



Bild: World Bank Group

Wasserstoff als Speicheroption für grünen Strom

Die Langzeitspeicherung von Energie als Herausforderung

Giovanni Beccuti

Eine der grössten Herausforderungen bei der Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien ist deren räumlich dezentrale und zeitlich schwankende Ausprägung. Es gibt bereits Situationen, in denen erneuerbarer Strom nicht mehr im Stromnetz aufgenommen werden kann, beispielsweise an sonnigen Tagen mit geringer Nachfrage. Dies führt zu negativen Strompreisen oder zur Einschränkung der Einspeisung erneuerbarer Energien. Beides ist unerwünscht.

Da der Anteil erneuerbarer Energien in den kommenden Jahren erheblich steigen wird, sind geeignete Formen der Energiespeicherung nötig, um das Auftreten solcher Situationen zu vermeiden. Diese Speichertechnologien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Speicherdauer (kurz-, mittel- und langfristige Speicher), ihrer volumetrischen Speicherdichte und ihres technologischen Ent-

wicklungsstands. Beim Stromsystem der kommenden Jahrzehnte liegen die grössten Herausforderungen im Bereich der Langzeitspeicherung, da die kurz- und mittelfristige Speicherung durch Batterien und Pumpspeicherkraftwerke gelöst werden kann [1].

Chemische Speicher

Chemische Speicher gehören zur Gruppe der Langzeitspeicher. Ein Beispiel für diese Speicherkategorie ist der Power-to-Gas-Prozess, bei dem elektrische Energie durch Elektrolyse von Wasser in chemische Energie in Form von Wasserstoff umgewandelt wird. Die Elektrolyse kann durch eine Methanisierung ergänzt werden, bei der Wasserstoff mit Kohlendioxid zu synthetischem Methan reagiert. Wasserstoff oder Methan können dann direkt als Energieträger eingesetzt werden, da sie in der Mobilität, zur Rückumwandlung



