Bundesregierung, 2022; Bui M. et al., 2018; dena, 2018; IEA, 2023b

Abbildung 3 zeigt einen Überblick des TRL der verschiedenen Prozessschritte der Wertschöpfungsketten für SNG, Wasserstoff und Ammoniak. Für SNG ist derzeit vor allem im Bereich der CO₂-Abscheidung mittels DAC und BECCU sowie beim Schiffstransport größerer CO₂-Mengen ein verhältnismäßig niedriger technologischer Reifegrad festzustellen (TRL 6-7). Der TRL der CO₂-Abscheidung mittels CCU variiert stark und ist abhängig vom jeweiligen Industrieprozess, kann jedoch mit einem TRL von 8 abgeschätzt werden. Auch die Methanisierung fand zuletzt nur in ersten Demonstrationsprojekten im kleinen Maßstab statt, weitere Projekte sind in Planung und sollen in Zukunft auch größere Kapazitäten umfassen (s. Infobox 1), der TRL wird mit 7-8 abgeschätzt. Beim Vergleich von Wasserstoff und SNG zeigt sich, dass insbesondere die inländische Pipelineinfrastruktur für SNG einen relevant höheren technologischen Reifegrad vorweist, da die bereits bestehende Erdgasinfrastruktur für den Import von SNG ohne spezifische Anpassungen in Zukunft genutzt werden kann, während für die inländische Verteilung von Wasserstoff eine Umwidmung bestehender Pipelines oder ein Neubau der Infrastruktur notwendig ist (TRL 8-9). Während für Ammoniak ausgereifte Ammoniaktanker existieren, welche in kleiner Anzahl bereits kommerziell genutzt werden, befindet sich der technologische Reifegrad des Haber-Bosch Prozesses auf Basis von grünem Wasserstoff (TRL 8) und des Ammoniak Crackings (TRL 5) noch in früheren Stadien der Technologieentwicklung.

Weiterentwicklungsbedarf. Im Zuge des Hochlaufs synthetischer Energieträger besteht insbesondere die Notwendigkeit, eine größere Skalierbarkeit der bereits bestehenden Technologien voranzutreiben. Weder die benötigte Kapazität an Elektrolyseuren noch die Technologien zur Umwandlung in Wasserstoffderivate sind in ausreichendem Maße erprobt und an den benötigten Standorten errichtet. In Bezug auf SNG könnten so genannte Multi-Gas-Carriers ermöglichen, einen (nahezu) geschlossenen CO₂-Kreislauf herzustellen. Aufgrund der

derzeit noch nicht vorhandenen DAC- und Methanisierungsanlagen wird von einem Zeithorizont von 8-10 Jahren (Prognos, Öko-Institut, IREES, 2023) ausgegangen, bis eine großskalige Verfügbarkeit von SNG mit Kohlenstoffdioxid-Kreislauf etabliert sein könnte.

Infobox 1: Demonstrationsprojekte für die Erzeugung und Anwendung von SNG

Power-to-Gas-Anlage in Werlte (H2 Region Emsland, 2023):

Die Power-to-Gas Anlage in Werlte ging bereits im Jahr 2013 in Betrieb und bietet die Möglichkeit, erneuerbaren Strom in der bestehenden Erdgasinfrastruktur zu speichern. Bis zu 1.300 Kubikmeter Wasserstoff pro Stunde können erzeugt werden. Der zur Elektrolyse benötigte Strom wird aus erneuerbaren Energien gewonnen. Die Gewinnung des CO₂ für die Methanisierung erfolgt aus der CO₂-Abscheidung aus Gärungsprozessen. Die Abwärme aus dem Elektrolyseprozess fließt direkt wieder in diesen Prozess ein. Das Projekt sieht die Herstellung von 1.000 Tonnen SNG pro Jahr vor. Die Methanisierungsanlage hat einen Wirkungsgrad von 78 Prozent.

Methanisierungsanlage im Rahmen von STORE&GO (STORE&GO, 2024; Thyssenkrupp, 2023; Uniper, 2024; Powermag, 2020):

Das im Jahr 2018 gestartete und 2020 ausgelaufene Projekt in Falkenhagen umfasste die Einspeisung von aufbereitetem Methan mit einem Reinheitsgrad von 98 % ins Erdgasnetz. Durch die Umwandlung von Wasserstoff und CO₂ entstand täglich eine Menge von bis zu 1.400 m³ SNG. Die Methanisierung erfolgte im Dauerbetrieb mit konstant hoher Einspeisequalität und wurde mittels des Sabatier-Prozesses durchgeführt. Das CO₂ wurde aus einer Bio-Ethanol-Anlage gewonnen. Der benötigte Strom stammte aus einer Windkraftanlage in Falkenhagen.

Power-to-Gas mittels biologischer Katalyse in Dänemark (Energiforskning, 2024):

In dem von 2014 bis 2017 laufenden Demonstrationsprojekt P2G-Biocat wurde ein 1 MW-Elektrolyseur zur anschließenden Herstellung von SNG mithilfe biologischer Katalyse betrieben. Während der Betriebsdauer wurden 15.000 m³ Methan mit ausreichender Qualität zur Einspeisung ins Gasnetz produziert. Die dritte Phase des Projekts sollte die Technologie für die Kommerzialisierung vorbereiten und somit eine skalierbare und kosteneffiziente Möglichkeit zur Energiespeicherung entwickeln.

Power-to-Gas Anlage in Australien (ARENA, 2024):

Zwischen 2020 und 2023 wurde in Australien eine modulare Demonstrationsanlage zur Erzeugung von SNG betrieben. Für die Erzeugung grünen Wasserstoffs wurde Solarenergie genutzt, das benötigte CO₂ wurde direkt aus der Luft entnommen. Das aus grünem Wasserstoff und CO₂ generierte Methan konnte daraufhin in das Gasnetz der australischen Ostküste eingespeist werden.

Industrielle Power-to-Gas Anlage in der Schweiz (Limeco, 2024):

In der Anlage wird seit 2022 durch den Faulungsprozess von Klärschlamm Methan und CO₂ gewonnen. Außerdem wird Wasserstoff mittels aus der Anlage entstehendem Strom produziert. Mikroorganismen ernähren sich von dem produzierten Wasserstoff und dem gewonnenen CO₂ und stellen Methan her. Hierdurch lassen sich pro Jahr 18 GWh SNG herstellen und 2000 Haushalte versorgen. Der Anlagenbetrieb ist für mindestens 15 Jahre vorgesehen.

Hochskalierung eines Methanreaktors in der Schweiz (ARAMIS, 2024):

Ein bereits bestehender Prototyp mit einer Kapazität von 0,7 kg CH₄/h soll auf eine Kapazität von 16 kg CH₄/h hochskaliert werden. Zudem liegt der Fokus des Projektes auf der Entwicklung einer Synthesemethode und der Optimierung der Katalysatorzusammensetzung sowie Schritten hin zur Kommerzialisierung der Technologie.

Geplante Projekte:

Außerdem befinden sich weitere Methanisierungsanlagen weltweit in Planung. Hierzu gehören unter anderem eine Anlage zur Herstellung von SNG in Frankreich (MAN Energy Solutions, 2022) sowie das größte unter den hier genannten Methanisierungsprojekten in Japan von INPEX und Osaka Gas (IEA, 2023c).

3 Systemische Potentiale von SNG

Überblick. Der steigende Bedarf nach synthetischen Energieträgern könnte in Zukunft in einem Energieträgermix unter anderem durch SNG gedeckt werden. Im folgenden Kapitel werden anhand von fünf Thesen die Chancen und Herausforderungen von SNG entlang der Wertschöpfungskette und in Bezug auf das Gesamtsystem diskutiert. Dabei werden nicht nur die direkten Kosten und Potentiale zur Herstellung und zum Transport von SNG betrachtet, sondern auch die Einbettung des Energieträgers ins Energiesystem und Wechselwirkungen mit Aspekten abseits der direkten SNG-Versorgung diskutiert, wie z. B. der Zeithorizont für die Umsetzung oder der Beitrag zur Resilienz der Energieversorgung. Zur besseren Einordnung der Ergebnisse wird dort, wo es zielführend erscheint, ein Vergleich mit alternativen synthetischen Energieträgern vorgenommen. Der Vergleich dient jedoch nicht einer abschließenden Bewertung verschiedener synthetischer Energieträger, sondern soll spezifische Vorteile von SNG veranschaulichen. Da sich künftig ein Mix an synthetischen Energieträgern einstellen könnte, dient die folgende Diskussion technologischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Aspekte als Anknüpfungspunkt für eine vertiefte Auseinandersetzung mit der Rolle von SNG im Rahmen der Energiewende.

These 1: SNG könnte einen bedeutenden Beitrag zu einem resilienten Energiesystem leisten.

