



Potenziale von Wasserstoff für eine dekarbonisierte Industrie

**Eine Studie von Equinor und OGE
Zusammenfassung der Ergebnisse**



1. Einleitung

Open Grid Europe (OGE) und Equinor haben im vergangenen Jahr den Aufbau einer vollständigen Wertschöpfungskette für Wasserstoff aus dekarbonisiertem Erdgas untersucht.

Die Machbarkeitsstudie kommt zu dem Ergebnis, dass das gemeinsame Projekt „H2morrow“ Industrie und andere Endkunden in Nordrhein-Westfalen bis 2030 mit großen Mengen Wasserstoff versorgen kann. Dies kann wesentlich zur erfolgreichen Dekarbonisierung der deutschen Industrie beitragen. Das wegweisende Projekt wird gemeinsam von Equinor und OGE weiterentwickelt und in der zweiten Phase potenzielle Ankerkunden und andere Partner einbeziehen.

Bei der Umsetzung der Energiewende hat Deutschland vor allem im Stromsektor schon Erfolge erzielt. Viele Bereiche, wie etwa die energieintensiven Industrien, die auf eine verlässliche grundlastfähige Energieversorgung rund um die Uhr angewiesen sind, stellt die Dekarbonisierung allerdings noch vor große Herausforderungen. Um die Klimaziele zu erreichen, setzt sich Deutschland für CO₂-Neutralität bis 2050 ein – ohne die Wirtschafts- und Innovationskraft zu gefährden.

„H2morrow“ kann dazu beitragen, diese Lücke zu füllen und grundlastfähigen Wasserstoff in den benötigten Mengen liefern. Wasserstoff aus dekarbonisiertem Erdgas bietet Versorgungssicherheit, da keine Engpässe durch externe Faktoren wie Wetter oder Netzauslastung drohen. Voraussetzung ist die Schaffung einer überregionalen Transportinfrastruktur basierend auf einer weitgehenden Umnutzung bestehender Leitungssysteme.

Aktuelle Studien untersuchen die Beimischung von Wasserstoff mit bis zu 20 Volumenprozent in Verteilnetze, um Emissionen in der Wärmeversorgung zu reduzieren. Zusätzlich bietet sich der Energieträger für viele Sektoren in der Mobilität an – sei es im Schwerlasttransport oder dem öffentlichen Nahverkehr.

Mittel- bis langfristig schätzen Experten den deutschen Wasserstoff-Bedarf im mittleren dreistelligen Terawattstunden-Bereich.¹ Um diesen zu decken, eine stabile Versorgung zu gewährleisten und auf Nachfragespitzen reagieren zu können, muss sich Deutschland einer ganzen Reihe von Quellen bedienen. Dazu zählen Wasserstoff aus erneuerbarem Strom, vor allem aus Norddeutschland, Wasserstoff aus dekarbonisiertem Erdgas sowie Direktimporte.

¹ DWV, 2018. Integriertes Energiekonzept 2050, vgl. <https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2019/08/iek-2050.pdf>

Wasserstoff ist also wieder in aller Munde. Um der Technologie aber endlich zum Durchbruch zu verhelfen, braucht es Pioniere, die große Mengen an klimafreundlichen, bezahlbaren Wasserstoff produzieren, transportieren und abnehmen, um einen skalierbaren Markt zu etablieren.

„H2morrow“ setzt hier an und möchte den Aufbau eines leistungsfähigen, diversifizierten und versorgungssicheren Wasserstoffmarktes anschieben – insbesondere auch durch die Schaffung von großen Transportinfrastrukturen, die Quellen und Senken miteinander verbinden.

2. Auf einen Blick

8,6 Terawattstunden (TWh)
Wasserstoff für Industrie und Haushalte in NRW pro Jahr

Das Verfahren hat eine
Energieeffizienz von **80 Prozent**

gesamte
Lieferkette bis
2030
einsatzbereit

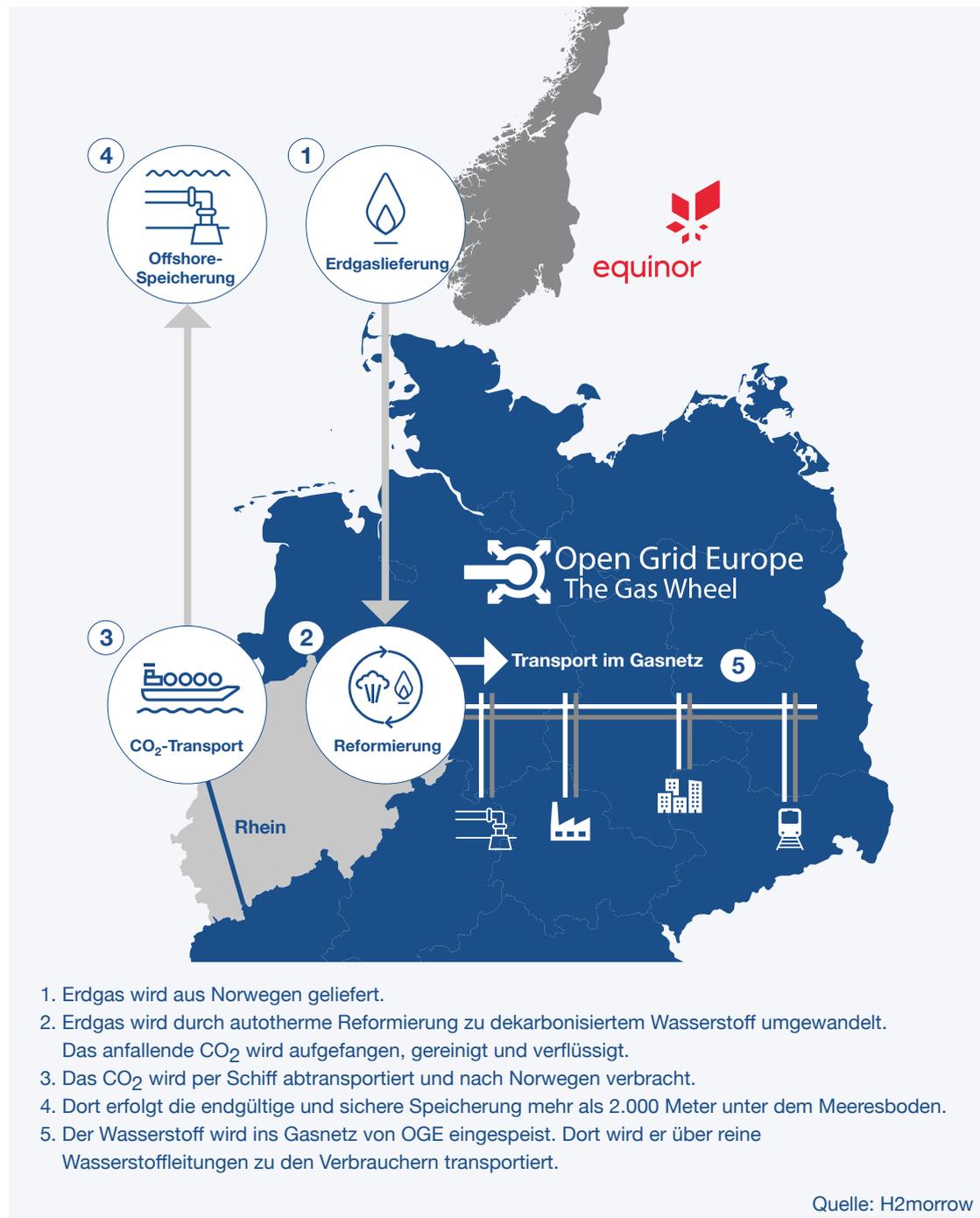
50-80 Euro
pro Megawattstunde
(MWh) Wasserstoff