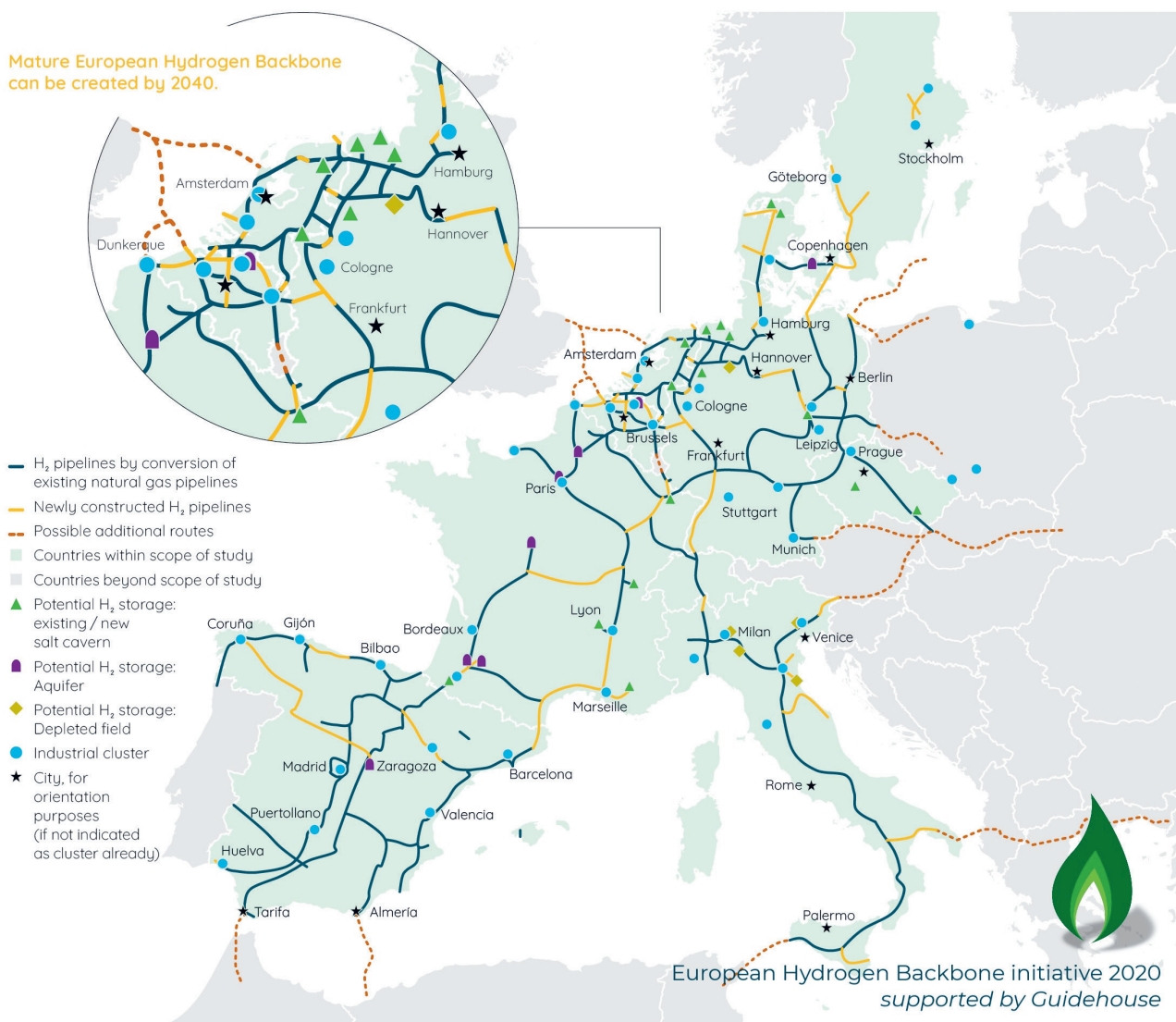
in Strom und Wärme in Brennstoffzellen oder entsprechenden Gasturbinen oder als Reduktionsmittel in der chemischen, petrochemischen und metallurgischen Industrie verwendet werden können [2].

Die Einführung einer solchen Lösung ist jedoch nur dann attraktiv, wenn die entsprechende Speicher- und Transportinfrastruktur bereits vorhanden ist, da dann kein umfangreiches Netz von Energieanlagen für diesen Zweck gebaut werden muss. In dieser Hinsicht wäre der Rückgriff auf das Gasnetz die naheliegende Wahl. Tatsächlich kann eine einzige grosse Pipeline (mit einem Durchmesser von ungefähr einem Meter) so viel Energie übertragen wie 5 bis 10 Hochspannungsleitungen. Sie hat den zusätzlichen Vorteil, dass sie in der Regel unterirdisch verlegt ist, wodurch das Risiko von Beschädigungen, Explosionen und Witterungseinflüssen verringert wird. Aus dem gleichen Grund ist sie für die Öffentlichkeit nicht sichtbar, wodurch Widerstand oder Gegenreaktionen im Zusammenhang mit der Errichtung grosser und optisch unattraktiver Industrieanlagen vermieden werden [3, 4].

Zwei Methanszenarien

In einem solchen Szenario wird zwischen Fällen, in denen Methan mit unterschiedlichen Wasserstoffanteilen beigemischt wird, und Situationen, in denen synthetisches Methan verwendet wird, unterschieden.

Die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas ist eine Möglichkeit, z. B. in Konzentrationen von bis zu 5% im Fernleitungsnetz und bis zu 20% im lokalen Verteilnetz. Eine Herausforderung ist dabei die Vermeidung von Leckagen, insbesondere an Ventilen, da Wasserstoff ein kleineres Molekül als Methan ist und daher leichter durch Dichtungen entweichen kann. Zudem muss bei einer Wasserstoffkonzentration von mehr als 10% ein alternativer Kompressortyp verwendet werden. Grundsätzlich lässt sich das bestehende Netz für begrenzte Wasserstoffkonzentrationen nutzen. Werden aber Gasleitungen für den Transport höherer Wasserstoffanteile genutzt, ist dies mit erheblichen Problemen verbunden. Diese Probleme ergeben sich aus Unsicherheiten bei der genauen Vorhersage der durch Wasserstoff verur-



Ein ausgewachsenes europäisches Netzwerk für Wasserstoff kann bis 2040 realisiert werden.

