Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende

Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis

Peter Adam
Vice President Business Development Oil & Gas
Siemens Energy

Frank Heunemann
Managing Director
Nowega GmbH

Christoph von dem Bussche
Managing Director
Gascade Gastransport GmbH

Stefan Engelshove
Vice President Oil & Gas Germany
Siemens Energy

Thomas Thiemann
Senior Vice President Energy Transition Technologies
Siemens Energy

„Die Zeit für Wasserstoff und die dafür nötigen Technologien ist reif. Wir müssen daher jetzt die Potenziale für Wertschöpfung, Beschäftigung und den Klimaschutz erschließen und nutzen. Denn Wasserstoff wird ein Schlüsselrohstoff für eine erfolgreiche Energiewende sein. Er wird als Energieträger der Zukunft sowohl in Deutschland als auch weltweit einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten."

Peter Altmaier, Bundesminister für Wirtschaft und Energie am 10. Juni 2020[1]

Haftungsausschluss

Dieses Dokument enthält Informationen allgemeiner Art und geht weder auf die Umstände einer bestimmten Person, Organisation oder Projektanlage ein, noch stellt es eine umfassende oder vollständige Erklärung der besprochenen Angelegenheiten oder der damit zusammenhängenden Gesetze dar. Es wird nur zu Informationszwecken zur Verfügung gestellt, und Sie sollten die hierin enthaltenen Informationen nicht als Rechts-, Steuer-, Investitions-, Finanz- oder andere professionelle Beratung auslegen. Dieses Dokument enthält auch allgemeine Informationen über Produkte und Dienstleistungen von Siemens Energy und kann ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Allgemeine Beschreibungen von Produkten, Dienstleistungen und erwarteten Fähigkeiten oder Vorteilen gelten möglicherweise nicht für bestimmte Anwendungen oder können nicht in allen Fällen realisiert werden. Nichts in diesem Dokument ist als Gewährleistung oder Garantie für die hier beschriebenen Informationen, Produkte, Dienstleistungen oder Komponenten zu verstehen oder auszulegen.

[1] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/20200610-globale-fuehrungsrolle-bei-wasserstofftechnologien-sichern.html

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary 3
Vorwort 4

1 **Wasserstoff: Überblick** 6
Grüner Wasserstoff als Energieträger der Zukunft 7

2 **Erzeugung** 8

3 **Bereitstellung** 9
1. Werthaltigkeit der bestehenden Gasinfrastruktur 9
2. Pipelinekapazität bei der Umstellung auf Wasserstoff 9
3. Eignung der Pipelines für den Wasserstoffbetrieb 12
4. Anforderungen an die Verdichtung für den Transport 14

4 **Speicherung** 19
1. Bestehende Gasspeicherkapazitäten 19
2. H_2-Readiness der deutschen Gasspeicher 19

5 **Wasserstoffwirtschaft im Betrieb** 22
1. Systemhochlauf und erste Modellprojekte 23
2. Integration in den deutschen und internationalen Gasmarkt 27

6 **Wirtschaftlichkeit** 30
1. Investitions- und Produktionskosten 30
2. Rechtliche Rahmenbedingungen 31

7 **Ausblick** 32

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

Executive Summary

Eine bedarfsgerechte Wasserstoffinfrastruktur bildet im Rahmen der Sektorintegration – Hand in Hand mit dem Ausbau der Stromnetze – den zentralen Baustein für eine verlässliche Versorgung industrieller, öffentlicher und privater Abnehmer mit CO_2-freier Energie:

- Wasserstoff kann mit Energie aus regenerativen Quellen in großen Mengen per Elektrolyse CO_2-frei hergestellt, gespeichert, über Gasnetze transportiert und bereitgestellt, sowie in die internationalen Gasmärkte integriert werden.
- **Reiner Wasserstoff bietet als Energieträger in Pipelines eine nahezu vergleichbare Transport-Energiedichte wie Erdgas und ist damit in der Lage, die benötigten Kapazitäten klimaneutraler Energie am Markt bereitzustellen.**
- **Die sehr gut integrierten deutschen und europäischen Erdgas-Fernleitungsnetze stellen eine volkswirtschaftlich günstige Möglichkeit dar, große Energiemengen bedarfsgerecht zu verteilen. Die Leitungsnetze sind vorhanden, gesellschaftlich akzeptiert und können mit einem Investitionsaufwand von schätzungsweise 10-15% eines Neubaus schrittweise auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden*.**
- Die auf erneuerbaren Energien basierende Erzeugung von Wasserstoff unterliegt starken Fluktuationen. Konkrete Modellrechnungen zeigen, dass die bedarfsgerechte Versorgung der Abnehmer über bestehende Gasspeicher sowie – übergangsweise – ergänzend mit „blauem" Wasserstoff sichergestellt werden kann. Um den Anteil des grünen Wasserstoffs zu erhöhen, ist ein konsequenter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung erforderlich.
- Die Technologien zur Umstellung der Gasinfrastruktur auf Wasserstoffbetrieb sind größtenteils vorhanden; die großtechnische Anwendung mit einer hohen technischen Standardisierung führt absehbar zu ökonomisch sinnvollen Lösungen.
- Für die marktgerechte Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft braucht es einheitliche und angemessene Rahmenbedingungen, um die Wettbewerbsfähigkeit von klimaneutralem Wasserstoff auf dem Energiemarkt sicherzustellen. Parallel muss der Regulierungsrahmen für die Netze angepasst werden, um den Transport von Wasserstoff in den öffentlich zugänglichen Gasnetzen zu ermöglichen.
- Verschiedene regionale Modellprojekte zur Etablierung von Wasserstoffwirtschaften mit industriellen Abnehmern sind bereits in Planung. Ein Ausbau dieser Modellprojekte kann bis 2030 die Grundlage für eine deutschland- und europaweite Wasserstoffwirtschaft bilden.

* Berechnungen basieren auf allgemeinen Beobachtungen und Annahmen; die spezifischen Bedingungen einer bestimmten Pipeline-Anlage müssten inspiziert und bewertet werden, bevor spezifische Details bezüglich der Umrüstungskosten gemäß der anwendbaren Codes und Anforderungen dieser bestimmten Anlage berechnet werden können.

Vorwort

Die Energiewende stellt alle Volkswirtschaften vor große wirtschaftliche und logistische Herausforderungen.

Eine zentrale Fragestellung bei der Umstellung auf erneuerbare Energien lautet, wie diese Energien effektiv gespeichert und bereitgestellt werden können. Da die regenerative Stromerzeugung starken natürlichen Fluktuationen unterliegt, braucht es leistungsstarke und bedarfsgerechte Speicher- und Transportlösungen, um die unvermeidbaren Differenzen am Energiemarkt auszugleichen. Im Gegensatz zur vorhandenen Gas- und Strominfrastruktur unterliegt der Neubau der erforderlichen Infrastrukturen aufwändigen und komplexen Planungs- und Genehmigungsverfahren.

Die Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft eröffnet vergleichsweise günstige und kurzfristig umsetzbare Lösungen für die oben genannten Herausforderungen. Zahlreiche Länder einschließlich der EU haben Wasserstoff bereits als Energieträger der Zukunft identifiziert, um – ergänzend zum Ausbau der Stromnetze – die Dekarbonisierung der Wirtschaft voranzutreiben, die Sektorintegration zu fördern und die Klimaziele zu erreichen.

Zum einen ist Wasserstoff als Energieträger per se ein Speichermedium. Ähnlich wie Erdgas lässt es sich in großen Untergrundspeichern vorhalten, per Pipeline zum Endverbraucher transportieren und erzielt eine ähnlich hohe Transport-Energiedichte.

Zum anderen verfügen Länder wie Deutschland über sehr gut ausgebaute und in den internationalen Markt integrierte Erdgas-Fernleitungsnetze. Wie aktuelle Untersuchungen und Modellprojekte zeigen, lassen sich die bestehenden Netze mit vergleichsweise geringem Aufwand – insbesondere ohne die aufwändigen Verfahrensschritte eines Neubaus – sukzessive und bedarfsorientiert auf Wasserstoffbetrieb umstellen.

Anhand konkreter Modellprojekte untersucht das vorliegende Papier aus der Perspektive von Technologieunternehmen und Netzbetreibern, wie eine deutsche und europäische Wasserstoffinfrastruktur auf Basis der vorhandenen Erdgas-Bestandsanlagen in der Praxis aussehen könnte, welche Chancen sie bietet und welche Herausforderungen für eine erfolgreiche Umstellung zu überwinden sind.

Prof. Dr. Armin Schnettler
Executive Vice President
New Energy Business,
Siemens Energy

Frank Heunemann
Managing Director
Nowega GmbH

Christoph von dem Bussche
Managing Director
Gascade Gastransport GmbH

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

1 Wasserstoff: Überblick

Wasserstoff ist das häufigste Element im Universum und mit einem Molekulargewicht von 2 (0,09 kg/m_N^3) das leichteste aller Gase. Sein Schmelzpunkt liegt bei −259,14 °C. Auf der Erde kommt er in gebundener Form, meist als Wasser (H_2O) vor. Wasserstoff ist nicht giftig, nicht korrosiv, nicht selbstentzündlich und verbrennt ohne Emission von CO_2 zu Wasserdampf.

Zwar verfügt Wasserstoff aufgrund seines extrem niedrigen Gewichts mit 3 kWh/Nm³ nur über eine geringe volumenbezogene Energiedichte (zum Vergleich Methan: 10 kWh/Nm³), seine massenbezogene Energiedichte liegt mit rund 33 kWh/kg jedoch deutlich höher (Methan: 14 kWh/kg). Aus diesem Grund lässt sich durch Komprimierung die Energiedichte technisch auf ein dem Erdgas vergleichbares Niveau erhöhen[2]. Als Gas kann Wasserstoff in großen Mengen in Pipelines transportiert und in Gasspeichern gespeichert werden. Als Energieträger kann Wasserstoff in der Industrie und beim Endverbraucher in Brennstoffzellen für Mobilitäts- und Heizanwendungen genutzt oder in Turbinen verstromt werden. Zugleich dient er als Roh- und Ausgangsstoff für zahlreiche industrielle Anwendungen.

Die Erzeugung von Wasserstoff kann auf unterschiedlichen Wegen erfolgen – von „grauem“, CO_2-intensiv gewonnenem, über CO_2-neutralen „blauen“ bis zu CO_2-freiem „grünem“ Wasserstoff aus regenerativen Energien.

i

Wasserstoff: Kategorisierung nach CO_2-Bilanz

Im öffentlichen Diskurs wird Wasserstoff häufig vereinfachend mit bestimmten „Farben“ bezeichnet, um auf die Art und CO_2-Bilanz der Herstellung zu verweisen. Im Rahmen der vorliegenden Betrachtung sind nach dieser „Farbenlehre“ (neben anderen Formen der Erzeugung) insbesondere „grüner“, „grauer“ und „blauer“ Wasserstoff relevant:

- **Grüner Wasserstoff** wird per Wasserelektrolyse hergestellt: Dabei wird Wasser durch elektrischen Strom und mithilfe eines Elektrolyten in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Wenn der für die Elektrolyse erforderliche Strom ausschließlich aus regenerativen, CO_2-freien Quellen stammt, ist der gesamte Produktionsprozess vollständig CO_2-frei.
- **Blauer Wasserstoff** wird CO_2-neutral aus fossilen Energieträgern erzeugt. Dabei wird das anfallende CO_2 abgeschieden und gespeichert oder weiterverwendet („Carbon Capture and Storage (CCS)“, bzw. „Carbon Capture Usage (CCU)“).
- **Grauer Wasserstoff** wird aus fossilen Brennstoffen gewonnen. Dazu wird beispielsweise Erdgas unter Hitze in Wasserstoff und CO_2 umgewandelt („Dampfreformierung“). Für die Produktion einer Tonne Wasserstoff aus Methan fallen dabei ca. neun Tonnen CO_2 an.

[2] Zu den Transportkapazitäten und technischen Voraussetzungen s. Kapitel 3, Abschnitt 2 - 4, S. 10 ff.