These. *Ein resilientes und von erneuerbaren Energien (EE) dominiertes Energiesystem erfordert Speicher, die in der Lage sind, in Zeiten niedriger EE-Erzeugung zuverlässig, schnell und effizient Energie zur Verfügung zu stellen. Dafür bietet sich insbesondere die Speicherung synthetischer Energieträger an. SNG verfügt dabei über den Vorteil, dass es sehr kostengünstig und ohne Neuinvestitionen in bestehenden Erdgasspeichern gelagert und somit die Resilienz maßgeblich absichern könnte.*

Resilienz. Resilienz bezeichnet allgemein die Fähigkeit eines Systems, sich nach einer Beeinträchtigung zu erholen (Holling, 1996; Hollnagel, 2013). Ein resilientes Energiesystem ist dadurch charakterisiert, dass es seine Funktionen unter Stressbedingungen aufrechterhalten oder zumindest schnell wiederherstellen kann. Resilienz kann beispielsweise durch Redundanzen, Diversifizierung, Pufferspeicher oder Ressourcenflexibilität erhöht werden (acatech, Leopoldina & Akademieunion, 2017). Die Rolle der Speicher im Energiesystem in Bezug auf Resilienz ist damit definiert; wenn Produktions- oder Importkapazitäten nicht zur Verfügung stehen oder negativ beeinträchtigt sind, können Speicher dies (zumindest teilweise) ausgleichen und somit zu einem höheren Resilienzniveau beitragen. Heute machen Erdgasspeicher ca. 23 % der gesamten Speicherkapazität für Energieträger in Deutschland aus. Den größten Teil bilden Speicher für Rohöl und Mineralöl(-produkte) mit ungefähr 68 %. In Zukunft ist davon auszugehen, dass Speicher für synthetische Gase deutlich an Bedeutung gewinnen werden, da die Nutzung mineralölbasierter Brennstoffe allmählich zurückgehen wird und synthetische Energieträger somit der verbleibende, großtechnisch speicherbare Energieträger werden (EWI, 2024a). Somit können zukünftig synthetische Energieträger maßgeblich zum Aufbau eines erneuerbaren, resilienten Energiesystems beitragen.

Speicherbedarf. Schätzungen zum zukünftigen Speicherbedarf von Wasserstoff reichen bis zu 104 TWh, wie in Abbildung 4 dargestellt ist. Bei einem Fokus auf die Resilienz und unter der Annahme, dass auch im Jahr 2045 das heutige Resilienzniveau gehalten werden soll, könnte der Speicherbedarf mit 107 bis 165 TWh noch deutlich höher ausfallen (EWI, 2024a). Insgesamt zeigt sich somit eine große Spannbreite zum zukünftigen Speicherbedarf, der von unterschiedlichen Entwicklungen im Energiesystem getrieben wird, wie beispielsweise der grenzüberschreitenden Strom austauschkapazitäten, der Nachfrage- oder der Importflexibilität und dem anvisierten Resilienzniveau.

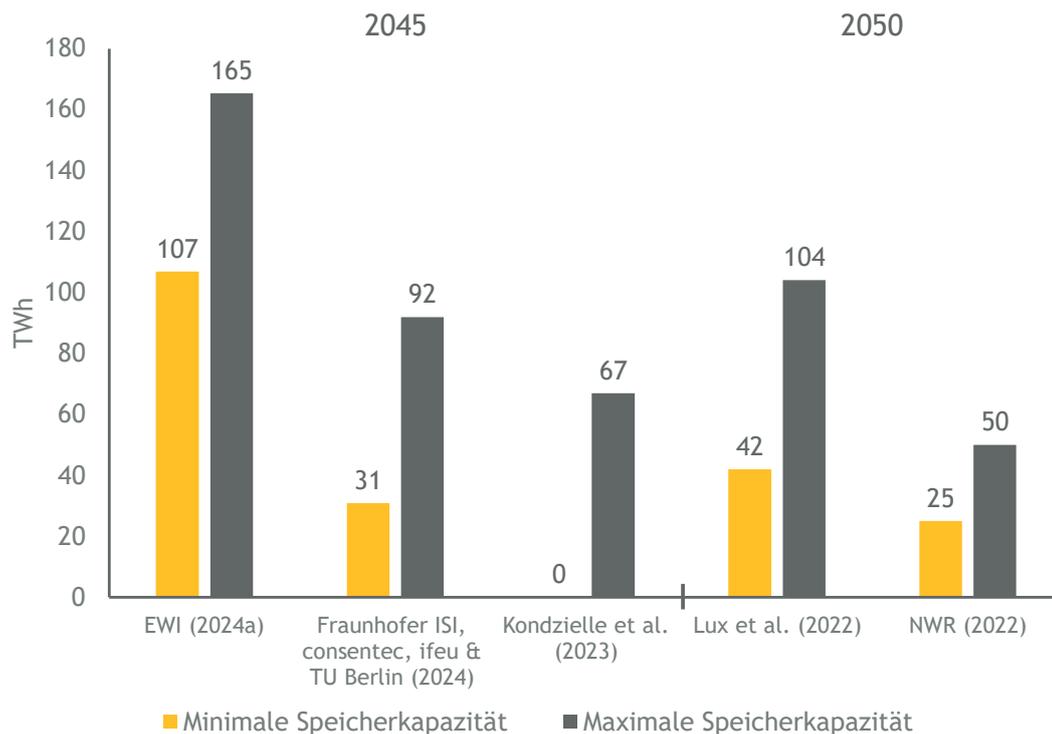


Abbildung 4: Vergleich von Speicherbedarfen für Wasserstoff in verschiedenen Studien im Jahr der Klimaneutralität (2045 bzw. 2050)

Quellen: EWI (2024a), Fraunhofer ISI, consentec, ifeu & TU Berlin (2024),
Nationaler Wasserstoffrat (2022), Lux et al. (2022)

Speicherpotential. Erdgas wird oberirdisch in Tanks und unterirdisch in Poren- und Kavernenspeichern gespeichert. Dabei ist das Potential für Untergrundspeicher (UGS) um ein Vielfaches höher als das der oberirdischen Speicher. Die Erdgasspeicherinfrastruktur kann (analog zu Pipelines) auch für SNG genutzt werden bzw. es kann beliebig viel SNG beigemischt werden. Wasserstoff kann ebenso oberirdisch und unterirdisch gespeichert werden. Für UGS kommen jedoch (bisher) nur Kavernenspeicher in Betracht, da es für Porenspeicher nicht als gesichert gilt, dass sich diese für die Wasserstoffspeicherung eignen (NWR, 2021). Das technische Potential für Kavernen zur Speicherung von Wasserstoff übersteigt bei weitem den prognostizierten Bedarf; es wird davon ausgegangen, dass Wasserstoffspeicher mit einer Kapazität von bis zu 1.700 TWh in Deutschland gebaut werden könnten (InSpEE DS, 2020). Die deutlich kostengünstigere Alternative wäre jedoch, Erdgaskavernenspeicher auf Wasserstoff umzustellen. In Deutschland sind bisher Pilotprojekte vor allem mit kleinen Kavernen auf den

Weg gebracht worden, große Kavernenspeicher für die Wasserstoffspeicherung wurden noch nicht umgewidmet oder gebaut. Ein wichtiger Unterschied zwischen Wasserstoff- und Erdgas- bzw. SNG-Kavernenspeicher ergibt sich aus der volumetrischen Energiedichte der beiden Energieträger; diese ist von (gasförmigem) Wasserstoff um ein Vielfaches geringer als die von Erdgas bzw. SNG⁹. Daraus ergibt sich bei gleicher Kavernengröße eine deutlich geringere Speicherkapazität für Wasserstoff gegenüber Erdgas bzw. SNG. Bei Umstellung aller Kavernenspeicher in Deutschland von Erdgas auf Wasserstoff, würde sich eine Wasserstoffspeicherkapazität von 33 TWh im Vergleich zu 168 TWh Erdgaskavernenspeicherkapazität in Deutschland ergeben, wie in Abbildung 5 dargestellt. Daher zeichnet sich ein notwendiger Neubau von Wasserstoffkavernenspeichern ab. Der zeitliche Vorlauf zum Aufbau der Speicherkapazitäten wird dabei auf 5 (Umstellung) bis 10 (Neubau) Jahre geschätzt (NWR, 2022; BDEW, 2023). Die Speicherung von SNG in Erdgasspeichern könnte entsprechend ohne zeit- und kostenintensiven Ausbau von Kapazitäten zu einem resilienten Energiesystem beitragen.

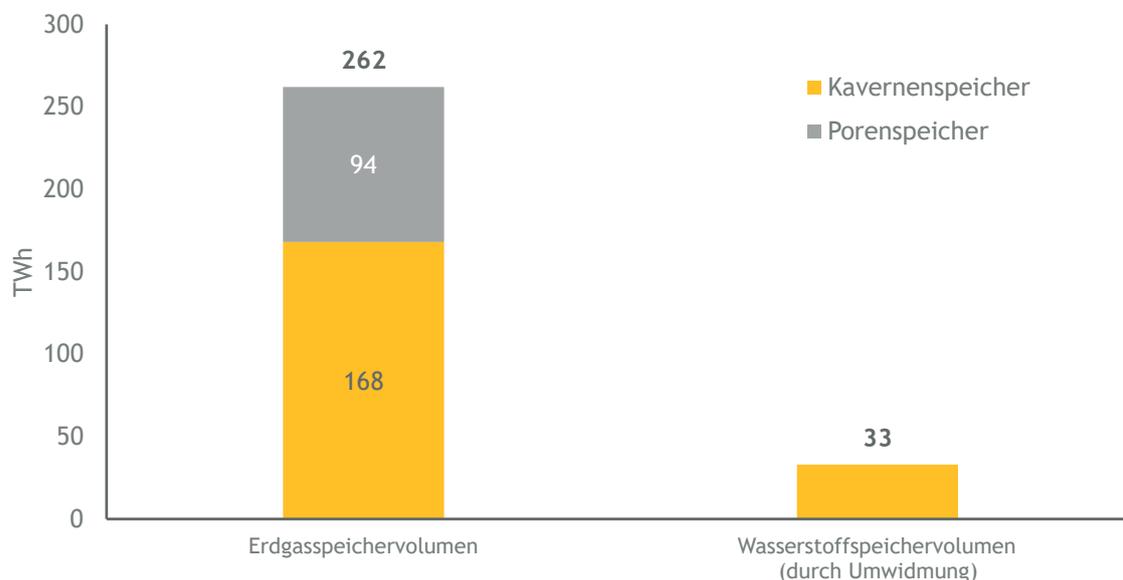


Abbildung 5: Speichervolumen von vorhandenen Untergrundspeichern für Erdgas in Deutschland und deren Potential zur Speicherung von Wasserstoff durch Umwidmung der Kavernen