Bild: EHB

sachten Verschlechterung der Bruchzähigkeit, der Notwendigkeit, Technologien zur Risserkennung zu verbessern, der Entwicklung neuer Risikomodelle und der Festlegung realisierbarer Strömungsgeschwindigkeiten des Wasserstoffs.

Allerdings birgt auch die Methanisierung eine Reihe von Herausforderungen, obwohl sie die Nutzung der Gasinfrastruktur in ihrem heutigen Zustand ohne Aufrüstungen ermöglicht. Zunächst einmal verlangen die Spezifikationen für Gasnetze meist einen sehr geringen Wasserstoffgehalt, wenig Kohlendioxid und minimale Verunreinigungen. Bei der Methanisierung entsteht aber nicht direkt reines Methan: Das Produktgas enthält Restwasserstoff, CO₂, CO, Wasser und Spuren weiterer Nebenprodukte. Eine umfassende Gasreinigung und -trocknung wäre somit nötig, die beispielsweise Kohlendioxidentfernung, Wasserkondensation und katalytische Reinigung umfassen würde.

Zudem ist dies mit Energieverlusten verbunden, da der Wirkungsgrad in der Regel bei etwa 70 % bis 80 % liegt, was mit dem Wirkungsgrad der Elektrolyse kombiniert werden muss, der typischerweise im Bereich von 60 % bis 70 % liegt. Ausserdem setzt es die Verfügbarkeit eines konzentrierten Kohlendioxidstroms voraus. Geeignete Quellen in Form von Biogasaufbereitung oder industriellem Kohlendioxid befinden sich jedoch möglicherweise nicht in unmittelbarer Nähe von Standorten für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff oder sind nur begrenzt verfügbar. Die Abscheidung von Kohlendioxid aus der Luft mittels Direct Air Capture (DAC) ist zwar theoretisch möglich, ist aber teuer und energieintensiv. Diese Alternative erscheint deshalb auf absehbare Zeit nicht praktikabel.

Europäische Kooperationen

Derzeit laufen in Europa Kooperationsaktivitäten in Form von Infrastrukturprojekten [5]. Das European Hydrogen Backbone (EHB) ist eine Initiative von Gasinfrastrukturentwicklern aus 28 Ländern, deren Ziel es ist, ein Wasserstoffnetz zu schaffen, das Wasserstoffproduktions- und -verbrauchszentren miteinander verbindet. Zunächst sollen dazu bestehende Erdgasleitungen genutzt und in einer späteren Entwicklungsphase soll das Netz erweitert werden.

Gemäss den geplanten Aktivitäten sollen in den nächsten fünf Jahren bereits rund 11 600 km Pipelines in Betrieb genommen werden. Das von der EHB angestrebte Endziel ist der Aufbau eines 53 000 km langen Wasserstoffpipeline-Netzes bis 2040 in allen 28 beteiligten europäischen Ländern.

Im Rahmen der EHB haben Italien, Deutschland und Österreich 2023 zudem eine Vereinbarung zur Zusammenarbeit beim Aufbau eines Netzes für den Transport von Wasserstoff von der südlichen Mittelmeerküste nach Nordeuropa unterzeichnet. Diese 3300 km lange Verbindung ist als SouthH2-Korridor

bekannt und wurde von der Europäischen Kommission als Projekt von gemeinsamem Interesse (PCI) eingestuft, was ein beschleunigtes Genehmigungsverfahren und zusätzlichen Zugang zu europäischen Fördermitteln gewährleistet.