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

1 Grüner Wasserstoff als Energieträger der Zukunft

Mit seiner vollständig CO_2-freien Erzeugung bietet „grüner" Wasserstoff das Potenzial für eine dauerhafte Dekarbonisierung der Energielandschaft und die Einhaltung der Klimaziele. Dieses Potenzial ist heute noch weitgehend unerschlossen:

- Jährlich werden weltweit etwa 75 Millionen Tonnen Wasserstoff erzeugt[3]. Die Produktion erfolgt zu ca. 95% in Raffinerien, in der Düngemittelherstellung und in petrochemischen Anlagen als Grundstoff für die Weiterverarbeitung in unterschiedlichen Industriezweigen[4]. Abseits spezialisierter Branchen wird Wasserstoff bislang jedoch nicht in größerem Maßstab als Energieträger genutzt.
- Ca. 95% des Wasserstoffs werden „grau" und „blau" durch Dampfreformation aus Methan, Öl oder Kohle gewonnen; für eine Tonne Wasserstoff fallen damit durchschnittlich etwa neun Tonnen CO_2 an[5]. Energie aus regenerativen Quellen findet bislang hingegen kaum Verwendung.

Um regenerative Energien mithilfe von grünem Wasserstoff flächendeckend und branchenübergreifend nutzbar zu machen, bedarf es neben einer ausreichenden Kapazität für die grüne Strom- und Wasserstofferzeugung vor allem einer Speicher- und Transportnetzinfrastruktur, die den Bedarf von Wirtschaft und Verbrauchern effektiv und verlässlich bedienen kann.

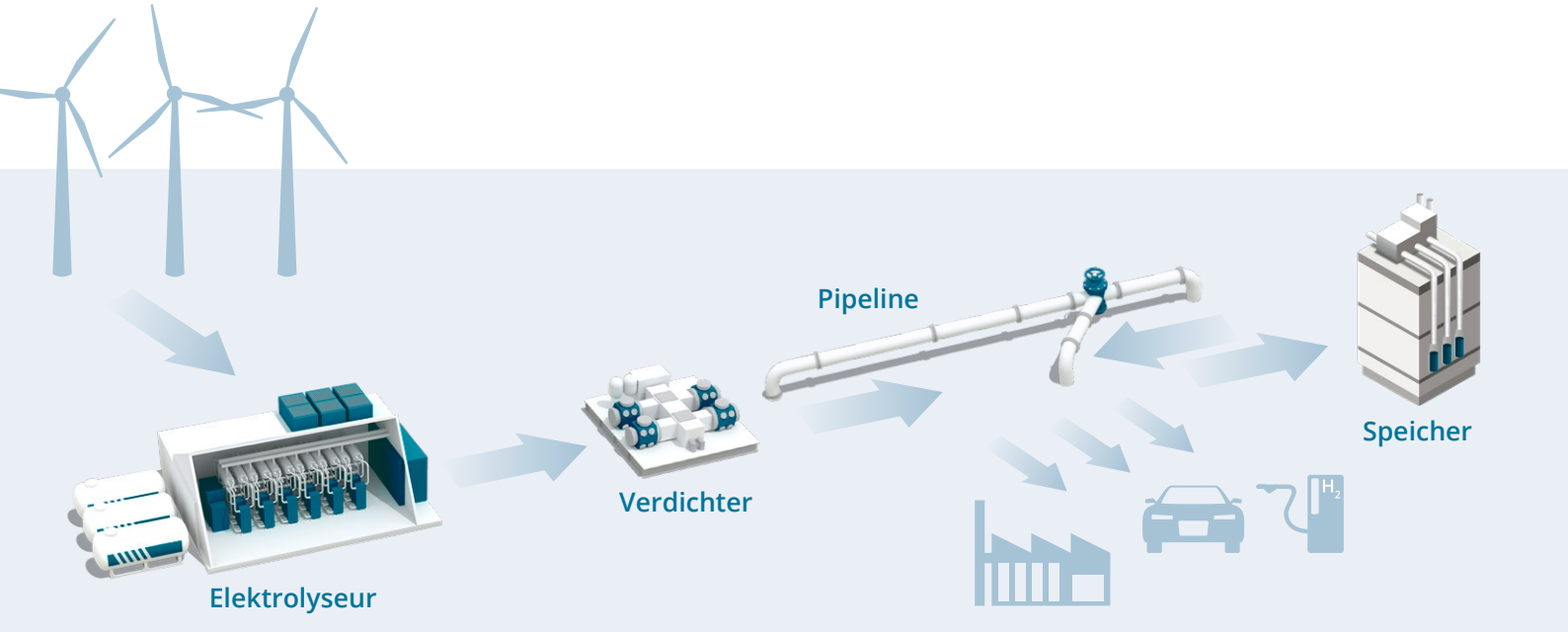

Bild 1: Kernelemente Erzeugung – Verdichtung – Transport und Speicherung

[3] Hydrogen Council; GrandViewResearch; IEA; McKinsey.
[4] Dr. Andreas Bode, BASF SE, „Methane Pyrolysis – a potential new process for hydrogen production without CO_2 emission", Niedersächsische Energietage, 06.11.2019.
[5] s.o.

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

2 Erzeugung

Die industrielle Erzeugung von grünem Wasserstoff erfolgt mittels Wasserelektrolyse unter ausschließlicher Verwendung regenerativ erzeugter Energie. Bei der großtechnischen Erzeugung wird in einem Elektrolyseur übliches, demineralisiertes Wasser mit elektrischem Strom in Sauerstoff und Wasserstoff gespalten[6]. Im Gegensatz zur herkömmlichen Methode der Dampfreformierung z.B. aus Erdgas („grau“ oder „blau“) verläuft diese Art der Produktion vollständig CO_2-frei. Für die Erzeugung einer Tonne Wasserstoff werden dabei ca. 55 MWh elektrischer Energie benötigt.

Kommerziell verfügbare Wasser-Elektrolysesysteme für den industriellen Einsatz werden heute i.d.R. als alkalische Elektrolyse mit dem Elektrolyt Kaliumhydroxyd oder als „Proton Exchange Membrane“ (PEM) Elektrolyse mit einer protonendurchlässigen Polymermembran ausgeführt.

Bei der alkalischen Wasserelektrolyse handelt es sich um eine seit vielen Jahren im Markt etablierte Technologie, die keinen Edelmetalleinsatz erfordert.

Die noch recht junge PEM Elektrolyse erzielt hingegen eine deutlich höhere Leistungsdichte und sehr hohe Leistungsflexibilität. Damit eignet sie sich auch zur Netzstabilisierung und für die fluktuierende Stromeinspeisung durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Da diese Technologie erst in den letzten Jahren in den Megawatt-Bereich skaliert wurde, sind noch signifikante Kostensenkungen bei der großtechnischen Anwendung zu erwarten.

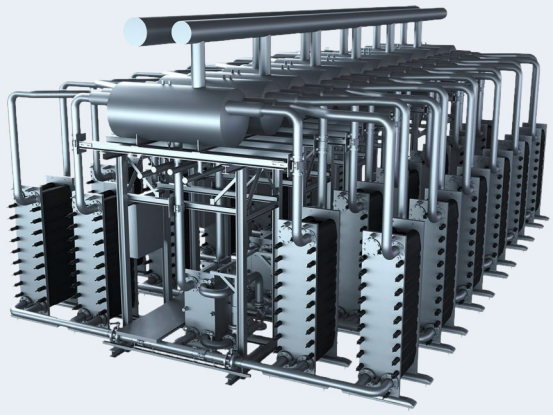

Bild 2: Moderner PEM Elektrolyseur für großtechnische Anwendungen[7]

Bild 2 zeigt beispielhaft einen modernen PEM Elektrolyseur für großtechnische Anwendungen mit einer Leistungsaufnahme von 17,4 MW und einer Produktion von ca. 330 kg Wasserstoff pro Stunde. Der Systemwirkungsgrad liegt (abhängig von der Betriebsweise) bei ca. 75%. Als Nebenprodukte entstehen Sauerstoff und Niedertemperaturwärme, die über angeschlossene Anwendungen ebenfalls genutzt

[6] Bei der Verwendung von entsalztem Meerwasser werden für die Elektrolyse zusätzlich ca. 5 MWh Energie pro Tonne Wasserstoff benötigt.
[7] Quelle: Siemens Energy; Modell: Silyzer 300.

3 Bereitstellung

Wird der Wasserstoff nicht direkt am Ort der Nutzung erzeugt, muss er – unabhängig von der Art seiner Erzeugung – transportiert werden. Hierfür gibt es unterschiedliche technische Verfahren: beispielsweise als Gas in Hochdruckbehältern, als verflüssigtes Gas in thermisch gedämmten Behältern, weiterverarbeitet zu Methanol oder Ammoniak in flüssiger Form oder chemisch gelöst in einem Trägermedium mittels sog. „Liquid Organic Hydrogen Carriers" („LOHC")[8].

Besonders wirtschaftlich ist der Transport in Rohrleitungen („Pipelines"). Mit Blick auf den hohen Heizwert und die Komprimierbarkeit des Wasserstoffs lässt sich dabei eine außergewöhnlich hohe Energie-Dichte erzielen: Im Vergleich zu einer 380 KV Doppelsystem-Freileitung mit 1,5 GW kann eine Gasleitung (DP 80, DN 1000) im Erdgas- wie im Wasserstoffbetrieb die bis zu zehnfache Leistung übertragen – bei rund einem Vierzehntel der spezifischen Kosten[9].

Schon heute sind weltweit Pipelinesysteme mit einer Länge von jeweils mehreren hundert Kilometern im reinen Wasserstoffbetrieb in der Anwendung.

1. Werthaltigkeit der bestehenden Gasinfrastruktur

Das deutsche Gasnetz ist mit ca. 40.000 km Fernleitungs- und mehr als 470.000 km Verteilnetzen sehr gut ausgebaut[10]. Zudem verfügt Deutschland über die größten Gasspeicher in der EU mit einem Arbeitsgasvolumen von ca. 24,3 Mrd. m³. Als wichtiges Transitland für die Gasversorgung ist Deutschland zudem hervorragend an den europäischen Gasmarkt angebunden. Die deutsche Gasinfrastruktur ist damit als zentraler Baustein für die Sektorintegration und die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Rahmen einer ökologisch nachhaltigen Power to Gas-Strategie geradezu prädestiniert.

Dabei stellen die bestehenden Pipelinetrassen ein äußerst werthaltiges Element des Fernleitungsnetzes dar und bieten die Chance für den Aufbau einer klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft in überschaubarer Zeit und mit geringem Investitionsaufwand. Denn während sich Messgeräte, Verdichter und Armaturen relativ einfach austauschen lassen, wäre ein Ersatz oder Neubau von Pipelines mit hohen Aufwendungen verbunden: Neben den technischen Kosten sind insbesondere die erforderlichen Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren äußerst zeit- und kostenintensiv. Im günstigsten Falle benötigt der Prozess von der ersten Planung bis zur Inbetriebnahme fünf bis sieben Jahre. Die Pipelinetrassen des Gasnetzes sind hingegen einschließlich ihrer Wege- und Nutzungsrechte im Bestand vorhanden und in der Bevölkerung akzeptiert.

[8] Krieger (2019): Verfahrenstechnische Betrachtung und Optimierung der Freisetzung von Wasserstoff aus organischen Trägermaterialien (LOHC), Dissertation Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg.
[9] Jess/Wasserscheid (2020), „Chemical Technology: From Principles to Products", S. 445.
[10] Vgl. BMWi, „Die nationale Wasserstoffstrategie" (10.06.2020), S. 7, 13.

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

3 Bereitstellung

2. Pipelinekapazität bei der Umstellung auf Wasserstoff

Entgegen einer oftmals vertretenen Auffassung liegt die transportierbare Energiemenge von Wasserstoff nur geringfügig unter der von Erdgas. Daher hat die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff nur geringe Auswirkungen auf die Kapazität einer Pipeline für den Energietransport.

Zwar liegt der obere Heizwert von Erdgas mit rund 11 kWh/Nm3 etwa dreimal so hoch wie der von Wasserstoff mit 3,5 kWh/Nm3, so dass bei gleichem Druck etwa das dreifache Volumen an Wasserstoff benötigt wird, um den Energieinhalt konstant zu halten. Beim Vergleich des Energieflusses zweier Gase durch eine Pipeline kommt es jedoch nicht allein auf das Volumen, sondern vor allem auf die Parameter Dichte, Strömungsgeschwindigkeit und Druck an. Da Wasserstoff eine neunmal geringere Dichte und die dreifache Strömungsgeschwindigkeit von Erdgas aufweist, kann in der Pipeline bei gleichem Druck und in der gleichen Zeit fast dreimal so viel Wasserstoff wie Erdgas transportiert werden. Die Energiedichte verringert sich damit nur geringfügig, wie die nachfolgende Modellrechnung verdeutlicht.