1 Gigawatt (GW)
Reformer

1,9 Millionen Tonnen
CO₂-Emissionen pro Jahr eingespart

Pilotprojekt in NRW

um 95 Prozent
geringerer CO₂-Fußabdruck

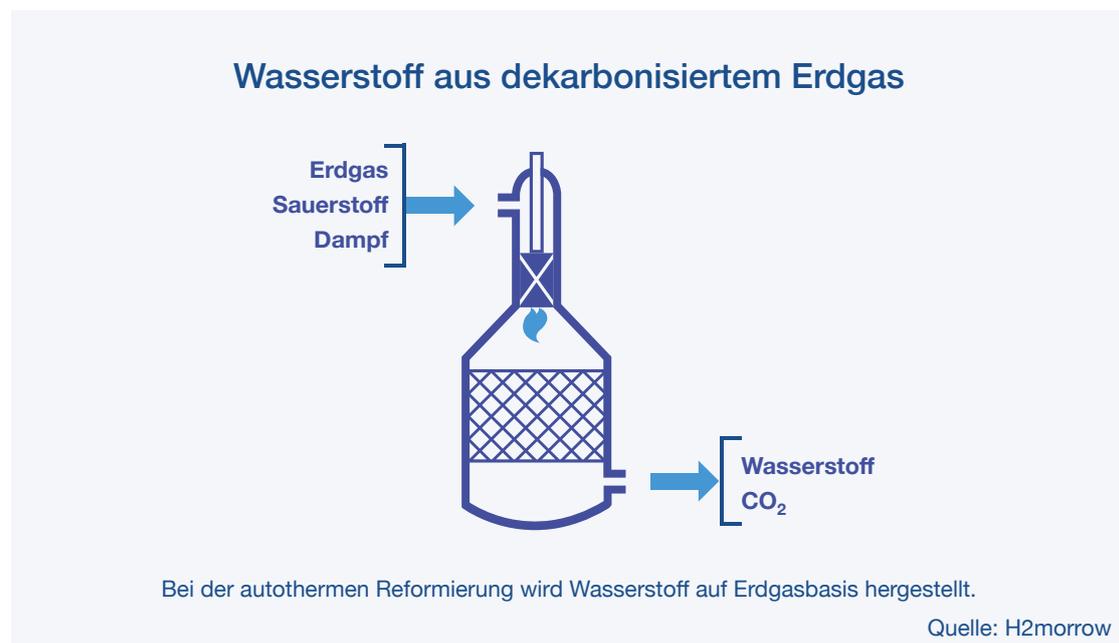


3. Projektüberblick

3.1 Wasserstoff auf Erdgasbasis

In der aktuellen Wasserstoff-Diskussion wird oftmals vergessen, dass Wasserstoff schon seit Jahrzehnten ein vielgenutzter und vielseitig eingesetzter Industrierohstoff ist. Dieser Wasserstoff wird allerdings nicht aus Strom durch Elektrolyse hergestellt, sondern auf Basis von fossilen Brennstoffen, in der Regel Erdgas. 96 Prozent der Wasserstoff-Mengen, die heute weltweit hergestellt werden, entstehen durch einen solchen Dampfreformierungsprozess.

Das etablierte Verfahren wird seit Jahrzehnten im großindustriellen Maßstab genutzt. Der so produzierte Wasserstoff ist allerdings nicht klimaneutral. In diesem Reformierungsprozess fällt als Nebenprodukt CO_2 an, das in die Umgebungsluft ausgestoßen wird. Die herkömmliche Dampfreformierung kann zwar mit einer CO_2 -Abscheidung kombiniert werden, aufgrund der Umstellung vieler einzelner Produktionsschritte ist dies jedoch mit hohen Kosten verbunden.



Deswegen nutzt „H2morrow“ ein optimiertes Verfahren, die sogenannte autotherme Reformierung (ATR). Hier wird aus Erdgas mit Wasserdampf und reinem Sauerstoff unter hohem Druck Wasserstoff gewonnen. Durch die Zugabe von Sauerstoff läuft dieser Prozess autotherm ab, das heißt, es wird keine zusätzliche Wärmezufuhr benötigt. Dies hat zwei Vorteile: Zum einen kann das Erdgas noch effizienter in Wasserstoff umgewandelt werden, zum anderen steht das Nebenprodukt CO_2 unter einem höheren Partialdruck, das heißt einer höheren Konzentration, als bei der Dampfrefor-

mierung. Dadurch lässt es sich kosteneffizienter abscheiden und auffangen. Durch die Abscheidung des Kohlendioxids verringert sich der CO₂-Fußabdruck um 95 Prozent.

Ein autothermer Reformierler läuft mit einer Energieeffizienz von rund 80 Prozent im Vergleich zu aktuell leistungsstärksten Elektrolyseanlagen, die mit rund 70 Prozent arbeiten. „H2morrow“ plant zunächst den Bau eines Reformers mit einer Größe von 1 Gigawatt. Bei steigendem Bedarf könnten weitere Reformer modular zu niedrigeren Kosten zugebaut werden, da die Infrastruktur für Wasserstoff und CO₂-Handling bereits aufgebaut ist. Ein solcher Reformer kann dank der gesicherten Versorgung mit Erdgas eine grundlastfähige Wasserstoffversorgung von 8,6 Terawattstunden pro Jahr bereitstellen. Das entspricht dem Energiebedarf von 450.000 durchschnittlichen Vier-Personen-Haushalten pro Jahr.

Nicht zuletzt bietet die autotherme Reformierung auch bei der Standortsuche Vorteile, da die Anlagen weniger Platz benötigen, als herkömmliche Dampfreformer.