Dies steht im Einklang mit der übergeordneten Politik der Europäischen Union, die sich in ihrer Dekarbonisierungsstrategie verpflichtet hat, den Anteil von (grünem) Wasserstoff bis 2050 von null auf 20 % zu erhöhen. Dementsprechend fördert und finanziert die EU Wasserstoffprojekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette, von Produktionskapazitäten bis hin zu Speicherlösungen, einschliesslich der Pipeline-Infrastruktur. Ziel ist es, die Grundlage für eine langfristige strategische Infrastruktur zu schaffen, die gleichzeitig den Aufbau eines europäischen Wasserstoffmarktes fördert.

Bestehende Infrastruktur nutzen

Aufgrund der obigen Überlegungen scheint jedoch die derzeit konkreteste Lösung darin zu bestehen, eine begrenzte Menge erneuerbar produzierten Wasserstoffs in die bestehende Infrastruktur einzuspeisen.

Daher wurde eine Analyse [6] durchgeführt, die die Entwicklung von Instrumenten zur Modellierung und Quantifizierung der Kopplung von Energiesektoren enthielt. Die Ergebnisse dieser Analyse zeigen, inwieweit die Kopplung der Bereiche Elektrizität und Gas ein wichtiger Faktor für die Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende sein kann. Gleichzeitig lässt sich mit diesem Ansatz der potenzielle Wert der Gasverteilinfrastruktur im gesamten künftigen Energiesystem ermitteln. Dazu wurden unterschiedliche potenzielle Pfade hinsichtlich ihrer Gesamtkosten für die Deckung des Energiebedarfs eines lokalen Versorgungsunternehmens über einen Zeitraum von 40 Jahren bewertet. Die Gesamtkosten setzen sich zusammen aus:

- Investitionen der Kunden in Heiztechnologien und PV-Anlagen auf Dächern,
- Investitionen des EVU in den Ausbau des Mittelspannungsnetzes, in Batterien, Elektrolyseure und Brennstoffzellen; und
- Betriebskosten des EVU: die Kosten für den Kauf von Strom und Gas auf dem Grosshandelsmarkt durch das Unternehmen.

Es wird davon ausgegangen, dass die Verwendung von Erdgas durch eine CO₂-Steuer wirtschaftlich benachteiligt wird, aber ansonsten erlaubt ist. Die Sensitivität der ermittelten optimalen, kostengünstigsten Lösung gegenüber dem Wert der CO₂-Steuer ermöglicht es, die potenziellen Auswirkungen der Steuer zu ermitteln.

Unter den in der Studie zugrunde gelegten Annahmen für die Grosshandelspreise für Strom und Erdgas wurde festgestellt, dass bei einer Erhöhung der CO₂-Abgabe auf 210 CHF/t eine vollständige

Elektrifizierung auf der Verteilebene (die von Wärmepumpen dominiert wird) geringfügig billiger sein kann (um ca. 5 %) als eine Variante, bei der Gas weiterhin eine wichtige Rolle bei der Deckung der Endnachfrage nach Wärme spielt. Wenn die CO₂-Abgabe bei einem Wert von rund 100 CHF/t bleibt, verringert sich dieser Kostenunterschied.

Die in der Studie betrachteten Stromverteilnetze erwiesen sich als fähig, einen kompletten Elektrifizierungspfad zu bewältigen. Für ein hohes Mass an Redundanz und damit an Zuverlässigkeit kann ein Netzausbau trotzdem nötig sein. Die potenziellen Investitionskosten in den Ausbau des Verteilnetzes sind hoch und machen den Elektrifizierungspfad finanziell rentabel. Zudem ist der Ausbau der Stromnetzinfrastruktur wirtschaftlich günstiger als der Rückgriff auf alternative Optionen wie Batterien, die nur dann eine Rolle spielen könnten, wenn der Ausbau des Stromnetzes aus anderen (d. h. nicht rein wirtschaftlichen) Gründen unmöglich ist.