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

Energiefluss und Pipelinekapazität im Vergleich: Erdgas (Methan) und Wasserstoff

Wie die nachfolgende Druckverlustrechnung verdeutlicht, kann der geringere Heizwert des Wasserstoffs beim Transport in Pipelines weitgehend ausgeglichen werden:

$$p_2 = p_1 * \sqrt{1 - \lambda * \frac{L}{D} * \frac{\rho_{1,i}}{p_{1,i}} * c^2 * K_m} \qquad (1)$$

mit

Δp	Druckverlust	λ	Rohrreibungszahl
L	Rohrlänge	D	Rohrdurchmesser
p_1	Gasdruck	ρ_1	Gasdichte
c	Strömungsgeschwindigkeit	K_m	Kompressibilitätszahl

Da die Kompressibilitätszahlen Km von Wasserstoff und Erdgas unterschiedlich sind, kann der Druckverlust wie folgt berechnet werden:

K_m wird für Methan bis zu einem Druck von 70 bar (vereinfacht) wie folgt berechnet:

$$K_m = 1 - \frac{p_{abs}}{450\ bar} \qquad (2)$$

Für Wasserstoff kann bis zu einem Druck von 300 bar angesetzt werden:

$$K_m = 1 + \frac{p_{abs}}{1500\ bar} \qquad (3)$$

Da der Druck sich während des Transports verändert, wird für die Berechnung einer mittleren Kompressibilitätszahl K_m ein mittlerer Druck pm angesetzt[11]:

$$p_m = \frac{2}{3} * \frac{\rho_1^3 - \rho_2^3}{\rho_1^2 - \rho_2^2} \qquad (4)$$

Aus den Gleichungen **(1)** bis **(4)** ergibt sich die Druckverlaufkurve für eine Pipeline von 100 km Länge und einem Durchmesser von 1.000 mm wie folgt:

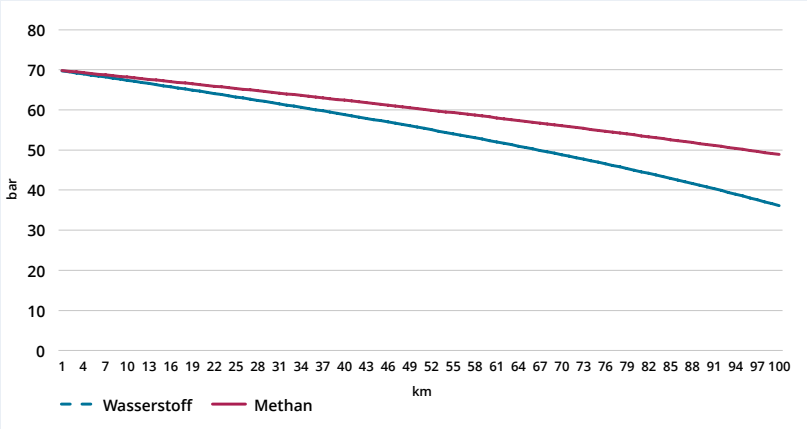

Bild 3: Druckverlauf beim Transport von Methan und Wasserstoff mit gleichem Energieinhalt in einer 100 km langen Hochdruck-pipeline von 1000 mm Durchmesser.

[11] Haeseldonckx (2009): "Concrete transition issues towards a fully-fledged use of hydrogen as an energy carrier", Dissertation, Katholieke Universiteit Leuven.

Soll der Druckverlust über die Strecke gleich gehalten werden, ergibt sich in diesem Fall der Energiefluss des Wasserstoffs zu 83%. **Bild 3** zeigt das Verhältnis der Energieflüsse bei der Veränderung des mittleren Drucks.

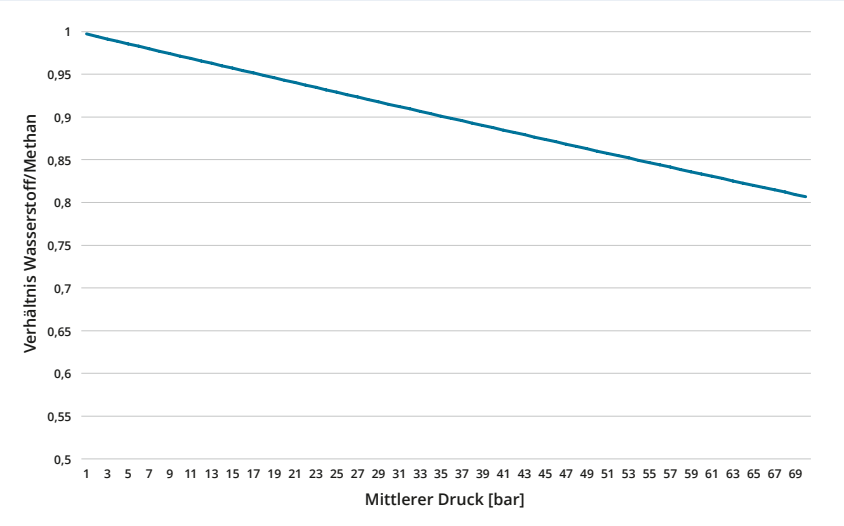

Bild 4: Energieflüsse bei gleichem Druckverlust

In **Bild 4** ist deutlich ist zu erkennen, dass das Verhältnis Wasserstoff/Methan bei einer Verringerung des Drucks gegen eins (0,997 bei Normaldruck) tendiert. Je höher der Druck, desto größer wird der Einfluss der unterschiedlichen Kompressibilitätszahlen von Methan und Wasserstoff. Dadurch werden die an sich guten Fließeigenschaften von Wasserstoff im Vergleich zu Methan verringert. Diese für den Energiefluss negative Auswirkung des geringeren Heizwertes wird aber durch die höhere Strömungsgeschwindigkeit weitgehend kompensiert. Dieser Effekt tritt auch und insbesondere bei hohen Drücken in Fernleitungsnetzen auf, so dass der Energiefluss im Vergleich zum Erdgasbetrieb kaum abnimmt.

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

3. Eignung der Pipelines für den Wasserstoffbetrieb

Einschlägige Studien und die bisherigen praktischen Erkenntnisse weisen darauf hin, dass eine Umstellung der vorhandenen Stahlpipelines von Erdgas- auf Wasserstoffbetrieb in dem Umfang möglich ist, der für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft benötigt wird[12].

Eine signifikante Verringerung der Nutzungsdauer von Hochdruckleitungen durch den Einfluss von Wasserstoff scheint nicht wahrscheinlich. Gleichwohl bleibt zu untersuchen, ob für bestimmte Stahlsorten und Betriebsbedingungen eine Anpassung der Betriebsparameter vorgenommen werden muss. Bei Armaturen und Regelventilen ist zusätzlich die Wasserstofftauglichkeit der verwendeten Membranen und Dichtungen zu eruieren. Bei Sicherheitsabsperrventilen und Druckreglern ist zu klären, ob die Steuerungs- und Regelfunktionen für die strömungstechnischen Eigenschaften von Wasserstoff angepasst werden müssen. Spezifische Bedingungen der bestehenden Infrastruktur müssten inspiziert und bewertet werden, auch die einschlägigen Regelwerke und Vorschriften müssten konsultiert werden, bevor festgestellt werden kann, ob die Pipelines geeignet sind.

PRAXISFALL

Materialprüfung im Modellprojekt „GET H2 Nukleus“

Der Fernleitungsnetzbetreiber Nowega prüft derzeit mit dem TÜV Nord im Zusammenhang mit dem Modellprojekt GET H2 Nukleus bei Lingen im Emsland die Umstellung einer ersten Leitung für den Transport von Wasserstoff (Werkstoff: STE360.7, Länge: ca. 11 km, DN 250, Baujahr 1996).

Aufgrund der vorhandenen Leitungsdokumentationen und technischen Regelwerke gehen die Projektbeteiligten und Prüfer von einer grundsätzlichen Eignung aus. Aktuell erfolgt die Abstimmung, welche ergänzenden Maßnahmen, (u.a. festigkeits- und bruchmechanische Analysen) im Rahmen dieser modellhaften Prüfung ergriffen werden, um die Wasserstofftauglichkeit der Rohrleitung für den maximalen Betriebsdruck sowie die zu erwartenden Betriebslastwechsel nachzuweisen. Im Anschluss ist die Prüfung dreier weiterer Leitungen im Projekt nach dem gleichen Verfahren vorgesehen.

Aktuell befindet sich hierzu auch das Merkblatt G 409 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) für die Umstellung von Gastransportleitungen in der Freigabephase und wird voraussichtlich noch 2020 verabschiedet.

Bild 5: Diese bestehende Erdgasleitung bei Lingen im Emsland wird im Projekt GET H2 Nukleus auf Wasserstoffbetrieb umgestellt

[12] Wezel, Baron (2019): Europe with “Renewable Gas Ready” turbines, ASME global gas turbine news, Sept. 2019, pp. 56-57.

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

H_2-Readiness der deutschen Gasinfrastruktur

Die physikalische H_2-Readiness des deutschen Erdgassystems hängt im Wesentlichen von einer möglichen Beeinflussung der verwendeten Werkstoffe durch Wasserstoff ab. Insbesondere für Pipelinerohre und Armaturen aus Stahl ist unter Wasserstoffeinfluss eine Verminderung der Werkstoffzähigkeit messbar („Wasserstoffversprödung"). In Abhängigkeit von der Stahlgüte und den Betriebsbedingungen der Pipeline kann diese Zähigkeitsminderung zu einem Wachstum bereits vorhandener rissähnlicher Defekte führen. In diesen Fällen wird daher die Nutzungsdauer der Leitung verkürzt.

Folgende Faktoren sind dafür nach jetzigem Kenntnisstand wesentlich:

- vorhandene rissähnliche Defekte insbesondere an der Innenseite der Pipeline
- Wasserstoff in atomarer Form
- Starke dynamische Leitungsdruckwechsel

Das Zusammentreffen dieser Faktoren ist jedoch wenig wahrscheinlich, da in der Regel

- rissähnliche Defekte unwahrscheinlich sind
- beim regulären Betrieb keine größeren Drucklastwechsel auftreten
- beim Transport kein atomarer Wasserstoff entsteht

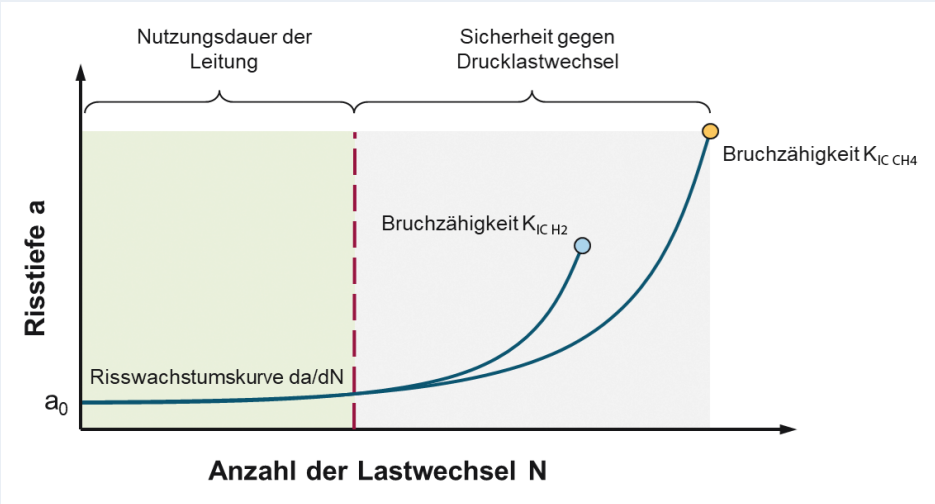

Bild 6: Schematische Darstellung des Wachstums eines Risses mit der Anfangstiefe a0 in Abhängigkeit der Anzahl der Lastwechsel N. Die kritische Risstiefe wird hier durch die Bruchzähigkeit KIC bestimmt.

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

Bild 6 stellt schematisch das Risswachstum in Abhängigkeit von Lastwechseln und Veränderung der Bruchzähigkeit unter den gegebenen Betriebsbedingungen dar. Der Einfluss auf die Materialeigenschaften des Rohrleitungsstahls ist erkennbar, zu einer signifikanten Abnahme der Nutzungsdauer führt dieser Effekt jedoch nicht.