Quelle: NWR (2022)

Speicherkosten. Da SNG zu beliebigen Anteilen fossilem Erdgas beigemischt werden kann, entstehen keine zusätzlichen Investitionskosten für SNG-Speicher. Für die Buchung und Nutzung von Erdgas-Speicherkapazitäten besteht ein etablierter Markt. Im Fall von Wasserstoff fallen Investitionskosten für die Umwidmung bzw. den Neubau von Kavernenspeichern an. Neue Kavernen werden voraussichtlich benötigt, da eine Umstellung aller bestehenden Kavernenspeicher nicht ausreichen könnte, um den Speicherbedarf zu decken. Die Kosten der Wasserstoffspeicherung sind gegenwärtig noch schwierig abzuschätzen. Sie sind stark von der Häufigkeit der Ein- und Ausspeicherung sowie der Größe von Kavernen abhängig. Untersuchungen zeigen, dass die Spannbreite der Speicherkosten neu gebauter Kavernen sehr hoch ist und zwischen 20 und 50 EUR/MWh_{H2} bezogen auf die umgeschlagene Wasserstoffmenge

⁹ Volumetrische Energiedichten (bezogen auf den unteren Heizwert): Wasserstoff: 3 kWh/m³, Erdgas/ SNG: 10 kWh/m³.

liegen könnte - unter besonders guten bzw. schlechten Bedingungen könnten die Kosten sogar zwischen 13 und 100 EUR/MWh_{H₂} liegen (EWI, 2024b).

Fazit. Mithilfe synthetischer Energieträger können große Energiemengen über lange Zeiträume gespeichert werden. Energiespeicher in Form von synthetischen Energieträgern tragen somit zukünftig zu einem resilienten Energiesystem bei. SNG ist mit niedrigen bis nahezu keinen Investitionskosten zum Aufbau der Speicherkapazität verbunden, da heutigen Erdgasspeichern zu beliebigen Anteilen SNG beigemischt werden und kostengünstig gespeichert werden könnte. Für den Fall, dass sich ausschließlich Wasserstoff als synthetischer Energieträger durchsetzt, würde eine Umstellung der aktuellen Kavernenspeicher von Erdgas auf Wasserstoff vermutlich langfristig nicht ausreichen, um den Speicherbedarf zu decken. Es ist davon auszugehen, dass die Deckung des zukünftigen Speicherbedarfs mit hohen Investitionskosten für den Neubau von Kavernenspeichern einhergeht. Unter Resilienzaspekten verfügt SNG somit über ein sehr großes und kostengünstiges (Speicher-) Potential, welches ebenfalls auf einen raschen Anstieg der Speichernachfrage nach synthetischen Energieträgern reagieren könnte.

These 2: SNG kann in bestehende Infrastrukturen sehr einfach integriert werden.

These. *Deutschland wird auch zukünftig auf Energieimporte angewiesen sein. Neben Stromimporten aus direkten Nachbarländern, könnten für mittlere Distanzen innerhalb Europas vor allem gasförmige synthetische Energieträger in Pipelines und für lange (außereuropäische) Importe vor allem schiffsbasierte verflüssigte Energieträger geliefert werden. SNG verfügt dabei über den Kosten- und Zeitvorteil, dass die Importinfrastruktur mit großen Kapazitäten bereits vorhanden ist und in den bestehenden globalen Gashandel integriert werden könnte.*

Transportinfrastruktur. Derzeit existiert ein globaler Gasmarkt, auf dem Erdgas über Pipelines und mit Schiffen über große Distanzen gehandelt und transportiert wird. Für den Schiffstransport wird Erdgas verflüssigt. Hierfür existiert bereits eine Vielzahl an Verflüssigungs- und Regasifizierungsterminals sowie LNG-Schiffe für den Transport von konventionellem Erdgas. Ein Aufbau weiterer Kapazitäten ist für die kommenden Jahre in vielen Ländern geplant. Aufgrund der chemischen Ähnlichkeit von SNG und konventionellem Erdgas, kann SNG ohne technischen Anpassungsbedarf über die vorhandene LNG-Infrastruktur transportiert werden. Dadurch könnten Investitionskosten und der zeitliche Vorlauf zum Bau einer Transportinfrastruktur teilweise vermieden werden. Eine Fortführung der Nutzung von Verflüssigungsanlagen in Produktionsländern würde davon abhängen, inwieweit heutige LNG-Exporteure zukünftig SNG produzieren könnten. Da die Potentiale für erneuerbare Energien geografisch nicht zwangsläufig mit den verfügbaren Erdgasreserven zusammenfallen, könnte es teilweise zu einem Neubaubedarf für eine Verflüssigungsinfrastruktur in möglichen SNG-Exportländern kommen.

Transportkosten. Abbildung 6 stellt die Transportkosten von Wasserstoff, SNG und Ammoniak in Abhängigkeit zur Distanz zwischen Export- und Importland dar. Der Transport von synthetischen (gasförmigen) Energieträgern erfolgt bei weiten Distanzen von mehreren Tausend Kilometern am kostengünstigsten via Schiff. Der Transport über Pipelines ist nur über kurze bis mittlere Distanzen kosteneffizient. Durch die zusätzlichen Prozessschritte (Verflüssigung und Regasifizierung) beim Schiffstransport sind über kurze Distanzen die Transportkosten gegenüber der Nutzung einer Pipeline für SNG, wie auch für Wasserstoff höher. SNG verfügt beim gasförmigen Transport via Pipelines über die niedrigsten Kosten. Ab einer Distanz von knapp 6.000 km übersteigen die Transportkosten via Pipeline die Schiffskosten, sodass eine Verflüssigung und Regasifizierung des SNG wirtschaftlich sinnvoll kann. Für Wasserstoff werden die Kosten des Transports via umgestellte Pipeline erst ab einer Distanz von nahezu 14.000 km von den Kosten des Schiffstransports unterschritten. Der Schiffstransport von verflüssigtem Ammoniak stellt bei großen Distanzen die kostengünstigste der hier dargestellten Optionen dar. Falls der importierte Ammoniak nach der Anlandung nicht direkt genutzt werden kann (z. B. in der Chemieindustrie), wäre eine Konvertierung in reinen Wasserstoff notwendig, was die Transportkosten aufgrund des zusätzlichen Energiebedarfs deutlich erhöhen würde.

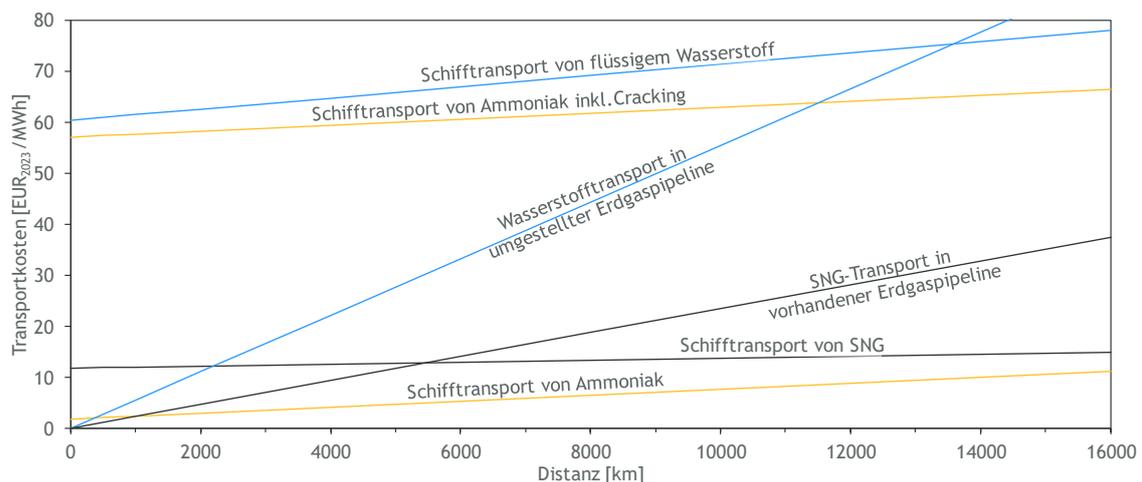


Abbildung 6: Transportkosten für den Transport von Wasserstoff, SNG und Ammoniak nach Distanz

Quelle: EWI, 2021

Fazit. Deutschland wird auch zukünftig Energie aus europäischen und außereuropäischen Ländern importieren. Innerhalb Europas könnte SNG ohne zusätzliche Infrastrukturinvestitionen in bestehende Erdgasnetze beigemischt werden. Für den Langstreckentransport und Import von Energie aus weit entfernten Regionen ist die Verflüssigung und Verschiffung synthetischer Energieträger die kosteneffiziente Option. Durch die Integrationsmöglichkeit von SNG in die bestehenden LNG-Wertschöpfungsketten würde sich der Investitionsbedarf für den Langstreckentransport auf Verflüssigungsanlagen in (neuen) Exportländern beschränken. Dadurch könnte ein internationaler Handel aus Infrastruktursicht mit geringem Zeit- und Kostenaufwand etabliert werden.