Es wurde kein Bedarf für die Aufrechterhaltung des Gasverteilnetzes als Speichermöglichkeit für das Stromnetz festgestellt. Das Gasnetz ist aber wertvoll, wenn ein Weg beschritten wird, bei dem die End-

nachfrage nach Gas beträchtlich bleibt. Potenziell besteht die künftige Rolle der Gasverteilnetze darin, die Nachfrage nach Gas zu bedienen, und nicht darin, als Technologie dem Stromsystem Flexibilität zu verleihen. Für den in der Studie betrachteten Grosshandelsstrompreis wurde festgestellt, dass bei Endkosten für Gas (mit CO₂-Abgabe) unter 70 CHF/MWh ein Pfad, bei dem Gas zum Heizen verwendet wird, billiger ist als ein Elektrifizierungspfad.

Referenzen

- [1] S. Patel, «Why Power-to-Gas May Flourish in a Renewables-Heavy World», Power Magazine, Dezember 2019.
- [2] F. Brissaud, «Power-to-Gas, Technologies, Challenges and Outlook», Techniques de l'ingénieur, Mai 2023.
- [3] B. Meier, R. Baggenstos, «Warum es die Gasleitung auch in Zukunft braucht», Die Volkswirtschaft, Oktober 2024.
- [4] J. van Ackeren, T. Hüwener, A. Martin, «Gas pipelines for hydrogen?», Fraunhofer IIS, Dezember 2021.
- [5] B. Kratz, I. Espa, «Hydrogen: Legal and regulatory challenges for Switzerland in a global context», EuZ – Zeitschrift für Europarecht, August 2024.
- [6] «The Role of Gas and the Gas Infrastructure within the future Energy system: a techno-economic assessment», BFE-Studie, 2019.

Autor

Dr. Giovanni Beccuti ist Dozent am Department Informationstechnologie und Elektrotechnik, ETH Zürich und am Institut für Energie und Fluid Engineering, ZHAW.

> giovanni.beccuti@ee.ethz.ch

> giovanni.beccuti@zhaw.ch

L'hydrogène : une option pour stocker l'électricité verte

Le défi du stockage de l'énergie à long terme

La part des énergies renouvelables étant amenée à augmenter considérablement dans les années à venir, disposer de formes appropriées de stockage devient indispensable pour ne pas avoir à limiter l'injection d'électricité dans le réseau à certains moments. Les technologies de stockage d'énergie se distinguent par leur durée de stockage (à court, moyen et long terme), leur densité énergétique volumétrique ainsi que par leur niveau de maturité technologique. Dans la perspective du futur système électrique, les principaux défis se situent dans le domaine du stockage à long terme, le stockage à court et moyen terme pouvant être assuré par des batteries et des centrales de pompage-turbinage.

Les systèmes de stockage chimique font justement partie de la catégorie du stockage à long terme. Parmi ceux-ci, le procédé «power-to-gas», dans lequel l'énergie électrique est convertie en énergie chimique sous forme d'hydrogène par électrolyse de l'eau. L'électrolyse peut encore être

complétée par une méthanisation, au cours de laquelle l'hydrogène réagit avec le dioxyde de carbone pour former du méthane synthétique. L'hydrogène ou le méthane peuvent alors être utilisés directement comme vecteurs énergétiques dans le domaine de la mobilité, pour être reconvertis en électricité et en chaleur dans des piles à combustible ou des turbines à gaz adaptées, ainsi que comme agents réducteurs dans les industries chimique, pétrochimique et métallurgique.

Des coopérations sous forme de projets d'infrastructure sont actuellement en cours en Europe. L'European Hydrogen Backbone (EHB) est une initiative lancée par des développeurs d'infrastructures gazières issus de 28 pays, dont l'objectif consiste à créer un réseau d'hydrogène reliant les centres de production et de consommation. Dans un premier temps, il est prévu d'utiliser les gazoducs existants, puis d'étendre le réseau lors d'une phase de développement ultérieure.