Gleichwohl kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Bindungsenergie des H_2-Moleküls während des Transports durch verschiedene Effekte aufgebrochen wird und atomarer Wasserstoff an der Rohrinnenwand entsteht. Dieser kann in den Stahl diffundieren und u.a. dessen Bruchzähigkeit verringern. Daher empfiehlt sich ein umfassendes und kontinuierliches Integritätsmanagement der Systeme, um etwaigen Risiken durch eine Wasserstoffversprödung frühzeitig zu begegnen. Die Beobachtung und Analyse der Materialzustände erfolgt dabei durch physische interne und externe Inspektionsgeräte und Überwachungssysteme sowie Tests der Pipeline.

Für Pipelines existieren spezielle Technologien und Inspektionsgeräte, die verschiedene Veränderungen der im Betrieb befindlichen Rohrleitung detektieren können. Ein wesentliches Mittel der heutigen Zustandsermittlung und Instandhaltung von Erdgaspipelines ist die sog. „Molchtechnik“. Je nach eingesetzter Prüftechnik erlauben diese „Molchungen“ eine wiederkehrende Überprüfung der Rohrwand auf bereits vorhandene und ggf. entstehende Anomalien. Die vorhandenen Instandhaltungskonzepte und Werkzeuge lassen sich mit geringen Anpassungen auf die Anforderungen des Wasserstofftransports umstellen, um auch langfristig einen sicheren und verlässlichen Betrieb von Wasserstofftransportleitungen zu gewährleisten. So wurde bereits 2017 und 2019 in den USA für eine Studie eine 1996 errichtete Wasserstofftransportleitung mit entsprechend ausgelegten „Molchen“ inspiziert. Die erforderlichen Werkzeugkomponenten wurden angepasst, um die Beständigkeit gegen ungleichmäßigen Verschleiß zu gewährleisten. Bei einem Druck von 20 bar und einem Durchfluss von 13.000 Nm^3/h konnte sich das Werkzeug sicher und ohne Beschädigung fortbewegen und die Inspektion mit 100% Sensorabdeckung abgeschlossen werden[13].

4. Anforderungen an die Verdichtung für den Transport

Zur Einspeisung in das Fernleitungsnetz muss der Wasserstoff auf den Betriebsdruck des Netzes verdichtet werden. Verdichterstationen in bestimmten Abständen entlang der Leitung sorgen dafür, den Druck trotz Strömungsverlusten in der Rohrleitung aufrechtzuerhalten. Um im Wasserstoffbetrieb eine optimale Ausnutzung mit hoher Transport-Energiedichte zu ermöglichen, sind mehr und leistungsstärkere Verdichter erforderlich als im Erdgasbetrieb.

[13] ROSEN Group, Hydrogen getting into focus, Pipeline Technology Conference 2020, Berlin.

3 Bereitstellung

Bild 7: Erdgas-Verdichterstation „Lippe“[14]

Für die geplanten Pipeline-Projekte mit den kurz- und mittelfristig zu erwartenden Wasserstoffmengen sind die erforderlichen Verdichter-Technologien in Form von Kolbenverdichtern vorhanden und in der Anwendung bewährt. Für den langfristigen, flächendeckenden Umstieg auf Wasserstoff mit einem Transportbedarf im Gigawattbereich werden die derzeit verwendeten Turboverdichter-Konzepte für Wasserstoff optimiert. Es ist davon auszugehen, dass diese bei entsprechender Marktnachfrage in wenigen Jahren verfügbar sein werden[15].

a) Weitgehende Beibehaltung und Umstellung der Verdichter-Infrastruktur

In der deutschen Erdgasinfrastruktur kommen meist Turboverdichter mit ein oder zwei Laufrädern zum Einsatz. Diese Verdichter werden mit Gasturbinen oder Motoren mit einer Antriebsleistung von bis zu 30 MW betrieben. Abhängig vom Wasserstoffgehalt in der Pipeline kann diese Infrastruktur beibehalten oder entsprechend angepasst werden:

- bis ca. 10% H_2 kann der Verdichter in der Regel ohne größere Änderungen weiterverwendet werden.
- bis ca. 40% H_2 kann das Verdichter-Gehäuse erhalten werden; Laufräder und Rückführstufen sowie Getriebe müssen angepasst werden.
- ab ca. 40% H_2 muss der Verdichter ausgetauscht werden.

Aufgrund der intensiven Entwicklungsarbeit in diesem Bereich ist davon auszugehen, dass bis 2030 die üblichen Verdichterantriebsturbinen mit bis zu 100% Wasserstoff betrieben werden können oder sich entsprechend umrüsten lassen[16]. Die Einhaltung der geltenden NOx-Grenzwerte für Stickoxid-Emissionen kann dabei mit der sog. „Dry Low Emission“ (DLE) Technologie eingeschränkt werden.

[14] Gascade Gastransport GmbH, Archivfoto.
[15] Francis A. Di Bella, „Development of a centrifugal hydrogen pipeline gas compressor“, Technical Memorandum No. 1785, United States Department of Energy, 16.04.2015.
[16] Siemens Energy.

Anpassungsbedarf für Kompressorantriebe

Verdichter, die mit Gasturbinen angetrieben werden, beziehen ihre Antriebsenergie direkt aus der Leitung und müssen dementsprechend an die Wasserstoffbeimischung angepasst werden. Die meisten üblichen Gasturbinen für Pipelines können allerdings schon heute einen wesentlichen H_2-Anteil im Treibstoff verbrennen: **Bild 8** zeigt exemplarisch die H_2-Verträglichkeit für einschlägige Gasturbinen des Herstellers Siemens Energy.

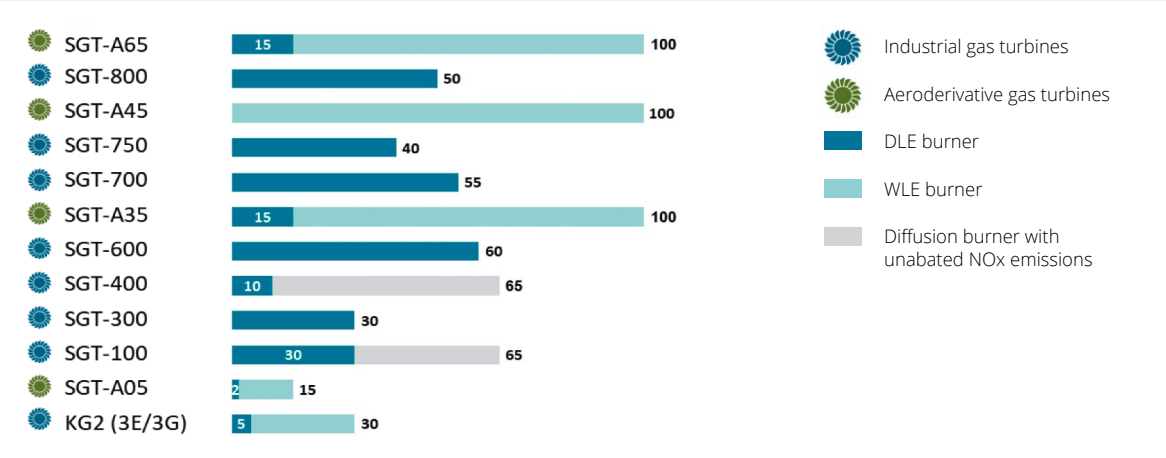

Bild 8: Wasserstoff-Eignung von Siemens Energy Gasturbinen im Neuanlagenportfolio[17]

Sofern die Verdichter elektrisch angetrieben werden, bedarf es für die Motoren hingegen keiner größeren Änderungen. Hier muss allenfalls die Drehzahl angepasst sowie die Sicherheit im Wasserstoffbetrieb geprüft werden.

b) Maximierung der Pipelinetransportkapazität für Wasserstoff

Im reinen Wasserstoffbetrieb einer Pipeline kann ein Energiefluss von 80 - 90% der Erdgaskapazität erzielt werden, indem die geförderte Gasmenge etwa verdreifacht wird[18]. Diese Erhöhung lässt sich durch die höhere Strömungsgeschwindigkeit des Wasserstoffs auch im bestehenden Leitungsnetz erzielen. Allerdings ist hierfür eine stärkere Antriebsleistung erforderlich, als für den Transport von Erdgas vorgehalten wird. Um die Wasserstoffkapazität des Gasnetzes maximal auszuschöpfen, wird ca. die dreifache Antriebsleistung und somit auch eine entsprechend höhere Zahl an Turbinen und Verdichtern benötigt wie im Erdgasbetrieb.

Für Transportkapazitäten von bis zu 750.000 Nm³/h stellen Kolbenverdichter nach dem aktuellen Stand der Technik die wirtschaftlichste Lösung dar. Für Transportkapazitäten oberhalb von 750.000 Nm³/h werden hingegen Turboverdichter benötigt. Diese dürften in wenigen Jahren verfügbar sein[19].

[17] Siemens Gas & Power GmbH (2020), Whitepaper: Hydrogen power with Siemens Energy gas turbines, S. 8.
[18] abhängig von den Betriebsparametern, vgl. Kapitel 3, Abschnitt 2, S. 10 ff.
[19] Francis A. Di Bella, „Development of a centrifugal hydrogen pipeline gas compressor", Technical Memorandum No. 1785, United States Department of Energy, 16.04.2015.

Verdichter-Technologien im Vergleich

Kolbenverdichter

Im Kolbenverdichter wird das Gas in Zylindern mit hohem Wirkungsgrad verdichtet. Durch eine Erhöhung von Zylinderanzahl und Antriebsleistung sowie einer Parallelanordnung von Verdichtern kann eine wirtschaftlich sinnvolle Transportkapazität von bis zu 750.000 Nm³/h erzielt werden.

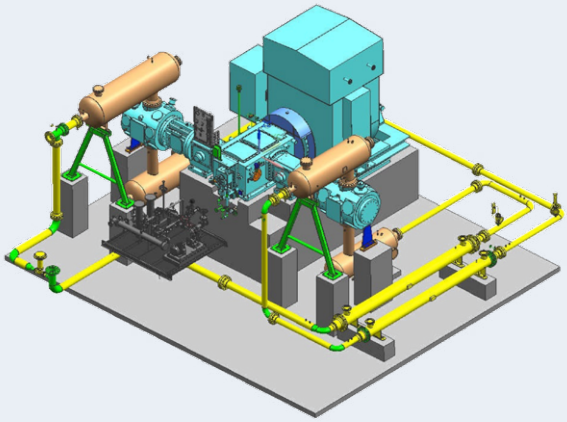

Bild 9: Kolbenverdichter für Wasserstoff (Eintrittsdruck 24 bar, Austrittsdruck 52-75 bar bei 3 MW Motorantriebsleistung)[20]

Turboverdichter

Im Turboverdichter wird das Gas in geschaufelten Laufrädern durch die Umdrehung beschleunigt und damit verdichtet.

Im Downstream- und Petrochemie-Bereich werden Turboverdichter für wasserstoffreiche Synthesegase schon seit vielen Jahrzehnten eingesetzt. Die Technologie ist grundsätzlich vorhanden, ihr Wirkungsgrad ist aktuell jedoch geringer als bei Kolbenverdichtern, so dass viele Laufräder benötigt werden, um ein akzeptables Kompressionsverhältnis zu erreichen. Für zukünftige großtechnische Wasserstoffanwendungen besteht daher noch Optimierungsbedarf.

Bild 10: Turbo-Verdichter für Wasserstoff[20]

Studien empfehlen, wegen des geringen Mol-Gewichtes von Wasserstoff die Umfangsgeschwindigkeiten der Laufräder auf über 700 m/s zu erhöhen, um ein Kompressionsverhältnis von ca. 1,3 zu 1 für ein Laufrad zu erzielen. Dies entspricht etwa einer Verdreifachung der heute üblichen Umfangsgeschwindigkeit. Hierfür sind neue wasserstoffresistente Laufradmaterialien erforderlich, die hohe Fliehkräfte aushalten. Diese dürften in wenigen Jahren verfügbar sein[21].

[20] Siemens Energy.
[21] s.o. Fn. 19.