These 3: Nachfrageseitig kann SNG als Erdgassubstitut unmittelbar eingesetzt werden.

These. SNG ist ein Substitut zu Erdgas. Durch die Substitution der beiden Energieträger könnte SNG zu einer unmittelbaren Emissionsminderung bei Nachfragern beitragen, ohne Investitionen bei den Abnehmern zu erfordern. Die langfristige Entwicklung der SNG-Nachfrage ist (analog zu anderen synthetischen Energieträgern) großen Unsicherheiten unterworfen.

Technische Integration. In Deutschland wurden im Jahr 2023 rund 810 TWh Erdgas verbraucht. Davon entfallen rund 41 % auf Haushalts- und Gewerbekunden und 59 % auf die Industrie (inkl. Stromerzeugung) (BNetzA, 2023). Durch eine Beimischung von SNG in das bestehende Erdgasnetz könnte es zu einer unmittelbaren Emissionsminderung bei den Verbrauchern beitragen, vorausgesetzt es wird eine CO₂-neutrale Bilanz sichergestellt, ohne dass diese Investitionen, in beispielsweise einen Anlagentausch, vornehmen müssten. Dasselbe gilt für Investitionen in die innerdeutsche Pipelineinfrastruktur zur Verteilung des Gases (Transport- und Verteilnetz). Staatliche Hilfen für den Infrastrukturausbau oder den Austausch von Endgeräten wären somit nicht nötig. Die Substitution von Erdgas durch SNG stellt somit eine einfach und schnell umsetzbare Dekarbonisierungsstrategie für die Endverbraucher dar. Dies steht im Kontrast zu anderen synthetischen Gasen, für die durch ihre chemischen Unterschiede zu Erdgas neue Infrastrukturen errichtet bzw. Endanwendungstechnologien umgestellt werden müssten. Das „Henne-Ei-Problem“, das die Herausforderung simultan hochlaufender Nachfrage, Infrastruktur und des Angebots bei der Einführung neuer Energieträger beschreibt (Schlund et al., 2022), besteht bei SNG somit nicht. Einschränkend ist zu sagen, dass die Vorgabe von klimaneutralem SNG den Aufbau von DAC oder BECCU-Kapazitäten erfordert oder die Etablierung eines physischen CO₂-Kreislaufes voraussetzt. Die kosteneffiziente Umsetzbarkeit eines solchen CO₂-Kreislaufs könnte sich auf große Endenergieverbraucher beschränken. Die Bestimmung solcher Nutzungsfälle bedarf weiterer Analysen.

Marktliche Integration. Für Erdgas existiert ein liquider Markt, auf dem über physischen und finanziellen Handel eine Absicherung gegen Preisrisiken möglich ist. Da die Erdgasinfrastruktur genutzt werden kann, könnte SNG in den Gasmarkt integriert werden. Das bedeutet, dass vor allem auch auf der Nachfrageseite schon Bedarf und Mittel bereitstehen, um ein zukünftiges Angebot abzunehmen. Für andere synthetische Energieträger ist solch ein Markt noch in den Anfängen. Der Markt für beispielsweise grünen Wasserstoff wird zwar staatlich vorangetrieben, dennoch wird es wohl einige Zeit dauern bis ein ähnlich liquider Markt für Wasserstoff entstehen wird, wie er für Erdgas existiert. Insbesondere müssen am Anfang einige wenige Marktakteure große Teile des Risikos tragen und dafür entsprechend vergütet werden. In der Konsequenz könnten die Preise für Wasserstoff auch mittelfristig noch über den unmittelbaren Produktionskosten liegen.

Wirtschaftlichkeit. Die zentrale Herausforderung in der Nutzung aller synthetischen Energieträger ergibt sich durch die hohen Produktionskosten. Denn derzeit ist keiner der synthetischen Energieträger wettbewerbsfähig mit Erdgas oder anderen fossilen Energieträgern. Kurzfristig könnten durch geeignete Förderinstrumente, wie beispielsweise Differenzkontrakte, Auktionsmodelle oder Betriebs- und Investitionskostenzuschüsse, Anreize für die Nutzung und die Produktion von synthetischen Energieträgern geschaffen werden (EWI, 2022). Zudem setzt die konsequente Bepreisung von CO₂-Emissionen im Rahmen des

europäischen Emissionshandelssystems (engl. EU Emission Trading System, EU ETS) und des Nationalen Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) Anreize zur Einsparung fossiler Energieträger. Langfristig ist die Wirtschaftlichkeit von SNG gegenüber anderen synthetischen Energieträgern Unsicherheiten unterworfen und die Entwicklung von Preisen nur schwer zu prognostizieren. Um beim Einsatz synthetischer Energieträger Pfadabhängigkeiten und Stranded Investments zu vermeiden, können die Identifizierung robuster Nutzungsszenarien oder alternativer Nutzungskonzepte, wie z. B. Investitionen in umrüstbare Anlagen, dabei helfen, das Risiko zu verringern.

Unbekannte langfristige Marktentwicklung. Langfristig zeichnet sich in Bezug auf alle synthetischen Energieträger eine große Unsicherheit bezüglich der Entwicklung von Bedarfen und Preisen ab. Die erforderlichen hohen Investitionen werden sich nur dann amortisieren, wenn sich synthetische Energieträger als kosteneffiziente Alternative etablieren können. Diese Unsicherheiten könnten die Integration von SNG und Wasserstoff in das Energiesystem auch mittel- bis langfristig erschweren. Lern- und Skaleneffekte können die Kosten jeder neuartigen Technologie bedeutend senken, sind jedoch sehr schwer zu prognostizieren. Die Kosten bedingen dabei die Entwicklung der zukünftigen Energieträgerpreise und damit auch der sich einstellenden Nachfrage. Diese Unsicherheit gilt gleichermaßen für SNG, grünen Wasserstoff, Ammoniak und andere Wasserstoff-Derivate. Derzeit wird davon ausgegangen, dass grüner Wasserstoff den größten Teil des Bedarfs synthetischer Energieträger decken wird. Ob und welche Rolle SNG im Energiesystem langfristig spielen wird, ist daher heute noch nicht abzusehen. Denkbar ist sowohl ein stetiger Rückgang der SNG-Nutzung mit dem Ausstieg aus der fossilen Erdgasnutzung als auch eine fortwährende Nutzung von SNG im Energieträgermix für spezifische Anwendungen.

Fazit. Als Erdgassubstitut könnte SNG unmittelbar in die bestehende Erdgasversorgung integriert werden. Es wäre kein zusätzlicher Ausbau der Infrastruktur notwendig und Nachfrager müssten keine Anpassungen an ihren Endanwendungstechnologien vornehmen. Bei den Verbrauchern würde sich somit eine unmittelbare Emissionsminderung einstellen, vorausgesetzt für die SNG-Herstellung wird eine klimaneutrale CO₂-Quelle verwendet. Für andere synthetische Energieträger wäre die Integration mit höherem Aufwand und Unsicherheit verbunden, da die gegenwärtige Nachfrage auf weniger Akteure begrenzt ist und kein liquider Markt für den Handel besteht. Grundsätzlich stehen alle synthetischen Energieträger vor der Herausforderung der hohen Kosten und der damit fehlenden Wirtschaftlichkeit gegenüber fossilen Energieträgern. Langfristige Entwicklungen sind derzeit nur schwer zu prognostizieren und von Unsicherheiten auf Angebots- und Nachfrageseite geprägt.

These 4: Die regulatorischen Rahmenbedingungen für SNG sind zu Teilen bereits vorhanden.

These. Die Etablierung von SNG als Energieträger erfordert eine Reihe gesetzlicher Rahmenbedingungen entlang der Wertschöpfungskette. Dabei kann zum Teil auf bestehende Regulatorik aufgebaut werden, die aus den Bereichen Erdgas und Wasserstoff bereits besteht oder derzeit in der Umsetzung ist. Dadurch könnte der zeitliche Vorlauf für die Einführung von SNG als Energieträger reduziert werden.

Regulierung der Infrastruktur. In Deutschland wird die Infrastruktur für Wasserstoff und SNG durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) reguliert. SNG kann ins Erdgasnetz eingespeist werden¹⁰ und unterliegt somit der bestehenden Regulierung von Erdgasnetzen. Es ist daher kein Aufbau eines neuen regulatorischen Rahmens notwendig. Für Wasserstoff wurde im Rahmen der letzten Novellierung des EnWG speziell die Regulierung von Wasserstoff-Fernleitungen adressiert und deren Entwicklung durch transparenten, diskriminierungsfreien Netzzugang gefördert. Die getrennte Regulierung beider Gase reflektiert die unterschiedlichen technischen Anforderungen: Wasserstoff benötigt aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften eine eigene Infrastruktur, während sich SNG in die vorhandene Gasinfrastruktur integrieren lässt. Analog dazu ist die Regulierung von Erdgas- und Wasserstoffspeichern getrennt zu sehen. Für die untertägige Speicherung von SNG gilt somit der bestehende Rechtsrahmen zur Regulierung von Erdgasspeichern, während für die großtechnische Speicherung von Wasserstoff noch keine gesetzliche Grundlage besteht (EWI, 2024b).