3.2 Infrastruktur

Wasserstoff kann in der bestehenden Gas-Infrastruktur genutzt werden, das ist nicht nur effizienter, sondern auch schneller umsetzbar als der Neubau von Leitungen. Er kann dabei entweder dem Erdgas beigemischt oder als reines Produkt verwendet werden. Der Einsatz der reinen Rohstoffe hat in der späteren Verwendung viele Vorteile gegenüber der Beimischung: Spezifische Kundengruppen sind auf sehr geringe oder aber zukünftig auch auf sehr hohe Wasserstoffanteile angewiesen. Diese Bedürfnisse können über eine gezielte, kundenspezifische Mischung aus einer reinen Wasserstoff- und einer reinen Erdgasleitung bedient werden.

Des Weiteren ist der Wasserstoffanteil im Erdgasnetz bei einer Beimischung nicht exakt kontrollierbar: Werden an einer Stelle im Netz beispielsweise zehn Prozent Wasserstoff eingespeist, kann durch die vielen möglichen Transportrouten keine gleichbleibende Konzentration an verschiedenen Ausspeisepunkten garantiert werden. Der Wasserstoffanteil an einem Ausspeisepunkt könnte dann fünf Prozent betragen, bei wieder einem anderen Abnehmer mit einem längeren Transportweg vielleicht sogar nur zwei Prozent. Endkunden und deren Anlagen sind allerdings unbedingt auf eine gleichbleibende und kalkulierbare Gasqualität an allen Stellen des Netzes angewiesen. Daher hat OGE die Möglichkeit geprüft, derzeit für Erdgas genutzte Leitungen vollständig auf Wasserstoff umzustellen.

Eine der identifizierten Pilotregionen wird heute schwerpunktmäßig durch niederkalorisches – sogenanntes L-Gas – aus den Niederlanden versorgt. Aufgrund der dort sinkenden Produktion muss es bis 2030 jedoch durch hochkalorisches – sogenanntes H-Gas – ersetzt werden. Dieses H-Gas wird aus anderen Quellen in die Region transportiert und nutzt dementsprechend andere Transportrouten. Diese Umstellung der Gasversorgung schafft eine einzigartige Möglichkeit: Bisher für den Transport von L-Gas genutzte Infrastruktur könnte teilweise als Wasserstoffinfrastruktur genutzt werden.

In der Pilotregion sind viele Pipelines außerdem parallel, also mit zwei oder mehr Strängen, verlegt. Diese Stränge liegen nicht notwendigerweise in direkter Nachbarschaft, sondern können auch viele Kilometer entfernt voneinander verlaufen. Bei diesen parallelen Pipelines kann ein Strang nach der H-Gas-Umstellung Wasserstoff transportieren, während der andere weiterhin Erdgas liefert. Dieses Vorgehen schafft größtmögliche Flexibilität für alle angeschlossenen Kunden und Netzbetreiber.

Für alle Kunden kann eine maßgeschneiderte Lösung gefunden werden, da der Wasserstoff entweder pur geliefert oder kontrolliert beigemischt werden kann. Wenn gewünscht, können Industriekunden also zeitnah auf 100 Prozent Wasserstoff umstellen. Verteilnetzbetreiber mit vielen Haushaltskunden können die gewünschte Menge Wasserstoff dem Wärmenetz kontrolliert beimischen, während Kunden mit hochsensiblen Produktionsprozessen weiterhin Erdgas beziehen können. So kann auf individuelle Investitionszyklen und Produktionsbedingungen maximale Rücksicht genommen und der Dekarbonisierungspfad gemeinsam mit den Endabnehmern festgelegt werden.

Technische Bedingungen für die Umstellung

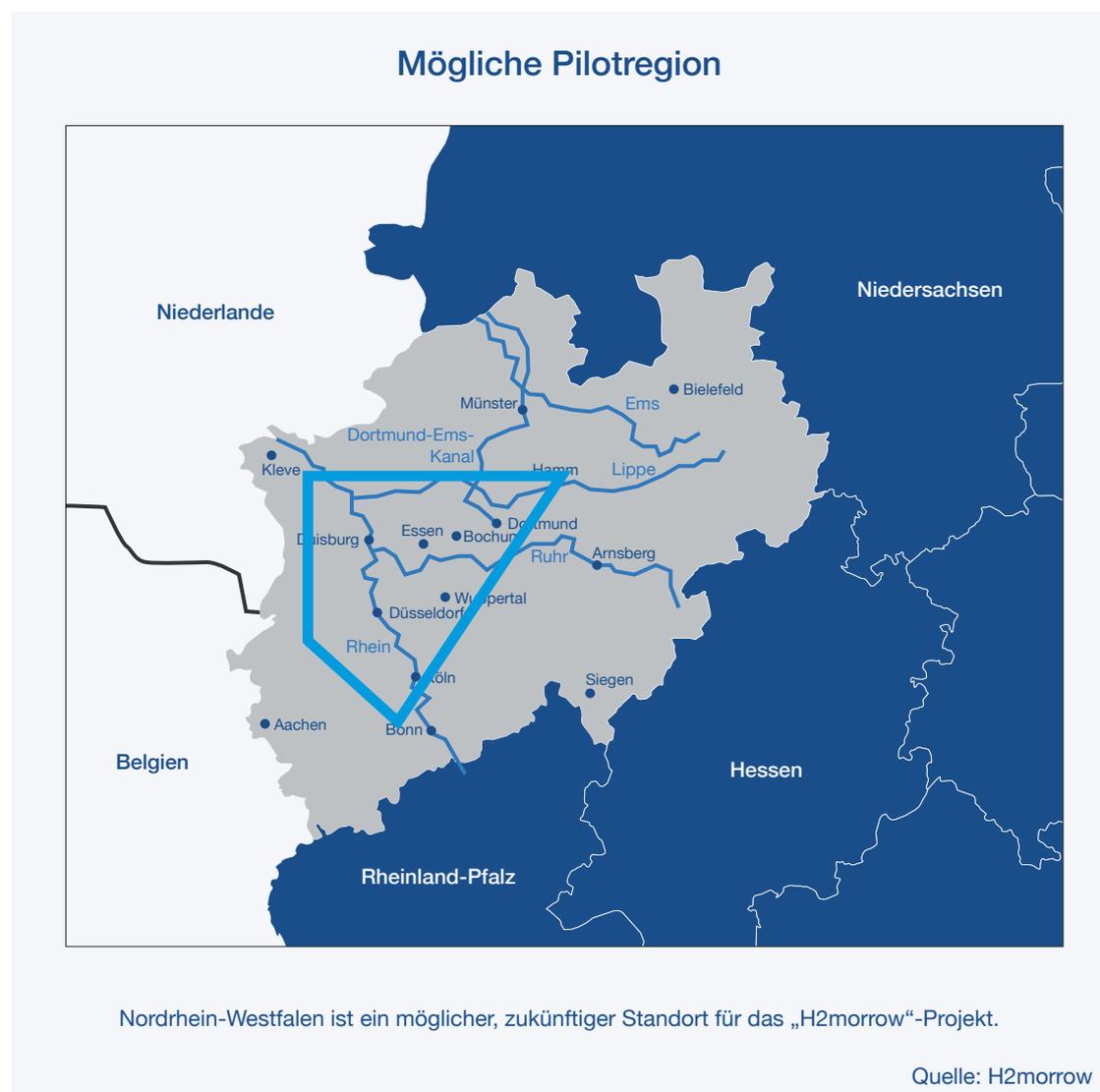
Voraussetzung für die Umstellung ist, dass heutige Erdgaspipelines technisch in der Lage sind, zukünftig Wasserstoff zu transportieren. Für diesen Prozess kann auf die Betriebserfahrungen mit sogenanntem Stadtgas zurückgegriffen werden. Dieses Gas wird durch Kohlevergasung hergestellt und hat einen Wasserstoffanteil von 55 Prozent. Stadtgas wurde bis weit in die 1970er Jahre in vielen Gebieten Deutschlands verwendet. Weite Teile der deutschen Erdgasinfrastruktur haben also bereits in der Vergangenheit Gas mit hohen Wasserstoffanteilen transportiert.