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

4 Speicherung

Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen wie Windkraft und Photovoltaik unterliegt starken natürlichen Fluktuationen. Um die Energie effizient und bedarfsgerecht nutzen zu können, bedarf es daher großer und flexibel nutzbarer Speichermöglichkeiten, die diese Schwankungen ausgleichen können. Elektrischer Strom kann die notwendigen großindustriellen Kapazitäten (insb. über Netzpuffer und Batteriespeicher) auf absehbare Zeit nicht zu wirtschaftlich rentablen Bedingungen bereitstellen. Wasserstoff ist als Energieträger aufgrund seiner Kompressibilität und Lagerungsfähigkeit in Speichern hingegen gut geeignet und kann das Stromnetz auf Basis der in Deutschland vorhandenen Gasspeicher kurzfristig und kostengünstig ergänzen[22].

1. Bestehende Gasspeicherkapazitäten

Deutschland verfügt neben seinem Gas-Fernleitungsnetz über sehr große Untergrund-Gasspeicher („UGS"), die sich überwiegend in Norddeutschland befinden. Von den gesamten Kapazitäten inkl. Kissengas entfallen auf

- Porenspeicher: 9,1 Mrd. m^3
- Kavernenspeicher: 17,6 Mrd. m^3.[23]

Dies entspricht etwa 24% der gesamteuropäischen Speicherkapazität. Mit diesen heute vorhandenen UGS kann ganz Deutschland über einen Zeitraum von ca. drei Monaten mit Erdgas versorgt werden[24]. Mit ihren niedrigen spezifischen Kosten sind diese Speicherkapazitäten des Gassystems eine wirtschaftlich attraktive Option für die großtechnische Speicherung der Energie aus erneuerbaren Quellen.

Die großen UGS eröffnen somit die Möglichkeit, sowohl kurzfristige Diskrepanzen zwischen der fluktuierenden Erzeugung und dem Bedarf der Abnehmer auszugleichen, als auch sehr lange „Dunkelflauten" sicher zu überbrücken, um die Versorgungssicherheit in der Energiewende zu gewährleisten.

2. H_2-Readiness der deutschen Gasspeicher

Das Betriebsregime der Speicher in einer auf erneuerbare Energien ausgerichteten Gasinfrastruktur unterscheidet sich grundlegend vom bisherigen Erdgasbetrieb. Während Erdgasspeicher primär der langfristigen Versorgungssicherheit dienen, kompensieren sie im Wasserstoffbetrieb vorrangig die kurzfristigen Schwankungen der „grünen" Erzeugung.

Für die Speicherung von Wasserstoff kommen daher insbesondere Kavernenspeicher in Betracht, da diese aufgrund ihrer flexiblen Ein- und Ausspeichermöglichkeiten für die wechselnden Verfügbarkeiten erneuerbarer Energien besonders geeignet sind. Zudem bietet ihre geographische Position in Norddeutschland den strategischen Vorteil einer erzeugernahen Speicherung und der damit verbundenen

[22] Vgl. Kapitel 1, S. 6 f.
[23] EID Energie Informationsdienst GmbH (2019), Jahresrückblick – Speichertechnik, S. 415 f.
[24] Pick, Strauch, Dreyer (2012): Jahresbericht 2012 Zahlen und Fakten, Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

Entlastung der Stromnetze. Hinzu kommt, dass zahlreiche Kavernenspeicher im liberalisierten und europäisch integrierten Energiemarkt nicht mehr in vollem Umfang genutzt werden, so dass sie schon heute teilweise für eine neue Nutzung zur Verfügung stehen[25].

Um die Wasserstofffähigkeit der Speicher im Einzelfall zu überprüfen, sind technische und geologische Untersuchungen sowie entsprechende Anpassungen bestimmter Bauteile und Materialien erforderlich (siehe Infokasten).

In der Praxis wurde die Wasserstofffähigkeit von UGS bereits vor Jahren in zwei großen Kavernen in der Nähe von Houston und einer kleineren Kaverne in Teesside, Großbritannien erfolgreich erprobt[26]. Auch in Deutschland ist derzeit ein Pilotprojekt „H2-Forschungskaverne" in Bad Lauchstädt mit grünem Wasserstoff in der Planung[27]. Daneben wird seit 2016 in einer Speicheranlage in Epe, Nordrhein-Westfalen, eine mit Helium gefüllte Kaverne (mit vergleichbaren Anforderungen an Dichtigkeit des Salzstocks und Reinheit bei Auslagerung des Gases) aktiv und zuverlässig betrieben[28].

H_2-Speicheroptionen in Deutschland im Vergleich

In Deutschland gibt es zwei Arten von UGS für die Speicherung von Erdgas: Porenspeicher und Kavernenspeicher.

Porenspeicher

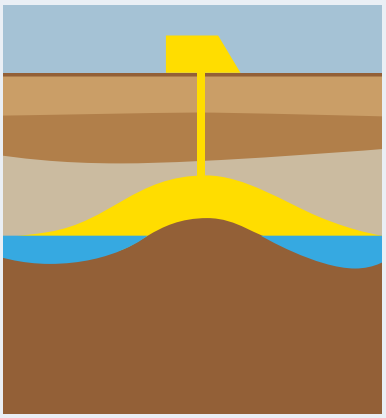

Bild 11a: Porenspeicher

- Gas wird wie in einen Schwamm in poröses Gestein eingepresst
- meist in ausgeförderte Erdgas- oder Erdölreservoirs

Vorteile:

- Aufnahme großer Volumina

Nachteile:

- Hoher Druck erforderlich
- Zeitintensiver Speichervorgang
- salzhaltiges Wasser greift in Verbindung mit Wasserstoff Gestein, Stahl und Zement an
- bakterielle Methanisierung in vorhandenen Speichern

[25] Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie LBEG: Untertage Gasspeicherung in Deutschland. In Erdöl Erdgas Kohle 135 Jg. 2019, Heft 11, S 415-420.
[26] Patrick T.Mosely, Jurgen Garche, „Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing", Verlag ELSEVIER 2015, S. 134, 187.
[27] energate messenger.ch: Energiepark Bad Lauchstädt Macht Salzkaverne zum Windstrom-Speicher, 09.08.2019 von Thorsten Czeckanowsky; energate-Messenger.ch: Wasserstoff landet im Porenspeicher, 06.10.2015; energate messenger.ch: VGS und ONTRAS forschen an Wasserstoffkavernen, 30.04.2019 von Artjom Maksimenko; https://energate-messenger.de/news
[28] https://industrie.airliquide.de/weltpremiere-air-liquide-betreibt-die-erste-speicheranlage-fuer-reines-helium; die Speicherung von Helium und Wasserstoff ist insofern näherungsweise vergleichbar, als Helium im Periodensystem an Platz 2 steht und ebenfalls eine sehr geringe Dichte aufweist.

Kavernenspeicher

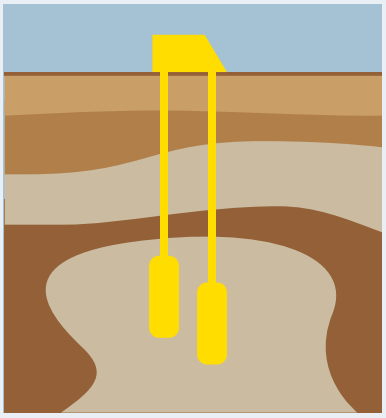

Bild 11b: Kavernenspeicher

- Hohlräume in unterirdischen Salzstöcken
- finden sich überwiegend im norddeutschen Raum

Vorteile:

- Ein- und Ausspeichervorgang in Hohlraum kurzfristig möglich
- Volumensteuerung durch Sole-Pendel-Kaverne (Verringerung von Kissengas)
- Kurze Verbindung zur obertägigen Anlage

Nachteile:

- salzhaltiges Wasser greift in Verbindung mit Wasserstoff Gestein, Stahl und Zement an
- Vermischung mit Restbeständen von Methan in gebrauchten Speichern

H_2-Readiness des Speichersystems

Um die Wasserstofffähigkeit der Speicher zu überprüfen, ist eine Untersuchung der technischen und geologischen Integrität erforderlich[29]:

- Korrosions- und Diffusionsfestigkeit der eingesetzten Materialien
- thermodynamische Eigenschaften unter Betriebsbedingungen
- Durchlässigkeit, Langzeit-Stabilität und Barrierewirksamkeit von Casing, Zement und Speichergestein
- mikrobielle Aktivitäten (z.B. Methanisierungsprozesse)
- Qualifizierung von Werkstoffen für den Einsatz von Bauteilen, wie Armaturen, Verdichter, Piping, Behälter, usw.
- Bewertung der Fähigkeit zur Verdichtung durch Einsatz von Verdichtern im Ein- und Ausspeicherbereich mit einem Arbeitsdruck je nach Befüllungsgrad bei ca. 200 bar. Festlegung der Materialien sowie die erforderliche Drehzahl für die Verdichtung.

[29] Marewski, Engel, Steiner (2020): Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen zum Transport von Wasserstoff, Pipelinetechnik 02/2020.

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

5 Wasserstoffwirtschaft im Betrieb

Der Erfolg der Energiewende hängt entscheidend von der Gewährleistung einer bedarfsgerechten Energieversorgung ab. Insbesondere müssen die Abnehmer darauf vertrauen können, dass ihre Bedarfe jederzeit gedeckt werden können. Um die Versorgungssicherheit verlässlich und dauerhaft zu gewährleisten, braucht es zwei Komponenten: Den Aufbau der notwendigen Erzeugungs-, Speicher- und Transportkapazitäten als belastbare Basis einer funktionierenden Wasserstoffwirtschaft und deren Integration in den deutschen und internationalen Gasmarkt, um Handel zu ermöglichen und zusätzliche Redundanzen zu schaffen.

1. Systemhochlauf und erste Modellprojekte

Als erste Abnehmer in der Startphase einer klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft kommen insbesondere industrielle Großverbraucher mit großen Onsite-Erzeugungsmengen in Betracht, die kurzfristig durch grünen Wasserstoff substituiert werden können. Eine erfolgreiche Hochlaufphase mit dieser Zielgruppe wäre als vertrauensbildendes Signal für die Gesamtwirtschaft ein zentraler Baustein zur Etablierung des Systems. Gleiches gilt für den Bereich der Mobilität, mit seinem hohen Grad an öffentlicher Sichtbarkeit.

Der Bedarf von industriellen Großverbrauchern und Mobilitätsanwendungen unterliegt nur geringen Schwankungen. Bei einer perspektivisch auf erneuerbaren Energien ausgelegten Versorgung steht somit einer kontinuierlichen Abnahme die fluktuierende Erzeugung erneuerbarer Energien gegenüber. Da die Prozesse der Abnehmer auf der sehr hohen Verfügbarkeit der bestehenden Strom- und Gassysteme basieren, muss diese Diskrepanz zwischen Erzeugung und Bedarf bereits ab Betriebsbeginn verlässlich ausgeglichen sein, um die Abnehmer für den Bezug grünen Wasserstoffs gewinnen zu können.

In der Startphase kann die Versorgung über bestehende Wasserstofferzeugungsanlagen sowie den Bezug grünen Stroms zum Betrieb der Elektrolyse erfolgen. Eine stark ansteigende Nachfrage kann im Bedarfsfall mit „blauem" als auch mit „grünem" Wasserstoff aus neuen Anlagen gedeckt werden. So kann die Dampfreformation von „grauem" Wasserstoff aus Methan – analog zur Substitution fossil erzeugter Strommengen durch grünen Strom – mit dem Ausbau „grüner" Erzeugungskapazitäten sukzessive abgelöst werden.

Durch die zusätzliche Einbindung von Kavernenspeichern mit ihren flexiblen Ein- und Ausspeichermöglichkeiten kann das Wasserstoffsystem dauerhaft bedarfsorientiert stabilisiert und die Versorgungssicherheit gewährleistet werden[30]. Gleichzeitig schafft die großtechnische Speicherung die Voraussetzungen für eine schnelle und vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors durch die Rückverstromung CO_2-freien Wasserstoffs in Gaskraftwerken während längerer Dunkelflauten.

Perspektivisch können erste Teile der bestehenden Gasnetze in regionalen Modellprojekten mit vergleichsweise geringem Aufwand auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden. Als Zwischenschritte auf dem Weg zu einer deutschen und europäischen Wasserstoffwirtschaft können diese Systeme schrittweise etabliert werden, um mit dem fortschreitenden Ausbau der Erzeugungskapazitäten sukzessive zu flächendeckenden Versorgungsnetzen zusammenzuwachsen.

[30] Vgl. Kapitel 4, S. 19 ff.