Verbrauchssektoren. Das novellierte Gebäude-Energie-Gesetz trat am 1. Januar 2024 in Kraft und schreibt für das Heizen die Nutzung von klimaneutralen Energieträgern zu einem Anteil von mindestens 65 % vor. Dabei ist die Frist abhängig von verschiedenen Faktoren, bspw. Gebäudestandort, Neubauten und Bestandsgebäuden und der kommunalen Wärmeplanung (BMWSB, 2023). Das Gesetz ist technologieoffen formuliert, sodass Derivate grünen Wasserstoffs, darunter SNG, als Erfüllungsoption der erneuerbare Energien-Vorgabe in Betracht kommen. In spezifischen Fällen könnte SNG somit zur kurzfristigen Erreichung der Vorgabe beitragen, da keine Investitionen in Infrastrukturkomponenten oder neue Endverbrauchsgeräte anfallen. Voraussetzung dafür ist, dass die Heizung nachweislich mit SNG (oder anderen erneuerbaren Gasen) betrieben wird. Darüber hinaus gibt die Anpassung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (engl. Renewable Energy Directive III, RED III) Vorgaben für die EU-Mitgliedstaaten für die Verbrauchssektoren Gebäude, Verkehr und Industrie (EC, 2024a). Dabei sind neben grundsätzlichen Zielen zur Minderung von Treibhausgasen auch sektorenspezifische Ziele für die Nutzung von synthetischen Energieträgern definiert. Auch hier kann SNG eine Option zur Erfüllung der EU-Vorgaben darstellen.

CO₂-Regulierung. Emissionen des Treibhausgases CO₂ sind bereits umfänglich im Europäischen Emissionshandelssystem EU-ETS und im BEHG geregelt. Derzeit kommen gesetzliche Initiativen und Strategien rund um CO₂-Transport, -Speicherung, -Handel und Negativemissionen hinzu. Die geplante Carbon Management Strategie (CMS) der Bundesregierung (BMWK, 2024a) erkennt die Notwendigkeit von Carbon Capture and Storage (CCS)/CCU-Technologien¹¹ zur Erreichung der Klimaneutralität an, insbesondere für Industrien mit schwer vermeidbaren Emissionen. Die Strategie sieht vor, rechtliche und regulatorische Hürden für die Nutzung dieser Technologien abzubauen. Ein Fokus liegt auf der Entwicklung einer CO₂-Transportinfrastruktur, um die Zusammenarbeit innerhalb der EU im Bereich des Carbon Managements zu unterstützen und um geschlossene CO₂-Kreisläufe zu ermöglichen. Die in Deutschland geplante Langfriststrategie Negativemissionen (LNe) zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen sieht die technische

¹⁰ Wasserstoff und SNG werden nach §3 EnWG als Biogas definiert, sofern die eingesetzte Energie zur Produktion der Gase aus überwiegend erneuerbaren Energiequellen stammt. Dadurch darf es unter Einhaltung technischer Mindestanforderungen ins Erdgasnetz eingespeist werden.

¹¹ Hierzu zählen beispielsweise Technologien zur Abscheidung von technisch schwer oder unvermeidbaren CO₂-Emissionen sowie den anschließenden Transport und die Speicherung. Davon abzugrenzen sind Technologien zur Erzielung von Negativemissionen (DAC und BECCU), die CO₂ aus der Atmosphäre entnehmen (BMWK, 2024b). Letztere werden von der Langfriststrategie Negativemissionen (LNe) erfasst.

Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre und dessen langfristige Speicherung vor (BMWK, 2024c). Auf EU-Ebene wurde Anfang 2024 die Industrial Carbon Management Strategy veröffentlicht (EC, 2024b). Neben Förderung und Investitionen in CCS/CCU soll auch ein grenzüberschreitender europäischer Austausch von CO₂ realisiert werden, mit entsprechender Transport- und Speicherinfrastruktur. Dabei liegt der Fokus auch auf großtechnischen Kohlenstoff-Wertschöpfungsketten innerhalb der EU, die abgeschiedenes CO₂ unter anderem für synthetische Energieträger nutzen. Darüber hinaus soll der EU ETS angepasst werden, so dass abgeschiedenes, für Energieträger verwendetes CO₂ entsprechend berücksichtigt wird (EC, 2024b). Synergien zwischen den geplanten Strategien und einer möglichen Nutzung von SNG ergeben sich insbesondere beim Aufbau einer CO₂-Infrastruktur und der Etablierung von CO₂-Kreisläufen, aber auch bei der Entwicklung und Skalierung einzelner Technologien, wie zum Beispiel BECCU oder DAC.

Herkunftsnachweise: Europäische Union. Herkunftsnachweise (engl. Guarantees of Origin, GoO) sind für die Zertifizierung der Klimaneutralität von Wasserstoff, SNG und allen weiteren synthetischen Energieträger essenziell. Sie stellen bei Wasserstoff den Einsatz erneuerbarer Energien für die Elektrolyse sicher, um die Produktion von klimaneutralem grünem Wasserstoff zu gewährleisten. Bei SNG belegen sie nicht nur die erneuerbare Herkunft des Wasserstoffs, sondern auch die Herkunft des CO₂. Die EU-Richtlinie Renewable Energy Directive II bzw. III (RED II bzw. RED III) sowie das nationale Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) setzen Rahmenbedingungen für die Definition der erneuerbaren Eigenschaften (EC, 2024a). Angelehnt an die aktuelle Zertifizierung biogener Energieträger, greift die Novelle der Renewable Energy Directive (RED III) die Problematik der Zertifizierung von synthetischen Energieträgern auf. Mit dem Ziel, Transparenz und Nachverfolgbarkeit zu schaffen und die erneuerbaren Eigenschaften zu gewährleisten, soll die Unionsdatenbank (UDB) erweitert werden. Die UDB ist eine verpflichtende Datenbank für die Dokumentation des Handels von biogenen Energieträgern und soll um synthetische Energieträger erweitert werden (EC, 2024a). Der Zertifizierungsprozess ist dabei auch an die Zertifizierung biogener Energieträger angelehnt; freiwillige Systeme, also sowohl Branchen- und private Initiativen als auch nationale Systeme der öffentlichen Hand können eine Anerkennung der Europäischen Kommission beantragen. Nach Erhalt der Anerkennung durch die Europäische Kommission haben freiwillige Systeme die Befugnis, synthetische Energieträger zu zertifizieren und die relevanten Daten in die UDB einzuspeisen (EC, 2024c). Diese Systeme sollen von Akkreditierungsbehörden geprüft werden. Entsprechend kann für die Zertifizierung von SNG innerhalb der EU auf die bestehenden Erfahrungen und Systeme biogener Energieträger aufgebaut werden und notwendige Anpassungsmaßnahmen zur Weiterentwicklung sind geplant. Aktuell hat jedoch noch kein System die Anerkennung der Europäischen Kommission für die Zertifizierung von synthetischen Energieträgern erhalten und die UDB für synthetische Energieträger befindet sich gegenwärtig noch im Aufbau (EC, 2024c).

Herkunftsnachweise: Global. Auf globaler Ebene sind die Entwicklungen integrierter Zertifizierungssysteme noch nicht so weit fortgeschritten. In einer Absichtserklärung der Weltklimakonferenz 2023 findet sich das Ziel zur internationalen Kooperation bei der Verifizierung von synthetischen Energieträgern (COP28, 2023). Ein weiteres Beispiel ist die International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy, die ein Zertifizierungssystem für den CO₂-Fußabdruck von Wasserstoff erarbeitet und dabei auch mit

internationalen Institutionen und nationalen Behörden kooperiert (IPHE, 2023). Die Zertifizierungssystematik könne perspektivisch auch für SNG gelten. Doch grundsätzlich stehen internationale Herkunftsnachweise vor der Herausforderung eines großen Koordinierungsaufwands und des Risikos fragmentierter Märkte durch regional unterschiedliche Systematiken und abweichender regulatorischer Vorgaben (IEA, 2023d). Gleichzeitig sind diese Systeme jedoch von zentraler Bedeutung, um importierte, synthetische Energieträger als zertifizierte, klimaneutrale Optionen in der Energieversorgung zu etablieren. Aufgrund der hohen Verfügbarkeit von Energie aus erneuerbaren Energiequellen in Staaten außerhalb der EU könnten Importe synthetischer Energieträger aus außereuropäischen Ländern eine wichtige Rolle spielen. Für den globalen Handel ergeben sich jedoch für SNG noch einige regulatorische Hürden.