Die OGE hat eine Umstellung ausgewählter Pipelines auf 100 Prozent Wasserstoff in den vergangenen Monaten geprüft und konnte die technische Machbarkeit des Vorhabens bestätigen. Bei einer Umstellung werden die Leitungen selbst sowie die einzelnen Bauteile, wie Verdichtereinheiten oder Dichtungen, von unabhängigen

Experten geprüft. Je nach Bedarf und Ergebnis der Materialprüfung werden einzelne Bauteile ausgetauscht oder für die Wasserstoffnutzung angepasst. Nach einer erneuten, unabhängigen Prüfung werden die Leitungen von der zuständigen Behörde für die Wasserstoffnutzung freigegeben. Die vollständige Umstellung in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden bedarf etwa fünf Jahre, wobei die Kosten deutlich unter denen für einen etwaigen Neubau von Leitungen liegen.

3.3. Standort

„H2morrow“ möchte eine schnell umsetzbare Lösung für die erfolgreiche Dekarbonisierung der Industrie anbieten. Die Entscheidung für einen möglichen, zukünftigen Projektstandort ist auf Nordrhein-Westfalen, das industrielle Herz Deutschlands, gefallen.



Eine Vielzahl von CO₂-intensiven Industrien sind hier angesiedelt, darunter Stahlindustrie, Chemieparcs und Raffinerien, um nur einige zu nennen. Insgesamt hat die Region ein Dekarbonisierungspotenzial von über 59 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten bei den größten industriellen Emittenten – Kraftwerke dabei nicht eingeschlossen. Dazu zählen Unternehmen, die heute Erdgas nutzen und ihre Versorgung auf reinen Wasserstoff umstellen möchten. Aber auch für Industriezweige, die aktuell beispielsweise noch Energie aus Kohle nutzen, bietet Wasserstoff eine echte Alternative. Mit einigen dieser Unternehmen führt „H2morrow“ aktuell intensive Gespräche zum Projekt. So wurde mit ThyssenKrupp Steel bereits eine Absichtserklärung unterzeichnet, wodurch die Integration von klimaschonendem Wasserstoff in die zukünftigen Produktionsprozesse des Unternehmens untersucht werden soll.

Nicht zuletzt ist die Metropolregion Rhein-Ruhr mit rund zehn Millionen Einwohnern die bevölkerungsreichste Region Deutschlands. Die Städte sind durch ein dichtes Nahverkehrsnetz miteinander verbunden: Bahn- und Busbetriebshöfe sowie noch nicht elektrifizierte Bahnstrecken stellen perspektivisch zusätzliche Abnehmer dar.

Die Industrieregion ist durch eine dichte Pipelineinfrastruktur bestens erschlossen, die bereits erwähnte L-/H-Gas-Umstellung bietet eine einmalige Chance für das Projekt. Die lokale Verfügbarkeit von Salzkavernenspeichern, die für die saisonale Wasserstoffspeicherung genutzt werden können, rundet das Bild ab. Kein unwesentlicher Faktor ist zudem die gute Anbindung an den Rhein, da Binnenschiffahrtswege zentral für die angedachte CO₂-Logistikkette des Projekts sind.

3.4. CO₂-Logistik

Im Reformierungsprozess zur Wasserstoffherstellung fällt CO₂ als Nebenprodukt an. Durch dessen Abscheidung und langfristige Speicherung werden 95 Prozent der Emissionen eingespart.

Das CO₂ wird während der Reformierung abgespalten und in einem nächsten Schritt gereinigt. Damit es besser transportiert werden kann, wird das Gas direkt neben dem ATR bei etwa -50° C verflüssigt. Vor dem Transport wird das CO₂ auf dem Gelände zwischengespeichert. CO₂-Lastkähne bringen das Gas schließlich über den Rhein nach Rotterdam. Im dortigen Hub wird das CO₂ auf Hochseefrachter umgeladen und in Kollsnes an der Westküste Norwegens entladen. Dort wird das CO₂ in eine 120 Kilometer lange Unterwasserpipeline gespeist, durch die das CO₂ schließlich zur Verpressungsanlage gelangt, die das CO₂ mehr als 2.000 Meter tief in einen salinen Aquifer zur dauerhaften Speicherung pumpt.

Der Transport von CO₂ via Schiff ist geübte Praxis beispielsweise in der Nahrungsmittel- oder Getränkeindustrie. Dort wird CO₂ üblicherweise jedoch in kleineren Mengen gehandelt. Bei der Wasserstoffproduktion mit einem Reformer in der Größenordnung von einem Gigawatt fallen pro Jahr circa 1,9 Millionen Tonnen CO₂ an.

Um diese Mengen abzuwickeln und in regelmäßigen Abständen nach Rotterdam zu transportieren, würden pro Woche rund neun Binnenschiffe mit einer Transportkapazität von 3.500 Kubikmetern von der ATR-Anlage aus starten. Für den Transport von Rotterdam nach Kollsnes sind Tanker mit einer Kapazität von bis zu 30.000 Kubikmetern vorgesehen. Ein Schiff dieser Größe würde etwa alle sechs Tage von Rotterdam aus starten. Flüssiggastanker in dieser Größenordnung werden heute noch nicht für den CO₂-Transport eingesetzt. Das Projekt prüft derzeit die Entwicklung geeigneter Schiffe beispielsweise durch eine Umrüstung von LPG-Tankern.

Der Rotterdamer Hafen plant Investitionen in mehrere CO₂-Projekte mit verschiedenen Partnern und hat die Entwicklung eines großen CO₂-Hubs zum Ziel. Er bietet sich daher für „H2morrow“ an. Das erklärte Ziel der Projektpartner ist es, Synergieeffekte mit ähnlichen Projekten beispielsweise in den Niederlanden, Großbritannien oder Norwegen zu nutzen, um Umschlagplätze und Tanker für den Hochseetransport bestmöglich auszulasten.

Das CO₂ wird vom Umschlagzentrum in Rotterdam zum Terminal in Kollsnes und von dort per Unterwasserpipeline in geeignete Lagerstätten in der norwegischen Nordsee verbracht. „H2morrow“ plant die CO₂-Speicherung im Rahmen des „Northern-Lights“-Projekts, des norwegischen Staats in Kooperation mit anderen europäischen Energieunternehmen, darunter auch Equinor. Der Transport per Schiff bietet sich bei den angedachten Mengen und Transportwegen aufgrund der großen Flexibilität insbesondere in der Anfangsphase an.

3.5. CCOS – Carbon Capture and Offshore Storage

Bei der Erreichung der globalen Klimaziele wird die Speicherung von CO₂ eine wesentliche Rolle spielen. Die Technologie ist nach Meinung vieler Experten ein wichtiger Baustein im Portfolio einer dekarbonisierten Energieversorgung. So listet der IPCC im „Special Report: Global Warming of 1.5° C“ die Speicherung von CO₂ als eine Maßnahme zum Erreichen des 1,5-Grad-Ziels.²

Der Einsatz dieser Technologien ist umso drängender, da es in den letzten Jahren nicht gelungen ist, Emissionen maßgeblich zu reduzieren. Die internationale Ener-

² IPCC, 2018. Special Report, Global Warming of 1.5 °C, vgl. <https://www.ipcc.ch/sr15/>

gieagentur (IEA) rechnet vor, dass 14 Prozent der Emissionen abgeschieden und gespeichert werden müssen, um die Klimaziele von Paris – ganz zu schweigen von einer Zero-Carbon-Gesellschaft – zu erreichen.³

Die Technologie ist dabei nicht neu, sondern wird weltweit bereits vielerorts erfolgreich eingesetzt. „H2morrow“ will CCOS (Carbon Capture and Offshore Storage), die Abscheidung und anschließende Speicherung von CO₂ unter dem Meeresboden in salinen Aquiferen nutzen.

Weltweit schätzt das IPCC die Kapazitäten für eine Offshore-Speicherung auf über 2 Billionen Tonnen.⁴ Die Nordsee bietet hierfür optimale geologische Bedingungen. Hier gibt es potenzielle Lagerstätten mit enormen Kapazitäten, die sich mehrheitlich auf dem holländischen, britischen, dänischen und norwegischen Kontinentalschelf finden. Allein in der norwegischen Nordsee gibt es Potential für die Speicherung von mehr als 67 Milliarden Tonnen, was aktuell den deutschen CO₂-Gesamtemissionen von 80 Jahren entspricht. Der Betrieb von CO₂-Lagerstätten in großem Umfang wird zudem durch die Nähe zu europäischen Industriezentren sowie der jahrzehntelangen Erfahrung Norwegens mit Offshore-Operationen begünstigt.

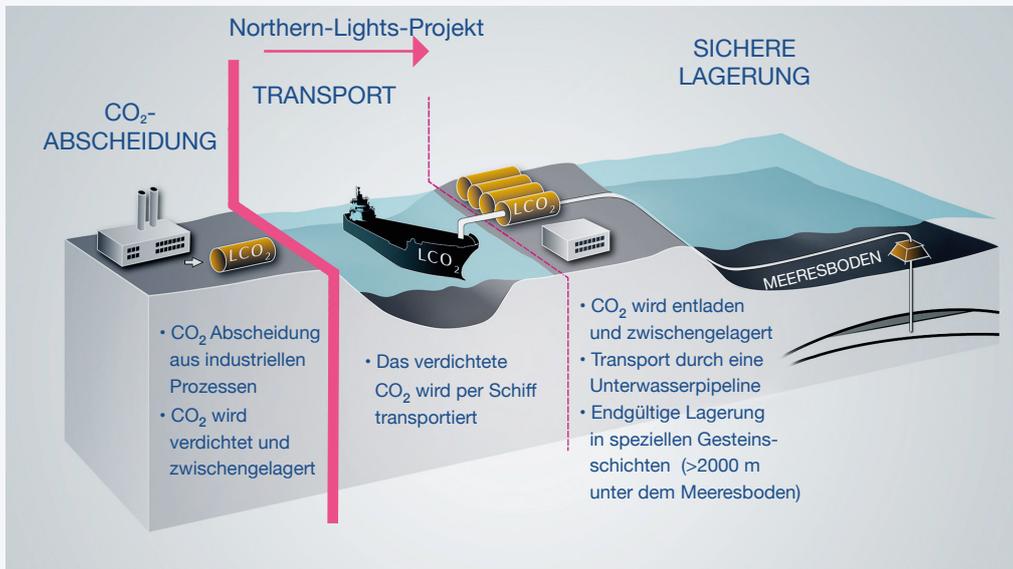
CO₂ wird im norwegischen Kontinentalschelf nicht, wie oft vermutet, in ehemaligen Erdgaslagerstätten gespeichert, sondern in speziellen Gesteinsschichten, salinen Aquiferen. Dies sind poröse Sandsteinschichten, die Salzwasser führen. Durch den durchlässigen Sandstein kann sich das CO₂ optimal in der Lagerstätte verteilen. Geeignete Formationen haben außerdem eine umfangreiche Deckschicht aus undurchlässigem Gestein, die als Dichtung fungiert und ein Entweichen verhindert. Ein Teil des eingelagerten CO₂ löst sich im Salzwasser der Gesteinsschicht, ein Teil lagert sich in den Poren des Gesteins ein. Langfristig reagiert das im Wasser gelöste CO₂ mit dem Gestein der Lagerstätte und verfestigt sich. Dadurch wird das CO₂ dauerhaft in einem festen Gestein eingeschlossen. Heute genutzte Erdgasfelder entstanden übrigens auf dieselbe Weise: Erdgasmoleküle lagerten sich vor Millionen von Jahren in porösem Gestein ab und wurden dort eingebettet.