PRAXISFALL

Wasserstoffwirtschaft im Modellprojekt „GET H2 Nukleus“

Zwischen Lingen und Gelsenkirchen entwickeln die Unternehmen BP, Evonik, Nowega, OGE und RWE Generation in dem Projekt GET H2 Nukleus derzeit auf einer Länge von 130 Kilometern gemeinsam die erste öffentlich zugängliche Wasserstoffinfrastruktur. Das Projekt bildet die gesamte Prozesskette für eine verlässliche, nachhaltige Wasserstoffwirtschaft in Deutschland ab: Von der Erzeugung von grünem Wasserstoff in industriellem Maßstab, über den Transport mittels vorhandener Gasinfrastruktur bis zur kontinuierlichen industriellen Abnahme in Niedersachsen und NRW. Das System soll Ende 2022 an den Start gehen und anschließend die Produktion des grünen Wasserstoffs und die Belieferung der Kunden starten:

- Der grüne Wasserstoff soll am RWE Kraftwerksstandort in Lingen in einer Elektrolyseanlage mit einer Leistung von mehr als 100 MW aus Windstrom erzeugt werden.
- Bestehende Gasleitungen von Evonik, Nowega und OGE werden vollständig auf Wasserstofftransport umgestellt, und durch kleinere Neubauten ergänzt.
- Über dieses Netz wird Wasserstoff zu Chemieparks und Raffinerien in Lingen, Marl und Gelsenkirchen transportiert und reduziert dort die CO_2-Emissionen.
- Im nächsten Schritt soll die Anbindung eines bestehenden Kavernenspeichers sowie weiterer H_2-Erzeugungen und -Abnehmer erfolgen.

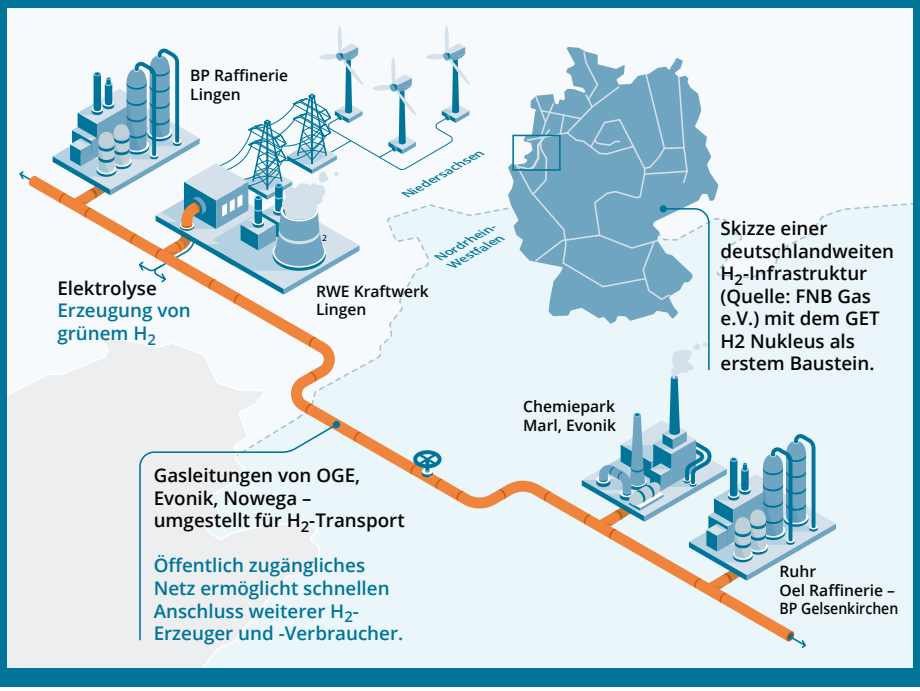

Bild 12: Wasserstoffinfrastruktur im Projekt GET H2 Nukleus[31]

[31] Nowega Gmbh (2020), https://www.get-h2.de/projekt-nukleus

PRAXISFALL

Hochrechnungen für eine bedarfsgerechte Wasserstoffwirtschaft im praktischen Modellversuch

Basierend auf den Eckdaten des Projekts GET H2 -Nukleus lässt sich ein realistisches Wasserstoffwirtschaftssystem modellieren. Das nachfolgende Szenario zeigt exemplarisch die Voraussetzungen, kritischen Faktoren und stabilisierenden Elemente einer an den Kundenanforderungen ausgerichteten, regionalen Wasserstoffwirtschaft.

Dazu wurden die folgenden, für den Systemhochlauf und die Sektorintegration besonders relevanten Abnehmerkreise wie folgt berücksichtigt:

- **Industrie:** drei industrielle Abnehmer mit für Raffinerien oder Chemieparks typische Spitzenlasten von jeweils bis zu 50.000 Nm³ H_2/h.
- **Mobilität:** Kontinuierliche Bereitstellung von ca. 25.000 Nm³ H_2/h, beispielsweise für die Versorgung von ca. 50% der ÖPNV Busflotte in NRW[32]
- **Wärme:** Versorgung eines kommunalen Gas-Verteilnetzes mit einer Spitzenlast von 50.000 Nm³ H_2/h und ca. 3.000 Volllaststunden[33]
- **Rückverstromung:** Versorgung einer Gasturbine (60 MWel) zur Nutzung in den Erzeugungstälern (Residuallast) der Windstromerzeugung (ca. 500 Betriebsstunden)

Ausgangsszenario: H_2-Versorgung mit 100% Onshore-Windkraft

Die folgende Abnahmekurve in **Bild 13** zeigt eine Hochrechnung des Bedarfs der Abnehmer im Vergleich zur potenziell verfügbaren Energie für die Wasserstofferzeugung aus regionaler Onshore-Windkraft.

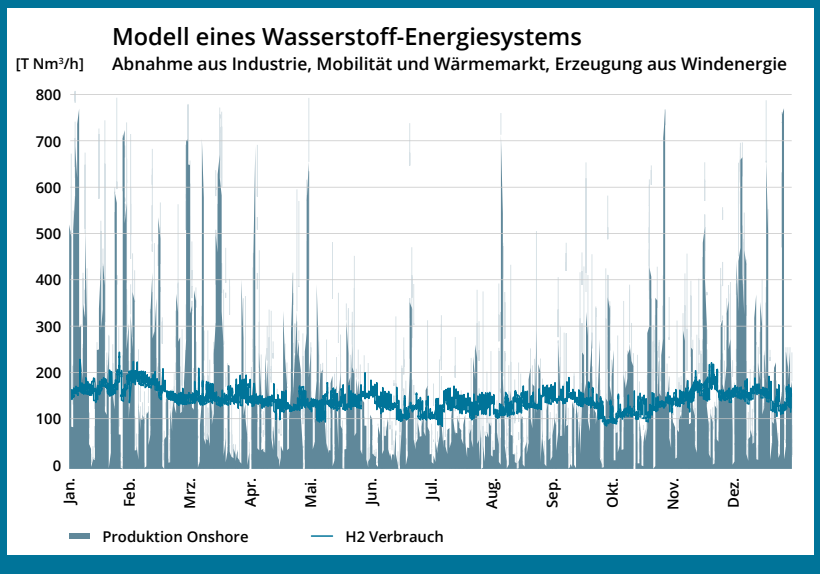

Bild 13: Während der Wasserstoffbedarf der Abnehmer vergleichsweise stabil ist, unterliegt die erneuerbare Energie für die Produktion starken Fluktuationen[34]

[32] Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3).
[33] Annahme gilt gleichermaßen für zu 100% auf H_2 umgestellte, wie für mit Beimischung von H_2 betriebene Verteilnetzea.
[34] Modellrechnung: Versorgung industrieller Abnehmer mit Wasserstoff auf Basis von Onshore-Windkraftanlagen (Basis: konkrete Erzeugungsprofile, skaliert auf die benötigte Jahresabnahmemenge), Nowega GmbH, Mai 2020.

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

PRAXISFALL

Diese Modellrechnung führt zu enormen Diskrepanzen zwischen dem Bedarf und der jeweils verfügbaren Energie. Um die erforderliche Jahresmenge an Wasserstoff zu produzieren und die Lastspitzen der Stromerzeugung zu nutzen, wären daher Erzeugungskapazitäten notwendig, die den durchschnittlichen Bedarf etwa um das Vierfache übersteigen. Ebenso würde ein solches System unverhältnismäßig große Kapazitäten zur Speicherung des in Stoßzeiten produzierten Wasserstoffs erfordern, um die hohe Volatilität auszugleichen – oder müsste auf Wasserstoff, etwa aus bestehenden Kapazitäten zur „grauen" Dampfreformation zurückgreifen.

Eine ökologisch und ökonomisch sinnvolle Skalierung erscheint unter diesen Voraussetzungen nicht realistisch.

Erweitertes Szenario: H_2-Versorgung aus überwiegend erneuerbarer Erzeugung

Setzt man im konkreten Beispiel für die Wasserstofferzeugung einen Mix aus On- und Offshore-Wind ein und ergänzt ein vollflexibles Speicherelement (z. B. Kavernenspeicher), führt dies zu einer signifikanten Verstetigung der Produktion und Annäherung an die Abnahmekurve. Zusätzlich ist davon auszugehen, dass in der Hochlaufphase des Systems nicht von Beginn an alle erforderlichen Kapazitäten zur Erzeugung von grünem Wasserstoff verfügbar sein werden. Engpässe können in dieser Phase vorübergehend durch vorhandene Kapazitäten zur Dampfreformation ausgeglichen und mit fortschreitendem Ausbau der erneuerbaren Energien sukzessive durch Elektrolyse ersetzt werden. Im dem hier betrachteten Wasserstoffsystem wäre schon während der Hochlaufphase ein Zwischenstand mit nur noch 13% „grauem" Wasserstoff erreicht **(Bild 14)**[35].

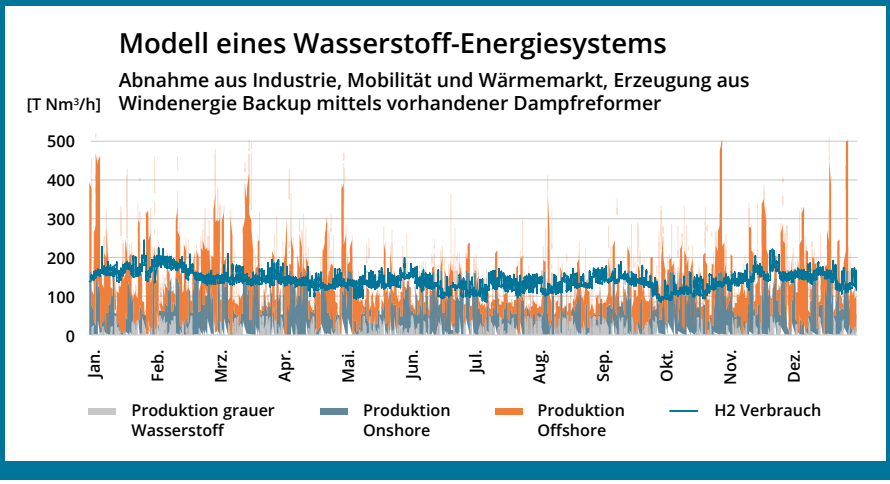

Bild 14: Realistische Startphase des Markthochlaufs in einem Wasserstoffsystem mit überwiegend erneuerbarer Erzeugung.

[35] Zum Vergleich: nach heutigem Stand werden 95% des Wasserstoffs „grau" oder „blau" erzeugt, vgl. Kapitel 1, S. 7.

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

PRAXISFALL

Die verbleibenden Diskrepanzen zwischen Erzeugung und Bedarf können über die Einbindung vorhandener Speicherkapazitäten abgedeckt werden. Für den kurzfristigen Ausgleich der natürlich bedingten Schwankungen der „grünen" Wasserstofferzeugung sind dabei insbesondere Kavernenspeicher geeignet[36].