Fazit. Eine mögliche Einführung von SNG als klimaneutralen Energieträger sollte mit einem begleitenden gesetzlichen Rahmen einhergehen. Innerhalb Deutschlands und der EU kann dabei auf eine Vielzahl bestehender Regulierungen entlang der Bereiche Produktion, Transport/Speicherung und Nutzung aufgebaut werden. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen sind entweder durch die bestehende Regulatorik von Erdgas-Infrastrukturen bereits vorhanden oder sind durch den einsetzenden Hochlauf von Wasserstoff gegenwärtig in Entwicklung und könnten somit auch für SNG als Wasserstoff-Derivat angewendet werden. Dabei sind insbesondere Herkunftsnachweise zur Zertifizierung der nachhaltigen Eigenschaft der verwendeten Energie und des CO₂ bei der Herstellung von SNG für eine ausgeglichene Klimabilanz von entscheidender Bedeutung. Herausforderungen ergeben sich insbesondere im Hinblick auf die Etablierung internationaler Herkunftsnachweissysteme, die derzeit noch nicht weit fortgeschritten sind und einen erhebliche Koordinierungsaufwand erfordern. Gleichzeitig sind sie jedoch Voraussetzung für den außereuropäischen Import nachhaltig erzeugter synthetischer Energieträger.

These 5: Eine kostengünstige und klimaneutrale CO₂-Versorgung könnte die Produktionskosten von SNG deutlich senken.

These. Für die Herstellung von SNG wird CO₂ benötigt. Dieses kann aus verschiedenen Quellen (z. B. DAC, BECCU oder CO₂-Kreisläufe) stammen und beeinflusst wesentlich die Konkurrenzfähigkeit von SNG. Unter günstigen Bedingungen der CO₂-Bereitstellungskosten, könnte SNG wirtschaftlich gegenüber einigen anderen synthetischen Energieträgern werden.

Energiebedarf. Synthetische (klimaneutrale) Energieträger werden mithilfe von Strom aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt (siehe Kapitel 2). Für SNG wird hierbei Strom für die Elektrolyse, für die CO₂-Entnahme und für die nachfolgende Methanisierung benötigt. Aufgrund des hohen Energiebedarfs bietet sich die Produktion in Ländern mit einem hohen Potenzial erneuerbarer Energien an, wie beispielsweise Spanien, Norwegen, Australien oder Kanada (EWI, 2021). Das benötigte CO₂ für die Herstellung von SNG kann aus Industrieanlagen, aus Bioenergieanlagen mit CO₂-Abscheidung, aus DAC oder aus geschlossenen CO₂-Kreisläufen gewonnen werden. Insbesondere bei der Entnahme von CO₂ aus der Luft mittels DAC entsteht ein hoher Energiebedarf, welcher im Jahr 2024 auf etwa 240 kWh/t CO₂ geschätzt wird (EWI, 2021). Dieser könnte durch Synergieeffekte zwischen den Technologien verringert werden; so könnte zum Beispiel die Abwärme der Methanisierungsprozesse für die CO₂-Abscheidung aus der Luft eingesetzt werden (Fasihi et al., 2019).

Produktionskosten. Wesentliche Kostentreiber für die Produktion sämtlicher synthetischer Energieträger sind die Elektrizitätskosten, wie in Abbildung 7 dargestellt ist. Während sich diese bei allen betrachteten Energieträgern auf einem ähnlichen Niveau bewegen, sind sie insbesondere bei der Produktion von Ammoniak etwas höher. Die zweite Kostenkomponente sind bei allen synthetischen Energieträgern die Anlagenkosten für die Herstellung von Wasserstoff, sowie für die Umwandlung in den Energieträger im Fall von Derivaten (SNG, Ammoniak). Bei der Betrachtung von SNG macht die Unsicherheit über die Kosten der CO₂-Bereitstellung, z. B. mittels DAC oder BECCU, eine potenziell hohe Spannweite aus. In der Darstellung wird bei gleichbleibenden sonstigen Produktionskosten eine Reduktion der CO₂-Kosten auf bis zu 10 % des Referenzfalls aufgezeigt. Damit würden sich die Produktionskosten von SNG stark verringern und könnten ein Produktionskostenniveau unter dem von Ammoniak erreichen. Um die Kosten für die CO₂-Abscheidung zu senken, würde sich außerdem die Etablierung eines physischen CO₂-Kreislaufes anbieten. Dabei wird das CO₂ am Ort des SNG-Verbrauchs abgefangen und zurück zum Produktionsstandort transportiert. In einem CO₂-Kreislauf könnten nicht 100 % des CO₂ zurückgeführt werden; ein Teil des CO₂ entweicht während der Abscheidung und des Transports in die Atmosphäre und müsste mittels DAC wieder aus der Luft entnommen werden. Insgesamt würde sich mithilfe eines CO₂-Kreislaufes die benötigte Menge an durch DAC entnommenem CO₂ reduzieren und somit potenziell zu Kosteneinsparungen führen.

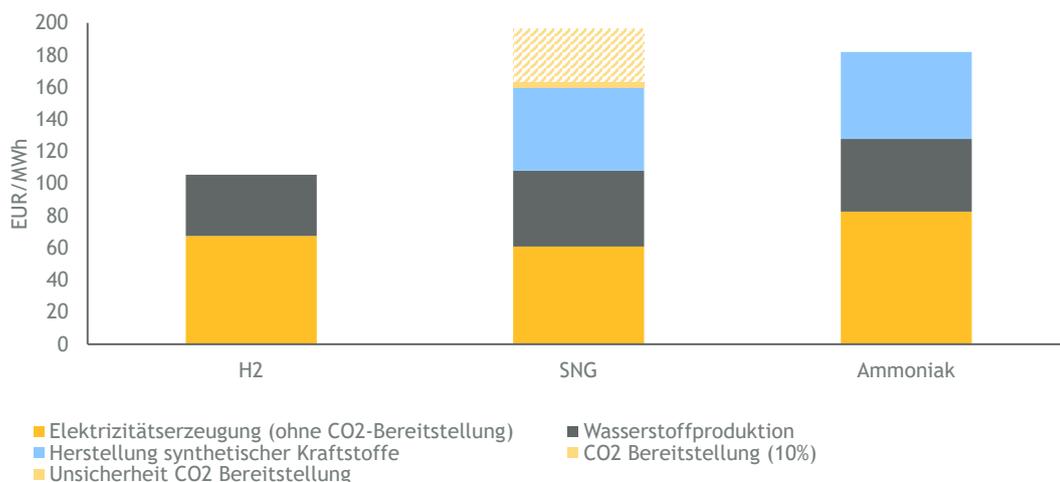


Abbildung 7: Produktionskosten für die Produktion von Wasserstoff, SNG und Ammoniak im Jahr 2025

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EWI, 2021.

Fazit. Für die Herstellung von SNG wird neben Strom aus erneuerbaren Energien und grünem Wasserstoff außerdem CO₂ benötigt. Daher bietet sich - analog zu anderen synthetischen Energieträgern - eine Produktion an Standorten mit günstigen EE-Potentialen an. Als CO₂-Quelle kommen verschiedene Prozesse infrage, die unterschiedliche Kosten aufweisen. Unter günstigen Bedingungen der CO₂-Bereitstellungskosten könnten die Produktionskosten von SNG unter denen von Ammoniak liegen. Potenzielle Synergieeffekte in der Prozesskette, eine kostengünstige CO₂-Quelle oder die Etablierung eines physischen CO₂-Kreislaufes könnten zur Kostensenkung beitragen. Die Kosteneffizienz der CO₂-Bereitstellung ist somit ein entscheidender (Unsicherheits-)Faktor für die zukünftige Wirtschaftlichkeit von SNG als Energieträger.

4 Ausblick zur Integration von SNG im zukünftigen Energiesystem

Überblick. Das Impulspapier beleuchtet die mögliche Rolle von SNG in einem zukünftigen Energiesystem anhand überblicksartiger techno-ökonomischer Analysen und der Diskussion von fünf Thesen zur Nutzung von SNG aus der Systemperspektive. In der Diskussion sind Potentiale ersichtlich geworden, es verbleiben jedoch weiterhin Unsicherheiten bezüglich der konkreten Umsetzung und des realisierbaren Zeithorizonts. Eine genauere Bewertung der möglichen Rolle von SNG im Energiesystem bedarf vertiefter Analysen unter Berücksichtigung einiger bisher vernachlässigter Aspekte in der Systemplanung.

Speicherung. Energiespeicher spielen eine zentrale Rolle für die Gewährleistung eines resilienten Energiesystems. Derzeit stellen Erdgasspeicher rund 23 % der gesamten (Energieträger-) Speicherkapazität in Deutschland dar. SNG verfügt über den Vorteil, dass es sich in bestehenden Erdgasspeicherinfrastrukturen speichern lässt. Dadurch könnten erforderliche Investitionen in den Neubau von Kavernenspeichern für Wasserstoff oder die Umstellung auf Wasserstoff gesenkt werden.

Infrastruktur und Nutzung. SNG bietet Vorteile beim Lang- und Kurzstreckentransport durch die Möglichkeit zur Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastrukturen. Dies senkt Eintrittsbarrieren und ermöglicht eine kosteneffiziente Integration in das Energiesystem ohne die Notwendigkeit umfangreicher Neuinvestitionen in die Transportinfrastruktur. Dasselbe gilt für die Nutzung von SNG, da es als Erdgassubstitut in heutigen Anwendungen unmittelbar eingesetzt werden könnte und keiner Anpassungen der Endverbrauchstechnologien bedarf. Zudem könnte SNG in die bestehenden Erdgasmärkte überführt werden und würde daher keinen Aufbau eines vollständigen neuen Marktes erfordern.

Regulatorische Rahmenbedingungen. Die Regulierung in Deutschland und der EU ermöglichen die Nutzung von SNG, da es in das bestehende Erdgasnetz integriert werden kann. Die Entwicklung von Herkunftsnachweissystemen für Wasserstoff(-derivate) - und somit auch für SNG - sind fortgeschritten und ermöglichen eine Zertifizierung der klimaneutralen Eigenschaft. Es bestehen jedoch noch Hürden bei der Etablierung von Herkunftsnachweisen in Bezug auf internationale Standards und Zertifizierungen. Der Aufbau eines internationalen Herkunftsnachweissystems ist gleichermaßen relevant für alle synthetischen Energieträger (z. B. grüner Wasserstoff, Ammoniak, SNG).

Produktion und CO₂-Bereitstellung. Länder mit einem hohen Potenzial erneuerbarer Energien bieten günstigere Bedingungen für die energieintensive Produktion von grünem Wasserstoff und SNG. Allerdings stellt der hohe Energieverbrauch für die CO₂-Abscheidung mittels DAC und die Methanisierung eine wesentliche Herausforderung dar. Im Vergleich zu anderen synthetischen Energieträgern ist die Wirtschaftlichkeit von SNG eng verknüpft mit der Verfügbarkeit und den Kosten der CO₂-Bereitstellung. Die Kostenentwicklung der CO₂-Bereitstellung ist dabei nur schwer zu prognostizieren und großen Unsicherheiten unterworfen. Neben sinkenden Kosten für die CO₂-Bereitstellung könnte auch die Etablierung eines CO₂-Kreislafes Kostensenkungspotentiale bieten. Zur Bewertung dieser Alternativen bedarf es weiterer

Untersuchungen, z. B. zu den Potentialen einer nachhaltigen Verwendung von CO₂ aus Biomasse oder den Kosten und Umsetzungszeiträumen zur Etablierung von CO₂-Kreisläufen.

Wirtschaftlichkeit. SNG ist, wie alle anderen synthetischen klimaneutralen Energieträger, derzeit noch nicht wirtschaftlich gegenüber fossilen Energieträgern. Kurzfristig könnten, neben der bestehenden konsequenten CO₂-Bepreisung, spezifische Förderinstrumente eine Nutzung und einen damit einhergehenden Aufbau der Produktionskapazitäten anreizen. Langfristig ist die Wirtschaftlichkeit von SNG gegenüber anderen synthetischen Energieträgern Unsicherheiten unterworfen und die Entwicklung der Bedarfe daher nur schwer zu prognostizieren. Denkbar ist sowohl eine feste Verankerung von SNG als Teil des zukünftigen Energieträgermixes als auch ein gradueller Rückgang der Nachfrage mit dem Ausstieg aus der Nutzung von fossilem Erdgas. Weitere Untersuchungen zu Pfadabhängigkeiten und alternativen Nutzungskonzepten, z. B. durch die Umstellung von Transport-Infrastrukturen von SNG auf Wasserstoff oder die Nutzung von CO₂-Infrastrukturen für das Carbon Management, könnten Unsicherheiten reduzieren und Stranded Investments vermeiden.

Fazit. Die Nutzung von SNG als Teil des zukünftigen Energieträgermixes in Deutschland weist sowohl vielversprechende Chancen als auch zu berücksichtigende Herausforderungen auf. Bestehende technische und regulatorische Rahmenbedingungen ermöglichen grundsätzlich die Integration von SNG in die bestehende Infrastruktur. Das Ausmaß der SNG-Nutzung wird vor allem durch die Weiterentwicklung der relevanten Prozesse sowie durch die Kosten der CO₂-Bereitstellung beeinflusst. Die Kompatibilität von SNG mit der bestehenden Infrastruktur bietet erhebliche kurzfristige Vorteile und mindert die Henne-Ei-Problematik beim synchronen Aufbau von Angebot, Nachfrage und Infrastruktur, die besonders im Fall von Wasserstoff eine Barriere darstellt. Um die systemischen Vorteile von SNG genauer zu beziffern, sind vertiefte Systemstudien unter Berücksichtigung des Investitionsbedarfs entlang der gesamten Wertschöpfungskette notwendig. Dabei sind insbesondere die systemischen Aspekte, wie beispielsweise das angestrebte Resilienzniveau, der Investitionsbedarf in Import-, Speicher- und Transportinfrastruktur sowie der notwendige zeitliche Vorlauf, zu betrachten. Langfristige Unsicherheiten, vor allem bezüglich der Technologiekostenentwicklung und der internationalen regulatorischen Entwicklungen, erfordern eine kontinuierliche Evaluation und gegebenenfalls eine Anpassung der Strategien. Die Integration von SNG könnte somit ein Bestandteil des Transformationsprozesses werden und an einigen Stellen zur kosteneffizienten Umsetzung beitragen.

Literaturverzeichnis

acatech, Leopoldina & Akademieunion (2017): Das Energiesystem resilient gestalten - Maßnahmen für eine gesicherte Versorgung. <https://www.acatech.de/publikation/das-energiesystem-resilient-gestalten-massnahmen-fuer-eine-gesicherte-versorgung/>

Agora Industrie und TU Hamburg (2023): Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland. Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-12-10_Trans4Real/A-EW_306_SNG_Imports_WEB.pdf

ARAMIS (2024): Administration Research Actions Management Information System (ARAMIS). 2024. Premier réacteur de méthanation à large échelle et haute efficacité. <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=48589&Sprache=de-CH>

ARENA (2024): Australian Renewable Energy Agency (ARENA). 2024. APA Renewable Methane Demonstration Project. <https://arena.gov.au/projects/apa-renewable-methane-demonstration-project/>

BDEW (2023): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.. 2023. Den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur beschleunigen. Positionspapier. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20230911_BDEWPositionspapier_schnelleH2Genehmigungen_final_.pdf

BMWK (2024a): Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). 2024. Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=6

BMWK (2024b): Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). 2024. CCU/CCS: Baustein für eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/weitere-entwicklung-ccs-technologien.html>

BMWK (2024c): Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). 2024. Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe) - Eckpunkte -. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-negativemissionen.pdf?__blob=publicationFile&v=8

BMWSB (2023): Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB). 2024. FAQ zur Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) - Stand: September 2023. <https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/faqs/Webs/BMWSB/DE/geg/geg-liste.html>

BNETZA (2023): Bundesnetzagentur. 2023. Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2023. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2023/start.html

Bui M., Adjiman C.C., Bardow A. Anthony E.J. Boston A., Brown S., Fennell P.S., Fuss S., Galindo A., Hackett L.A., Hallett J.P., Herzog H.J., Jackson G., Kemper J., Krevor S., Maitland G.C., Matuszewski M., Metcalfe I.S., Petit C., Puxty G., Reimer J., Reiner D.M., Rubin E.S., Scott S.A., Shah N., Smit B., Trusler J.P.M., Webley P., Wilcox J., Mac Dowell N. (2018): Carbon Capture and storage (CCS): the way forward. *Energy Environ. Sci.*, 11, 1062. <https://pubs.rsc.org/en/content/articlepdf/2018/ee/c7ee02342a>

Deutscher Bundestag (2022): Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur. Aktenzeichen: WD 8 - 3000 - 046/22. <https://www.bundestag.de/resource/blob/915112/d1a66b707de8458aa57fb107f240754d/WD-8-046-22-pdf-data.pdf>

Bundesregierung (2022): Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz. Drucksache 20/5145. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/051/2005145.pdf>

Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.html>

Chauvy, R., & Dubois, L. (2022): Life cycle and techno-economic assessments of direct air capture processes: An integrated review. *International Journal of Energy Research*, 46(8), 10320-10344. <https://doi.org/10.1002/er.7884>

COP28 (2023): Conference of Parties 28 (COP28). COP28 Declaration of Intent. Mutual Recognition of Certification Schemes For Renewable And Low-Carbon Hydrogen And Hydrogen Derivatives. <https://www.cop28.com/en/cop28-uae-declaration-on-hydrogen-and-derivatives>

dena (2018): Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). 2018. Power Fuels. Power to X: Technologien. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Technologien.pdf

EC (2024a): Europäische Kommission (EC). 2024. Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates. Document 32023L2413. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32023L2413>

EC (2024b): Europäische Kommission (EC). 2024. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen auf dem Weg zu einem ehrgeizigen industriellen CO₂-Management in der EU. Document 52024DC0062. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:52024DC0062>

EC (2024c): Europäische Kommission. 2024c. Voluntary schemes. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en

EE Energy Engineers & TÜV Nord EnSys (2023): Ammoniak als Energieträger für die Energiewende. <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II>

EnArgus (2024): Methanisierung. https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d7374-2/*/*Methanisierung?jsearch=1&search=Methanisierung&op=Wiki.getwiki

Energiforskning (2024): Power-to-Gas via Biological Catalysis. <https://energiforskning.dk/en/node/15072#>

EWI (2021): Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). 2021. Globales PtX-Produktions- und Importkostentool. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/globales-ptx-produktions-und-importkostentool/>

EWI (2022): Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). 2022. H₂-Förderkompass. Kriterien und Instrumente zur Förderung von Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf.

EWI (2023): Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). 2023. Analyse der globalen Gasmärkte bis 2035. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/analyse-der-globalen-gasmaerkte-2035/>

EWI (2024a): Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). 2024. Resilienz im klimaneutralen Energiesystem der Zukunft. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/resilienz-im-klimaneutralen-energiesystem-der-zukunft/>

EWI (2024b): Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). 2024. Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/die-bedeutung-von-wasserstoffspeichern/>

Fasihi, M., Efimova, O., & Breyer, C. (2019): Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. *Journal of Cleaner Production*, 224, 957-980. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>

FNB Gas (2024): Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.. 2024. Fernleitungsnetz. <https://fnb-gas.de/deutschland-sicher-mit-erdgas-versorgen/fernleitungsnetz/>

Fraunhofer ISI (2023): Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (2023). Direct Air Carbon Capture and Storage. perspektiven policy brief. 01-2023. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/policy-briefs/policy_brief_air_carbon_capture_DE.pdf

Fraunhofer ISI, consentec, ifeu & TU Berlin (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>

Guilera, J., Morante, J. R., & Andreu, T. (2018): Economic viability of SNG production from power and CO₂. *Energy Conversion and Management*, 162, 218-224. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.037>

- H2 Region Emsland (2023):** Wichtiges Standbein in Deutschland: Hy2gen übernimmt Werk und Projektpipeline der kiwi AG in Werlte. <https://h2-region-emsland.de/2023/12/11/hy2gen-deutschland-uebernimmt-werk-und-projektpipeline-der-kiwi-ag-in-werlte/>
- Holling, C.S. (1996):** Engineering Resilience versus Ecological Resilience. In: *Schulze, P.E., Ed., Engineering within Ecological Constraints, National Academy Press, Washington DC, 31-43.* <https://nap.nationalacademies.org/read/4919/chapter/4>
- Hollnagel, E. (2013):** Resilience engineering and the built environment. *Building Research and Information*, 42(2), 221-228. <https://doi.org/10.1080/09613218.2014.862607>
- IEA (2021a):** International Energy Agency (IEA). 2021a. Energy Technology Perspectives 2020. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>
- IEA (2021b):** International Energy Agency (IEA). 2021b. Is carbon capture too expensive?. <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>
- IEA (2023a):** International Energy Agency (IEA). 2023. Energy Technology Perspectives 2023. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>
- IEA (2023b):** International Energy Agency (IEA). 2023. ETP Clean Energy Technology Guide. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>
- IEA (2023c):** International Energy Agency (IEA). 2023. Gas Market Report. Q2-2023. <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2-2023>
- IEA (2023d):** International Energy Agency (IEA). 2023. Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity. <https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity>
- IRENA (2022):** International Renewable Energy Agency (IRENA). 2022. Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Technology Review of Hydrogen Carriers. <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II>
- InSpEE DS (2020):** DEEP.KBB GmbH. 2020. Informationssystem Salz: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potenzialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft) - Doppelsalinare und flach lagernde Salzsichten. https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Downloads/InSpeeDS_TP_Bewertungskriterien.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- IPHE (2023):** International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (IPHE). 2023. Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated With the Production of Hydrogen. Working Paper. https://www.iphe.net/_files/ugd/45185a_8f9608847cbe46c88c319a75bb85f436.pdf
- KIT (2024):** Karlsruher Institut für Technologie. 2024. Power-to-Gas - die Methanisierungsanlagen. <https://www.elab2.kit.edu/power2gas.php>

Limeco (2024): Erste industrielle Power-to-Gas-Anlage der Schweiz.

<https://www.limeco.ch/technologien/power-to-gas/ptg-kurz-erklaert/>

Lux, B., Deac, G., Kiefer, C:P., Kleinschmitt C., Bernath C., Franke K., Pfluger B., Willemsen S. & Sensfuß F. (2022): The role of hydrogen in a greenhouse gas-neutral energy supply system in Germany. *Energy Conversion and Management*, 270, 116188.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422009669>

MAN Energy Solutions (2022): Storengy rüstet gemeinsam mit MAN Energy Solutions eine französische Kläranlage mit einem Methanisierungsreaktor aus. https://www.man-es.com/docs/default-source/press-releases-new/man_es_pm_methanisierung_pau-france_ger27bdce10ce51448a9caed987f1828b09.pdf?sfvrsn=30ec8a93_2v

Northern Lights (2021): Northern Lights awarding ship building contracts.

<https://norlights.com/news/northern-lights-awarding-ship-building-contracts/>

NWR (2021): Nationaler Wasserstoffrat. 2021. Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland. Informations- und Grundlagenpapier.

https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2021-10-29_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstoffspeicher.pdf

NWR (2022): Nationaler Wasserstoffrat. 2022. Wasserstoffspeicher-Roadmap 2030 für Deutschland. Stellungnahme.

https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-11-04_NWR_Stellungnahme_Wasserstoff-Speicher-Roadmap.pdf

Öko-Institut (2021): Wie ökologisch und sozial verträglich sind CCS, BECCS und CCU Technologien?. <https://www.oeko.de/projekte/detail/wie-oekologisch-und-sozial-vertraeglich-sind-ccs-beccs-und-ccu-technologien/>

Ozkan, M., Nayak, S. P., Ruiz, A. D., & Jiang, W. (2022): Current status and pillars of direct air capture technologies. *iScience*.;25(4):103990. <https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.103990>

Powermag (2020): WindGas Falkenhagen: Pioneering Green Gas Production.

<https://www.powermag.com/windgas-falkenhagen-pioneering-green-gas-production/>

Prognos, BCG, ewi, Fraunhofer ISI & Pik (2022): Vergleich der „Big 5“

Klimaneutralitätsszenarien. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/vergleich-big-5/>

Prognos, Öko-Institut & IREES (2023): Systemischer Vergleich verschiedener

Wasserstofftransportrouten. <https://www.oeko.de/publikation/systemischer-vergleich-verschiedener-wasserstofftransportrouten/>

Riemer, M., Schreiner, F., Wachsmuth., J. (2022): Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia. Analysis of Technical Feasibility und Economic Considerations. Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.

https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf

Robledo-Abad, C., Althaus, H.-J., Berndes, G., Bolwig, S., Corbera, E., Creutzig, F., Garcia-Ulloa, J., Geddes, A., Gregg, J.S., Haberl, H., Hanger, S., Harper, R.J., Hunsberger, C., Larsen, R.K., Lauk, C., Leitner, S., Lilliestam, J., Lotze-Campen, H., Muys, B., Nordborg, M., Ölund, M., Orlowsky, B., Popp, A., Portugal-Pereira, J., Reinhard, J., Scheiffle, L. and Smith, P. (2017): Bioenergy production and sustainable development: science base for policymaking remains limited. *GCB Bioenergy*, 9: 541-556.
<https://doi.org/10.1111/gcbb.12338>

Saharudin, MD.M., Jeswani, H.K. & Azapagic, A. (2023): Bioenergy with carbon capture and storage (BECSS): Life cycle environmental and economic assessment of electricity generated from palm oil wastes. *Applied Energy*, 349, 121506.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626192300870X>

Schlund, D., Schulte, S. & Sprenger, T. (2022): The who's who of a hydrogen market rampup: A stakeholder analysis for Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 154, 111810. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111810>

STORE&GO (2024): The STORE&GO demonstration site at Falkenhagen, Germany.

<https://www.storeandgo.info/>

Thyssenkrupp (2023): Green SNG. <https://www.thyssenkrupp-uhde.com/de/produkte-und-services/green-chemicals/green-sng>

Uniper (2024): Energiespeicherung. <https://www.uniper.energy/de/energiespeicherung-uniper>

Yara (2015): Yara International ASA. 2015. New liquid CO₂ ship for Yara.

<https://www.yara.com/news-and-media/news/archive/2015/new-liquid-co2-ship-for-yara/>

Abkürzungsverzeichnis

BECCU	Bioenergy Carbon Capture and Utilization
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetzes
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Usage
CH ₄	Methan
CMS	Carbon Management Strategie
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DAC	Direct Air Capture
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU ETS	EU Emission Trading System
GoO	Guarantees of Origin
H ₂	Wasserstoff
IEA	Internationale Energieagentur
LNe	Langfriststrategie Negativemissionen
LNG	Liquefied Natural Gas
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
LPG	Liquefied Petroleum Gas
O ₂	Sauerstoff
PEM	Polymerelektrolytmembran
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
RED II	Renewable Energy Directive II
RED III	Renewable Energy Directive III
SNG	Synthetic Natural Gas
TRL	Technology Readiness Level
UDB	Unionsdatenbank
UGS	Untergrundspeicher

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vergleich der Nachfrage nach synthetischen Energieträgern in ausgewählten Energiesystemstudien.....	7
Abbildung 2: Beispielhafter Entstehungskreislauf von SNG	9
Abbildung 3: Vergleichende Betrachtung der technologischen Reifegrade entlang der Wertschöpfungsketten von SNG, Wasserstoff und Ammoniak	13
Abbildung 4: Vergleich von Speicherbedarfen für Wasserstoff in verschiedenen Studien im Jahr der Klimaneutralität (2045 bzw. 2050)	16
Abbildung 5: Speichervolumen von vorhandenen Unterspeichern für Erdgas in Deutschland und deren Potential zur Speicherung von Wasserstoff durch Umwidmung der Kavernen.....	17
Abbildung 6: Transportkosten für den Transport von Wasserstoff, SNG und Ammoniak nach Distanz	19
Abbildung 7: Produktionskosten für die Produktion von Wasserstoff, SNG und Ammoniak im Jahr 2025	25