CCOS wird von Equinor bereits seit über 20 Jahren im Einklang mit den norwegischen und EU-Richtlinien zur CO₂-Speicherung erfolgreich angewandt, vornehmlich um überschüssiges CO₂ aus der Erdgasproduktion zu lagern. Bisher wurden von Equinor bereits über 20 Millionen Tonnen CO₂ sicher unter dem Meeresboden der Nordsee und der Barentssee verbracht. Diese Lagerstätten werden eng kontrolliert; bisher wurden keine Lecks festgestellt. Das Verfahren ist in Norwegen fest etabliert und wird von Staat und Gesellschaft unterstützt.

³ International Energy Agency, 2017. Energy Technology Perspectives 2017, vgl. <https://webstore.iea.org/energy-technology-perspectives-2017>

⁴ IPCC, 2005. Special Report: Carbon Dioxide Capture and Storage, vgl. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_summaryforpolicymakers-1.pdf

CO₂-Transport und Offshore-Speicherung im Northern-Lights-Projekt



Equinor betreibt seit über 20 Jahren CCOS und ist Partner des Northern-Lights-Projekts. Hier soll bis Ende 2023 erstmals eine komplette Wertschöpfungskette für den Transport und die Einlagerung von CO₂ unter dem Meeresboden aufgebaut werden.

Quelle: Gassnova

Ist das CO₂ einmal eingespeist, wird sein Verhalten in den Lagerstätten streng beobachtet. Durch seismische Kontrollen kann genau überwacht werden, wo sich das Gas befindet. Die gewonnenen Daten aus diesen Projekten teilt Equinor mit Wissenschaftlern und Partnern weltweit. Bisher konnten keinerlei Sicherheitsrisiken oder Folgen für Gesundheit und Umwelt festgestellt werden.

„Northern-Lights“ von Gassnova ist die geplante Lagerstätte für das CO₂ aus dem „H2morrow“-Projekt. Die Inbetriebnahme für das Projekt zur Lagerung von industriellen CO₂-Emissionen aus ganz Europa ist für das Jahresende 2023 geplant, sodass Logistik und Transportketten zum Start von „H2morrow“ bereits fest etabliert sein werden.

3.6. Regulatorischer Kontext

Im aktuellen internationalen Rechtsrahmen finden sich noch Hürden für die Umsetzung von „H2morrow“ und ähnlichen Projekten in Deutschland. Weiter muss Wasserstoff umfassend und technologieoffen in der deutschen Gesetzgebung berücksichtigt werden, um sein Potenzial zum Erreichen der deutschen Klimaziele ausschöpfen zu können.

Um die Kosten im „H2morrow“-Projekt möglichst niedrig zu halten, ist eine grenzüberschreitende CO₂-Lieferkette sinnvoll. Da die großen Offshore-Pipelines von Norwegen mittelfristig nicht auf Wasserstoff umgestellt werden können, wird das Erdgas erst in Deutschland zu Wasserstoff reformiert. Das abgeschiedene CO₂ muss dann über Ländergrenzen hinweg zur sicheren Offshore-Speicherung ins Ausland transportiert werden.

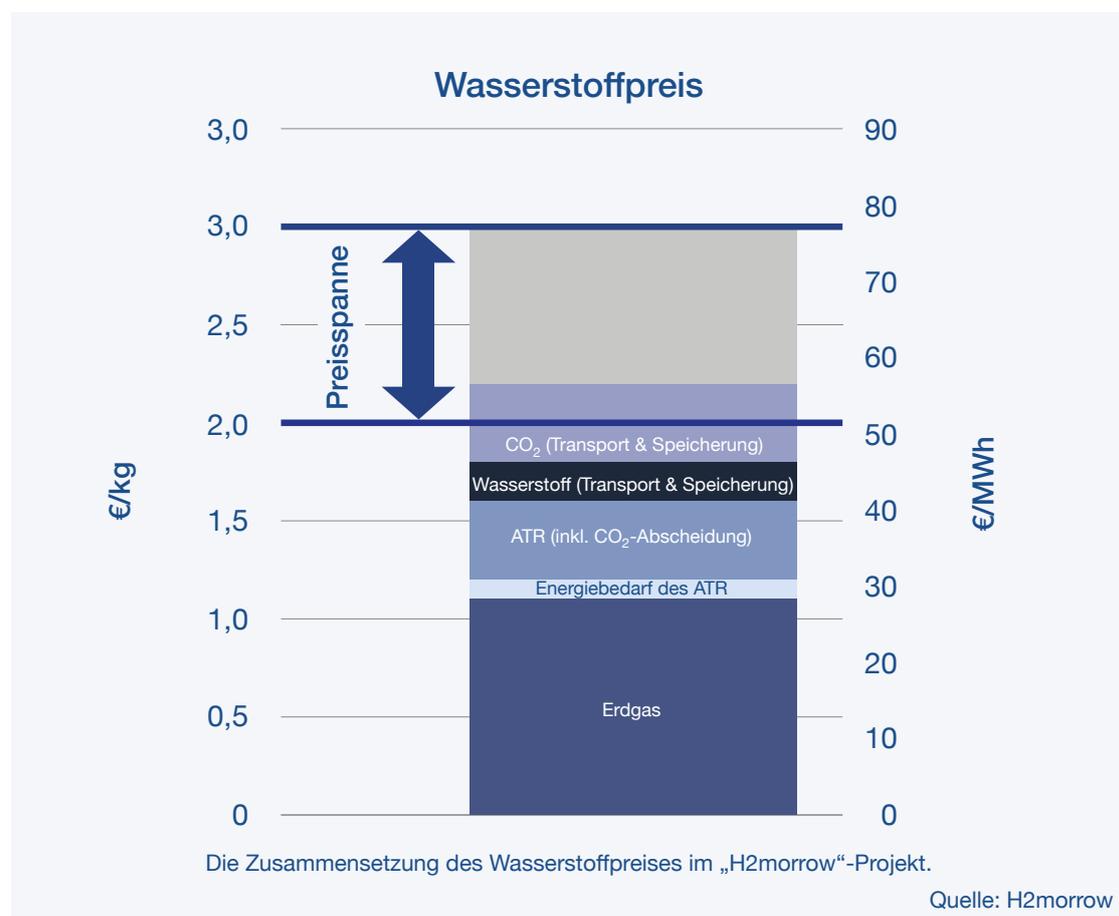
Dieser Transport wird durch die Londoner Konvention von 1972 geregelt. Das Abkommen ist bereits angepasst, um CO₂-Transport zur Speicherung zu ermöglichen. Die Mehrheit der Unterzeichner, darunter auch Deutschland, hat die Änderung jedoch noch nicht ratifiziert. Alternativ kann auch der Abschluss von bilateralen oder multilateralen Abkommen zwischen beteiligten Staaten eine Möglichkeit darstellen, den Transport zu ermöglichen.

4. Base Case: Preise und Kosten

Der spätere Preis für den so produzierten Wasserstoff setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen. Insgesamt ergibt sich ein Preis von circa 50-80 Euro pro Megawattstunde oder 2-3 Euro pro Kilo Wasserstoff. Die CO₂-Kosten des Projekts bewegen sich in einem Rahmen von 50-70 Euro pro Tonne CO₂.

Die größten Bestandteile der Kosten sind der Erdgaspreis, der CO₂-Transport und die Offshore-Speicherung sowie die Kapitalkosten für den ATR. Weitere Kosten entstehen durch den Energiebedarf des Reformers, die Umstellungskosten der Infrastruktur sowie einen Wasserstoffspeicher. Die sensibelste Komponente in dieser Berechnung ist der Gaspreis, der stark von den zukünftigen Entwicklungen des weltweiten Energiemarktes abhängt. Die Annahmen für die Entwicklung des Erdgaspreises von „H2morrow“ beruhen auf den Prognosen des unabhängigen norwegischen Zertifizierungsinstituts DNV GL.⁵

Der Investitionsbedarf für den Bau des ATR, die Verflüssigung des CO₂ und den Umbau der Leitungen sowie den Aufbau einer CO₂-Logistik werden auf rund eine Milliarde Euro geschätzt.



⁵ DNV GL, 2019. Hydrogen in the electricity value chain, vgl. <https://www.dnvgl.com/publications/hydrogen-in-the-electricity-value-chain-141099>

5. Wasserstoff und die Entwicklung des deutschen Energiemixes

Deutschlands Emissionen gehen zwar beständig zurück, allerdings viel zu langsam. Um die Ziele für 2030 zu erreichen, müsste laut Umweltbundesamt (UBA)⁶ die jährliche Minderung mehr als verdreifacht werden. Klar ist auch: Je länger diese erforderlichen Maßnahmen aufgeschoben werden, desto teurer wird es, die festgesetzten Ziele zu erreichen.

„H2morrow“ und Wasserstoff aus dekarbonisiertem Erdgas können einen wesentlichen Beitrag leisten, massive CO₂-Einsparungen in einem relativ schnellen Zeitraum zu ermöglichen. Zudem ermöglicht ein Pilotprojekt dieser Größe den schnellen Hochlauf eines Wasserstoffmarktes. Dies unterstützt auch Elektrolyse-Anlagen und Anbieter von erneuerbarem Wasserstoff: Kleinere Projekte profitieren von bereits aufgebauten Absatz-, Transport- und Vertriebsstrukturen.

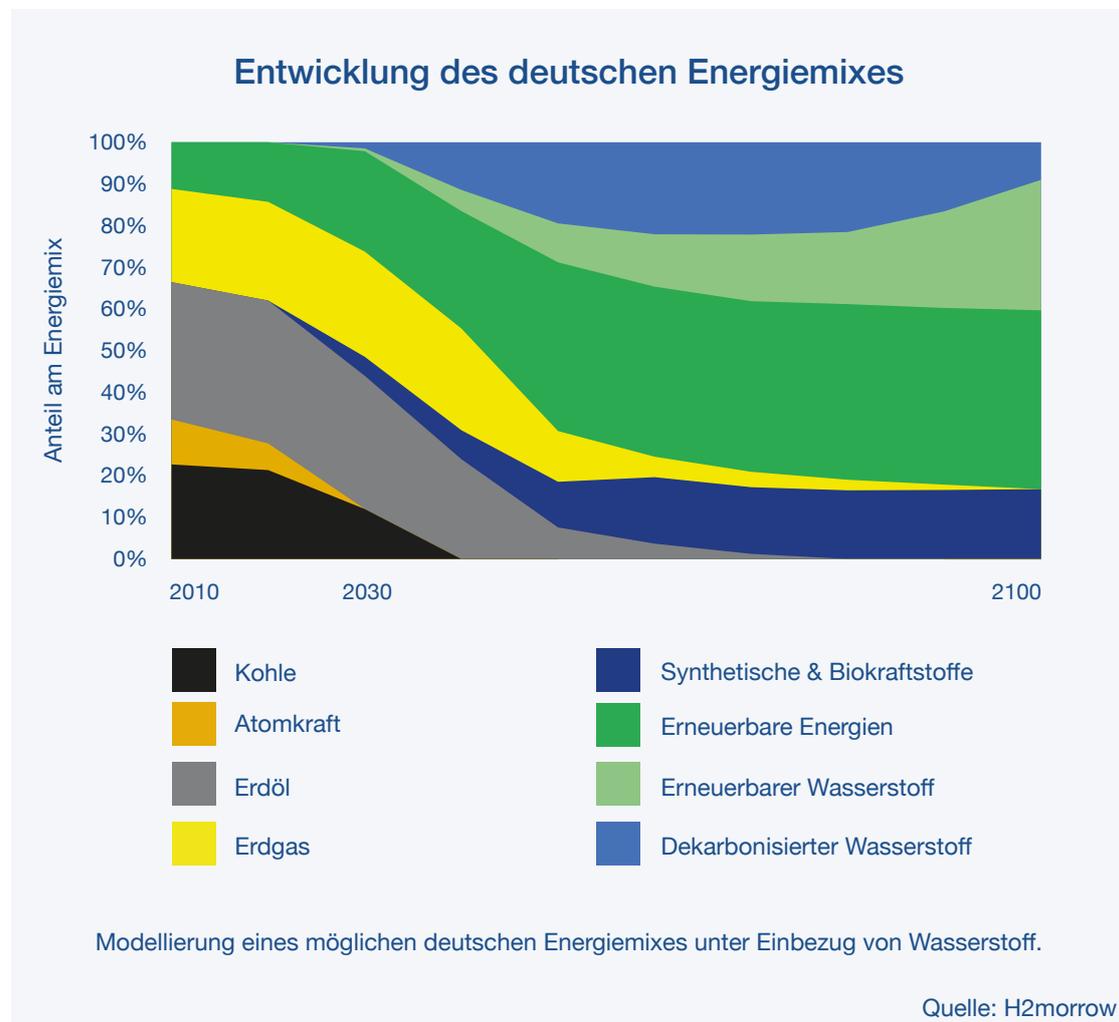
Die Vorteile von Wasserstoff werden als Schlüssel für eine effiziente Energiewende derzeit in Deutschland zwar intensiv diskutiert, gleichzeitig gibt es aber nur wenige belastbare Energieszenarien, die seine ausgedehnte Nutzung abbilden. Im Rahmen des „H2morrow“-Projekts wurde eine Entwicklung des deutschen Energiemixes unter Einbezug von Wasserstoff berechnet.

Ausgehend von der aktuellen Ist-Zusammensetzung des deutschen Energiemixes werden Kohle (Stein- und Braunkohle) und Kernenergie mittelfristig aus dem Energiemix herausfallen. Dabei wird im Modell Kernenergie ab 2022 und Kohle ab 2038 in Deutschland nicht mehr zur Energieerzeugung eingesetzt. Die fehlende Stromerzeugungskapazität (2017: Nettoleistung Kohle 42,6 Gigawatt; Nettoleistung Kernenergie ~ 10 Gigawatt) wird durch den sinkenden Strombedarf infolge kontinuierlicher Effizienzsteigerungen, den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien sowie Erdgaskraftwerke ersetzt. Der Erdgasverbrauch wird langfristig stark zurückgehen, jedoch vor allem für die Back-up-Stromerzeugung noch sehr lange eine Rolle spielen.

Ab Mitte 2020 beginnt die Umstellung der Industrie auf Wasserstoff. Aufgrund der hohen Mengenbedarfe, die ad hoc bereitgestellt werden müssen, wird dekarbonisierter Wasserstoff hier eine wichtige Rolle spielen. Der hohe Wasserstoffbedarf der Industrie, kombiniert mit dem entsprechenden Aufbau einer Wasserstofflogistik und -speicherung zur Absicherung der Versorgung, führt zu einer steigenden Nachfrage in anderen Sektoren, wie Mobilität, Stromerzeugung und im kleineren Umfang dem Haushalts-Wärmemarkt.

⁶ Umweltbundesamt, 2019. Europäische Energie- und Klimaziele, vgl. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/europaeische-energie-klimaziele>

Diese Entwicklung auf der Nachfrageseite bereitet den Markt für einen weltweiten Hochlauf von erneuerbarem Wasserstoff vor. Dieser muss in größeren Mengen aus Ländern mit höheren Sonnen- und Windressourcen nach Deutschland importiert werden.



Der steigende Hochlauf von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien wird Wasserstoff aus dekarbonisiertem Erdgas ergänzen und ersetzen, wenn ausreichende und wettbewerbsfähige Mengen erreicht sind. Neben den direkt eingesparten Emissionen durch die Nutzung des dekarbonisierten Wasserstoffs ermöglicht „H2morrow“ durch die Bereitstellung der Infrastruktur somit außerdem den Anstich von weiteren wichtigen Innovationen sowie einer breiten und diversifizierten Wasserstoffindustrie.

Ergänzt wird der Energiemix durch die wachsende Erzeugung und den Import von Biomethan sowie von flüssigen Bio- und synthetischen Kraftstoffen, welche nach und nach den Einsatz von Mineralöl in Deutschland ersetzen. Die inländische Erzeugung wird weiterhin stattfinden, allerdings nur in geringem Umfang. Berechnungen

der dena zufolge liegt das deutsche Potenzial für Biomethan bei 100 Terawattstunden pro Jahr (aktuelle Einspeisung ins Gasnetz: 9 Terawattstunden pro Jahr).

Die Modellierung bestätigt damit die Ergebnisse der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ von 2018, der zufolge ein Technologiemix die Kosten der Energiewende senkt und Klimaziele schneller erreicht.⁷ Wasserstoff aus dekarbonisiertem Erdgas schafft insbesondere in der Anfangsphase der Umstellung Systemsicherheit zu geringeren Kosten. Im Zusammenspiel mit erneuerbarem Wasserstoff werden so langfristig die besten Kosten-Nutzen-Effekte erzielt.

⁷ dena, 2018. Leitstudie „Integrierte Energiewende“, vgl. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf

6. Ausblick

Seit Beginn der Zusammenarbeit Anfang 2018 konnten Equinor und OGE belegen, dass Wasserstoff in großen Mengen zu vertretbaren Kosten in Deutschland hergestellt und dem Markt zur Verfügung gestellt werden kann. Dabei können signifikante CO₂-Einsparpotenziale für die deutsche Industrie in einer relativ kurzen Zeitspanne realisiert werden.

In der nächsten Phase der Zusammenarbeit werden Gespräche mit möglichen zukünftigen Abnehmern aus der Industrie geführt und die technischen Details der Anlage, der Infrastruktur sowie der CO₂-Logistik tiefergehend analysiert. Auch die regulatorischen Hürden zur erfolgreichen Umsetzung des Projekts sollen überwunden werden. Die vollständige Wertschöpfungskette des Projekts könnte bis 2030 in Betrieb genommen werden.

Das Pilotprojekt soll aber nur der Anshub für eine großflächige, diversifizierte Wasserstoffindustrie in Deutschland sein. Die Projektpartner möchten mit anderen beteiligten Akteuren ausloten, wie das Wasserstoffnetz perspektivisch erweitert werden könnte. Gemeinsam soll festgestellt werden, wie nicht nur die Pilotregion, sondern auch weitere Teile Deutschlands und der europäischen Nachbarstaaten mit Wasserstoff versorgt werden können, um einen echten europäischen Wasserstoffmarkt aufzubauen.



Die beteiligten Unternehmen

Equinor ASA

Equinor ist ein internationales Energieunternehmen, Europas zweitgrößter Gaslieferant und der größte Betreiber von Gas- und Ölproduktionsanlagen auf hoher See. Ein schnell wachsendes Portfolio in den Bereichen Offshore-Wind und Solarenergie kennzeichnet Equinor's Entwicklung hin zu einem breit aufgestellten Energieunternehmen. Das derzeitige Offshore-Windportfolio von Equinor kann mehr als eine Million europäische Haushalte mit erneuerbarer Energie versorgen.



Open Grid Europe GmbH (OGE)

Open Grid Europe betreibt in Deutschland das größte Fernleitungsnetz mit einer Länge von rund 12.000 km. Die rund 1.450 Mitarbeiter sorgen bundesweit für einen sicheren, umweltschonenden und kundenorientierten Gastransport.



Durch Kooperation mit den europäischen Fernleitungsnetzbetreibern schafft OGE die Voraussetzungen für einen grenzüberschreitenden Gastransport und -handel. Als kunden- und serviceorientierter Dienstleister unterstützt das Unternehmen aktiv die Energiewende, indem Infrastrukturen kontinuierlich verbessert werden.

Kontakt

Equinor Deutschland GmbH

Bertolt-Brecht-Platz 3
10117 Berlin
www.equinor.de

Bjarne Lauritz Bull Berg

Country Manager Deutschland
+49 30 5858134 40
bbul@equinor.com

Nina Scholz

Stellv. Leiterin Büro Berlin
+49 30 5858134 40
nsch@equinor.com

Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstr. 5
45141 Essen
www.open-grid-europe.com

Alexander Land

Leiter Kommunikation & Energiepolitik
+49 201 3642-12620
alexander.land@open-grid-europe.com

Marc Ratajczak

Kommunikation & Energiepolitik
+49 201 3642-14843
marc.ratajczak@open-grid-europe.com