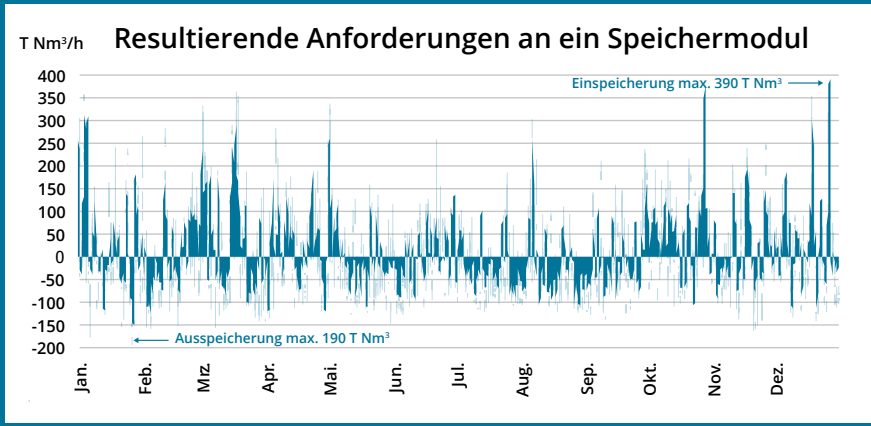

Bild 15: Anforderungen an Ein-/Ausspeicherkapazitäten der Gasspeicher im Modellsystem

Die zu erwartenden Spitzenlasten von 390.000 Nm³ H_2/h bei der Ein-, sowie 190.000 Nm³ H_2/h bei der Ausspeicherung können prinzipiell mit vorhandenen Kavernenspeichern bewältigt werden[37].

[36] Vgl. Kapitel 4, S. 19 ff.
[37] Die Eignung der Speicher ist im Einzelfall zu prüfen, vgl. Kapitel 4.C.2, S. 19 f.

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

2. Integration in den deutschen und internationalen Gasmarkt

Nach heutigem Stand wird die Integration von Wasserstoff in das deutsche und europäische Gassystem schrittweise erfolgen. Es ist jetzt an der Zeit, die richtigen Rahmenbedingungen zu setzen und erste Anwendungsmärkte in Europa zu schaffen, um ab 2030 flächendeckend eine leistungsfähige Wasserstoffinfrastruktur bereitzustellen.

Um die Versorgungssicherheit während dieser Übergangsphase zu gewährleisten, kann der Aufbau von Transportkapazitäten für Wasserstoff zunächst parallel und kumulativ zu bestehenden Erdgassystemen erfolgen. Auch hierfür können vielerorts bereits vorhandene Infrastrukturen in Form von parallel liegenden Erdgasleitungen genutzt werden. So kann klimaneutraler Wasserstoff das Erdgas als Energieträger zunächst ergänzen und durch die Umstellung weiterer Leitungen nach und nach bedarfsgerecht substituieren.

Eine parallele Wasserstoff- und Erdgasinfrastruktur auf der Ferngasebene bietet zudem die Möglichkeit, die Zusammensetzung des Gases – und damit auch den Dekarbonisierungsgrad der Energieversorgung – über Mischstationen an die lokalen Randbedingungen anzupassen und auf allen Ebenen einen versorgungssicheren Übergang zu gewährleisten (**Bild 16**).

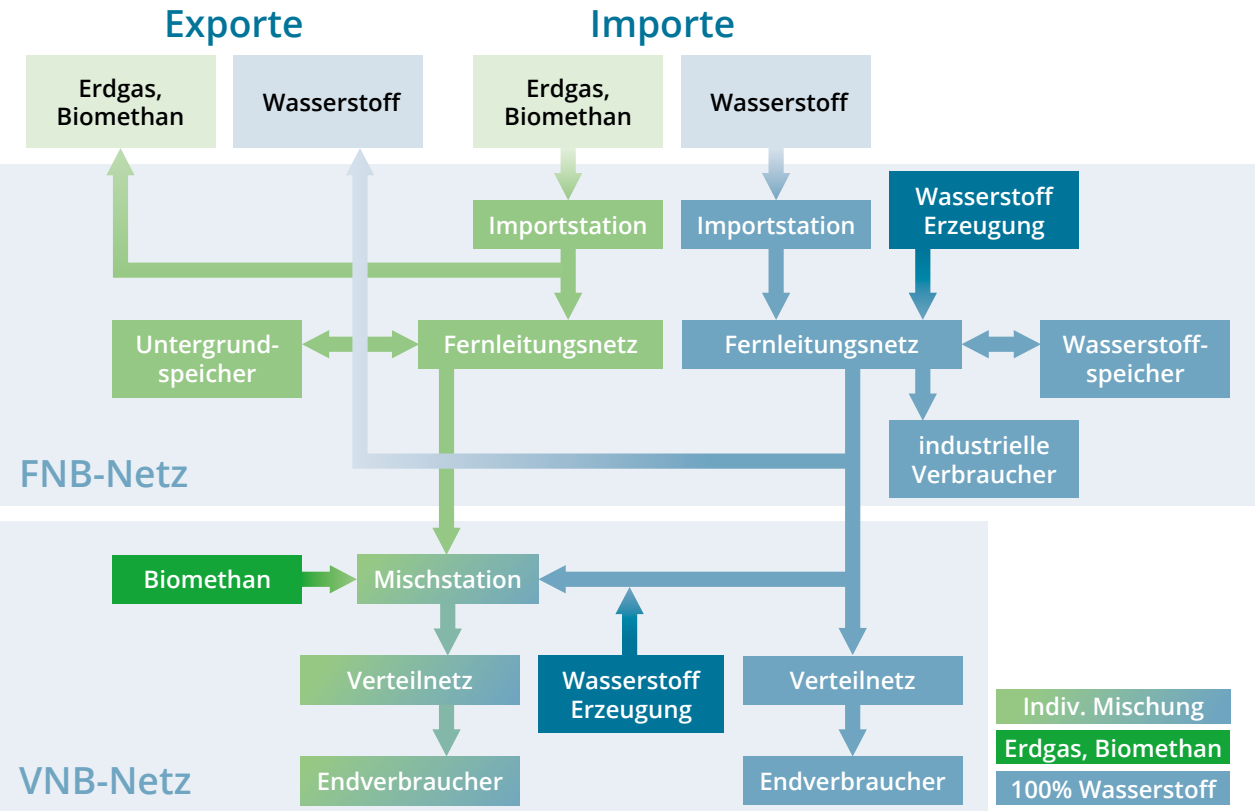

Bild 16: Mögliche Wasserstoffintegration in den deutschen Gasmarkt

5 Wasserstoffwirtschaft im Betrieb

Bild 17 zeigt auf Grundlage vorhandener Gas-Infrastrukturen ein mögliches Wasserstoffnetz als Ausgangspunkt für eine Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. An dieses Netz könnten mehr als 100 Standorte angebunden werden, die ca. 90% des heutigen Gesamtbedarfs an Wasserstoff in Deutschland ausmachen und sich innerhalb eines engen Korridors entlang der gezeigten Trassen befinden.

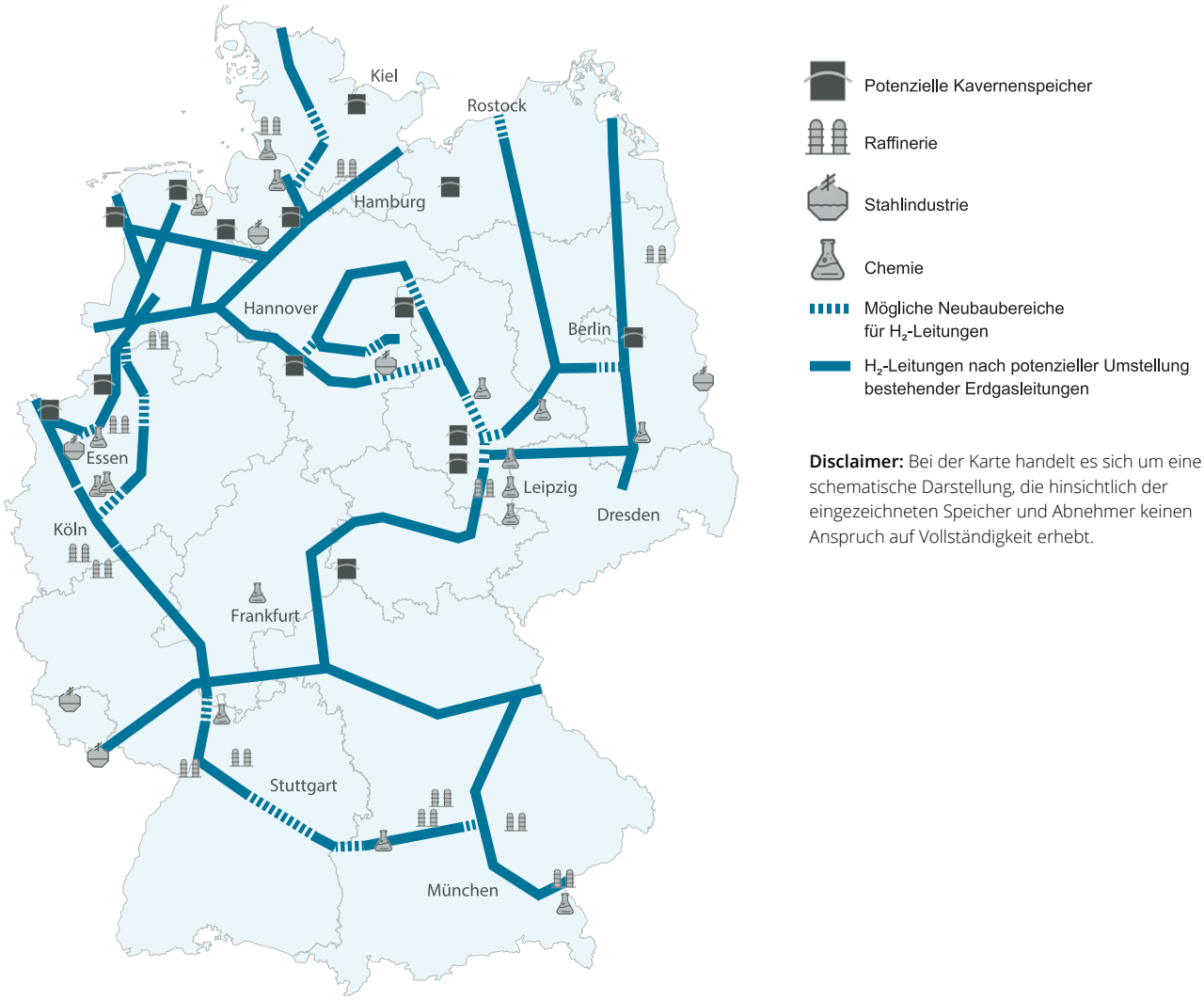

Bild 17: Vision für ein deutsches H_2-Netz[38]

Nach ersten Schätzungen könnte der heutige Bedarf in Deutschland von rund 1,5 Mio. Tonnen Wasserstoff pro Jahr über diese Infrastruktur transportiert werden. Damit erscheint das skizzierte Pipelinesystem für eine zügige Hochlaufphase ausreichend dimensioniert und für die zukünftige Energieversorgung gerüstet.

Perspektivisch könnte dieser Wasserstoffbedarf im Norden Deutschlands aus regenerativen Energien sowie über Importe gedeckt werden, um einen rentablen Ausbau der Offshore-Windkraftanlagen zu unterstützen und gleichzeitig die Stromnetze gezielt zu entlasten.

[38] Quelle: Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020.

5 Wasserstoffwirtschaft im Betrieb

Die Integration in die deutschen Gasnetze bietet zudem die Möglichkeit der Anbindung und maßgeblichen Mitgestaltung eines künftigen internationalen Wasserstoffmarkts. Hierbei bietet der im internationalen Vergleich hoch entwickelte gesamteuropäische Gasmarkt sehr gute Voraussetzungen für den Einstieg in eine globale Wasserstoffwirtschaft.

Bild 18 zeigt ein mögliches Wasserstoffnetz für Europa. Auch hier ist die bestehende Gasinfrastruktur der Ausgangspunkt für einen perspektivischen Blick auf einen internationalen Wasserstoffmarkt. Die markierten Pipelinetrassen zeigen potenzielle Transportwege innerhalb Europas sowie Andockstationen für den globalen Im- und Export auf dem Land- und Seeweg.

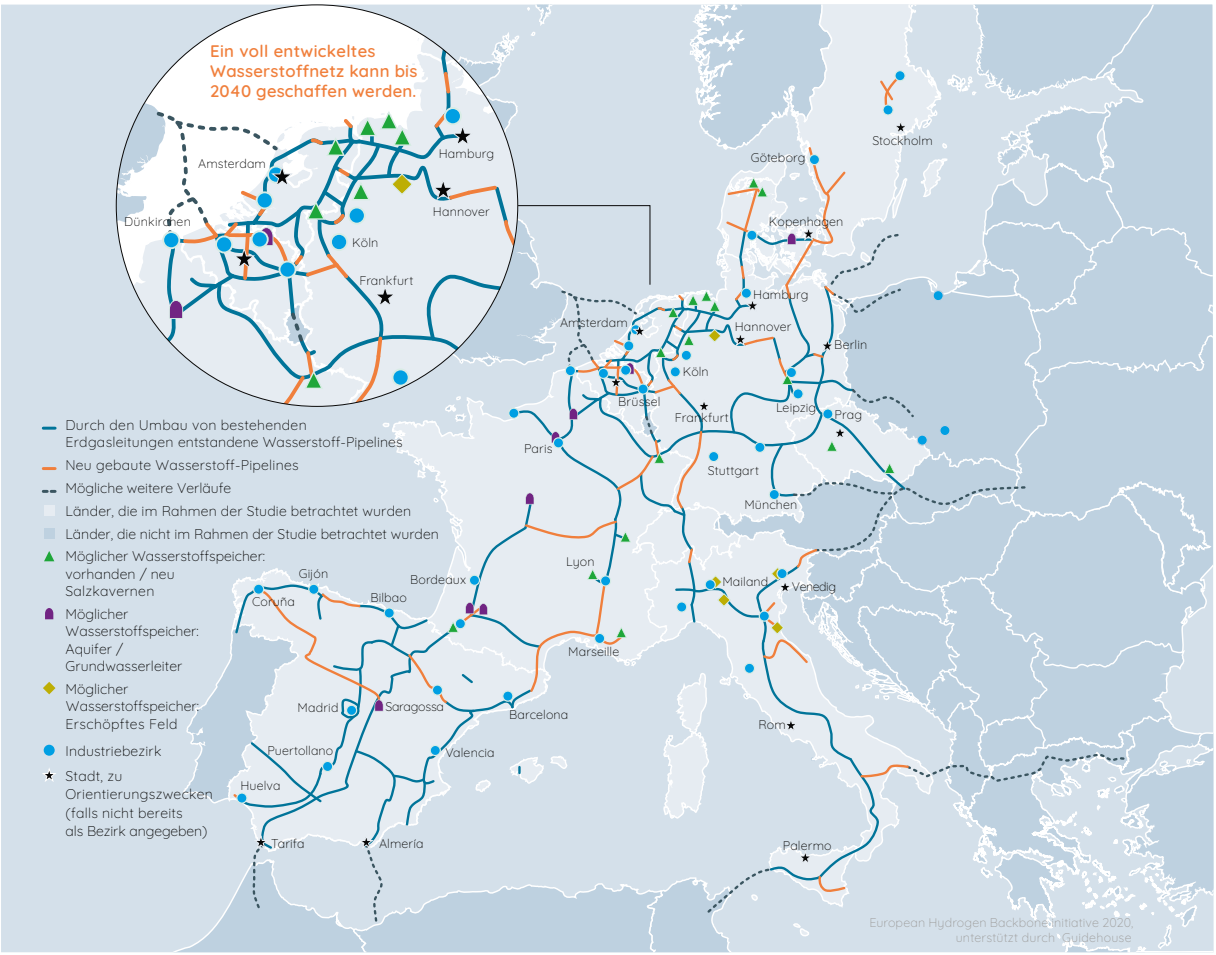

Bild 18: Vision für ein europäisches H_2-Netz

Durch die Anbindung von Terminals an der Nord- und Ostsee, am Mittelmeer sowie an internationale Pipelinesysteme kann Wasserstoff selbst aus weit entfernten Produzentenländern wie Marokko oder Argentinien importiert und über das bestehende Pipelinenetz von Anrainerstaaten im- und exportiert werden. In Kombination mit den Speichern kann das Netz damit hochgradig flexibel auf die jeweiligen Anforderungen der Produzenten und Abnehmer reagieren. Über einen solchen Markt ließe sich somit sowohl die Versorgungssicherheit mit Wasserstoff gewährleisten, als auch der Dekarbonisierungsgrad der Energieversorgung in Deutschland und Europa effizient steuern.

6 Wirtschaftlichkeit

Der Erfolg einer grünen Wasserstoffwirtschaft hängt im Wesentlichen davon ab, ob Wasserstoff unter den künftigen Marktbedingungen konkurrenzfähig den Bedarf der Abnehmer decken kann. Dazu bedarf es – neben technologischer Entwicklungen für die effiziente Erzeugung von grünem Wasserstoff im industriellen Maßstab – vor allem einheitlicher und sachgerechter Rahmenbedingungen für den Wasserstoffmarkt.

1. Investitions- und Produktionskosten

- Die Kosten für Wasserstofferzeugung und -infrastruktur fallen im Vergleich zu den Kosten der gesamten Wertschöpfungskette gering aus: Die Investitions- und Produktionskosten für grünen, mittels Elektrolyse gewonnenen Wasserstoff werden durch großtechnische Anwendungen, bessere Produktionsverfahren und neue Technologien sowie kostengünstigere Materialien perspektivisch weiter zurückgehen[39].
- Transport, Speicherung und Verteilung des Wasserstoffs können aufgrund der bestehenden Gasinfrastruktur auch über Deutschland hinaus kurzfristig und mit geringem Investitionsaufwand realisiert werden[40].
- Herausforderungen bestehen derzeit noch bei der effizienten Verdichtung des Wasserstoffs. Allerdings sind auch die hierfür notwendigen Technologien und Materialien bereits in der Entwicklung[41].

Kostenschätzung für die Umrüstung der Gasinfrastruktur

Die Etablierung einer Wasserstoffinfrastruktur ist nach aktueller Einschätzung mit begrenztem volkswirtschaftlichem Aufwand möglich. Insbesondere entfallen durch die Nutzung von bestehenden Pipelinetrassen langwierige und aufwändige Planungs- und Genehmigungsverfahren. Auch die Entwicklung neuer Technologien und Materialien steht nicht vor grundlegenden Herausforderungen und ist in vielen Bereichen bereits initiiert.

Vor diesem Hintergrund lassen sich die Kosten für die Umrüstung der Leitungen – inkl. Außerbetriebnahme, Wasserdruckprüfungen, Austausch von Armaturen und Ausbläsern sowie Rückbau von Anschlüssen etc. – nach aktuellen Schätzungen von Fernleitungsnetzbetreibern auf ca. 10 - 15% eines Neubaus beziffern[42].

Für die Umstellung der Verdichterinfrastruktur zur Maximierung des Energieflusses im Wasserstoffbetrieb ist etwa die dreifache Kompressionsleistung im Vergleich zum Erdgasbetrieb erforderlich[43]. Dementsprechend wären für die Kompressionsausrüstung einer Wasserstoffpipeline einschließlich der Antriebe etwa die dreifachen Kosten wie für eine Erdgasleitung zu veranschlagen[44].

[39] Vgl. Kapitel 2, S. 8 ff.
[40] Vgl. Kapitel 3, 4, S. 9 ff.
[41] Vgl. Kapitel 3, Abschnitt 4, S. 15 ff.
[42] Kostenschätzung: Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH, Mai 2020.
[43] Vgl. Kapitel 3, Abschnitt 2, S. 10 ff.

2. Rechtliche Rahmenbedingungen

Bislang wurde Wasserstoff in zahlreichen Vorschriften nicht ausreichend berücksichtigt – insbesondere das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Vor diesem Hintergrund und der Ungewissheit, wie Wasserstoff mit den künftigen gesetzlichen Anforderungen reguliert werden kann, ist er dadurch gegenüber anderen Energieträgern wirtschaftlich benachteiligt. Um zumindest eine wirtschaftliche Gleichstellung zu erzielen, bedürfen die derzeitigen Rahmenbedingungen mit Blick auf die Gasinfrastruktur unter anderem der folgenden Anpassungen[45]:

- Schaffung der rechtlichen Möglichkeiten für die Umstellung bestehender Erdgas-Infrastrukturen auf Wasserstoffbetrieb (EnWG)
- Ermöglichung des Betriebs von reinen Wasserstoffnetzen (EnWG)
- Erzeugungsunabhängige Regelungen für Transport und Speicherung von Wasserstoff (EnWG)
- Regelung der Wasserstoffeinspeisung in Erdgas- und Wasserstoffnetze (EnWG)
- Aufhebung des Letztverbraucherstatus für die Energieumwandlung von Strom in Wasserstoff (EEG)
- Kompensation für entgangene Einspeisevergütung bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff (EEG)

Eine entscheidene Voraussetzung für positive Investitionsentscheidungen für die Erzeugung von grünem H_2 ist auch eine schnelle und gezielte Umsetzung der europäischen RED II-Vorgaben in nationales Recht. Insbesondere für Raffinerien können bei einer entsprechend ausgestalteten Umsetzung gezielte Anreize für den Einsatz von grünem Wasserstoff geschaffen werden.[46]

Ebenso ist die Integration in einen künftigen internationalen Wasserstoffmarkt und Zertifikathandel wirtschaftlich rgeboten. Hierzu bedürfte es einheitlicher europäischer Regularien für verlässliche Herkunftsnachweise und eine transparente Differenzierung insb. zwischen grünem, blauem und grauem Wasserstoff.[47]

[44] Diese Zahlen basieren auf allgemeinen Beobachtungen und Annahmen. Für die Berechnung der spezifischen Umrüstungskosten einer bestimmten Pipelineanlage, müssten die spezifischen Bedingungen der Anlage gemäß der anwendbaren Vorschriften und Anforderungen untersucht und bewertet werden.

[45] Vgl. weiterführend: „Rechtsrahmen für ein H_2 – Teilnetz: Nukleus einer bundesweiten, öffentlichen Wasserstoffinfrastruktur, Rechtwissenschaft liche Studie, IKEM– Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V., September 2019; „Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoff markt – Gemeinsamer Verbändevorschlag zur Anpassung des Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze", Positionspapier von FNB Gas, BDI, bdewm, VIK und DIHK, April 2020; „Wasserstoff – Energieträger einer klimaneutralen Wirtschaft? Chancen und Herausforderungen für Wasserstoffmärkte in Deutschland", Whitepaper KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, 2020.

[46] BMWi, „Die nationale Wasserstoffstrategie" (10.06.2020), S. 19.

[47] Erste Ansätze für eine entsprechende Zertifizierung verfolgt etwa die EU-Initiative CertifHy (www.certifhy.eu).

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH

7 Ausblick

Die Umstellung bestehender Gasinfrastrukturen auf Wasserstoffbetrieb hat das Potential, der Wasserstoffwirtschaft zum Durchbruch zu verhelfen.

Mit den vorhandenen Speicher- und Transportkapazitäten kann Wasserstoff als tragende Säule der Energiewende die Versorgungssicherheit bei der Umstellung auf regenerativ erzeugte Energien verlässlich sicherstellen. Die Energiewende und insbesondere die Sektorintegration lassen sich auf diese Weise – Hand in Hand mit dem Ausbau der Stromnetze – vergleichsweise schnell und kostengünstig vorantreiben.

Gleichzeitig eröffnen die Ferngasnetze die Perspektive auf einen europäischen und globalen Wasserstoffmarkt – und damit die Möglichkeit, den Ausbau regenerativer Energien zunehmend weltweit vernetzt zu denken: Mit Erzeugungskapazitäten in Ländern, die reich an erneuerbaren Energien sind und so den Bedarf für Abnehmer in unterschiedlichen Weltregionen verlässlich und zu wettbewerbsfähigen Konditionen decken können.

Die technischen Herausforderungen der Wasserstofftechnologie sind weitestgehend schon heute adressiert. Die zu erwartenden Fortschritte und der Einsatz digitaler Lösungen führt zu kontinuierlichen Verbesserungen des Gesamtsystems. Auslastung und Wechselwirkungen von Gas- und Stromnetzen lassen sich zunehmend effektiver steuern, um Diskrepanzen zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und individuellen Bedarfen auch im überregionalen und internationalen Betrieb auszugleichen.

Dem breiten Bekenntnis von Politik, Industrie und Energiewirtschaft zu Wasserstoff als einem der zentralen Energieträger der Energiewende müssen nun zwei Dinge folgen: der konsequente Ausbau der Kapazitäten zur erneuerbaren Stromerzeugung und die passenden regulatorischen europäischen und nationalen Rahmenbedingungen weisen den Weg für eine leistungsfähige deutsche, europäische und globale Wasserstoffwirtschaft.

© 2020 | Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH