

Hintergrundinfos

Auszug aus dem VDI-Statusreport „Energiespeicher zu Power to X“

1.1 Chemische Speichersysteme

Ein Speichersystem besteht aus Einspeicher-, Speicher- und Ausspeichertechnologien. Die Einspeicherung umfasst in chemischen Speichersystemen fast immer die Elektrolyse. Der durch Wasserspaltung gewonnene Wasserstoff kann entweder direkt genutzt oder weiter gewandelt werden unter Nutzung weiterer Stoffe wie CO₂. Stellvertretend für diese Power-to-X-Pfade werden in diesem Abschnitt Wasserstoff und Power-to-Gas Methan beschrieben. Es können aber auch längerkettige flüssige und feste Kohlenwasserstoffe (Power-to-Liquid) oder chemische Produkte (Power-to-Chemicals) „eingespeichert“ werden. Die eigentliche Speicherung erfolgt in Gasspeichern (Wasserstoff, (Erd)Gasspeichern) oder Tanks und Lagern. Das Ausspeichern erfolgt je nach Anwendung (Strom, Wärme, Mobilität) über Brennstoffzellen, Gasmotoren und –turbinen, oder Verbrennungsmaschinen.

1.1.1 Wasserelektrolyse

Wasserstoff wird schon seit geraumer Zeit als Möglichkeit diskutiert und erforscht, große Elektrizitätsmengen zu speichern und flexibel zu nutzen. Der reine Stromspeicher mit Wasserstoff besitzt dabei nur einen begrenzten Wirkungsgrad (max. ca. 40%), so dass eine flexible Nutzung des Wasserstoffs als Kraftstoff in der Mobilität, als Rohstoff in der chemischen Industrie oder als Brennstoff (z.B. als Zumischung zum Erdgas) ein höheres Interesse gefunden hat. Die stationäre Rückverstromung ist somit eine spezielle Anwendung, die normalerweise nicht im Hauptfokus liegt. Auf umweltfreundliche Weise kann der Energieträger Wasserstoff hauptsächlich aus der Elektrolyse gewonnen werden, wenn die Stromquelle mit erneuerbaren Energie gespeist wird.

Wasserstoffgewinnung aus Biomasse oder Solarthermie ist möglich, aber weniger effizient und noch nicht voll entwickelt. Der Wasserstoff muss in geeigneten Behältern oder ggf. Salzkavernen gespeichert werden. Es gibt heute drei relevante Verfahren der Wasserelektrolyse: die Alkalische Elektrolyse (AEL) mit einem flüssigen basischen Elektrolyten, die saure Polymer-Elektrolyt-Elektrolyse (PEMEL) mit einem polymeren Festelektrolyten und die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) mit einem Festoxid als Elektrolyt. Die Reaktionen an der Kathode (Hydrogen Evolution Reaction – HER) und Anode (Oxygen Evolution Reaction – OER) variieren entsprechend der Elektrolysetechnologie.

Bei der AEL wird das Wasser in der Regel an der Kathodenseite zugeführt, an der Wasserstoff und OH⁻-Ionen entstehen. Letztere migrieren durch die mikroporöse oder anionenleitende Membran und werden auf der Anodenseite zu Sauerstoff und Wasser umgesetzt. Bei sauren Elektrolyten (z.B. PEMEL) wird das Wasser in der Regel an der Anodenseite der Elektrolysezelle zugeführt und in seine Bestandteile zerlegt. Pro Wassermolekül entsteht ein halbes Sauerstoffmolekül, das anodenseitig abgeführt wird und zwei Protonen, die durch eine protonenleitende Membran zur Kathodenseite transportiert werden und dort unter Aufnahme zweier Elektronen zu einem Wasserstoffmolekül reduziert werden.

Große Anlagen zur Wasserstoffherzeugung und -speicherung für die chemische Industrie sind Stand der Technik und wurden hauptsächlich mit alkalischen Elektrolyseuren (s. Bild 24) realisiert (z.B. eine 156 MW Anlage am Assuan-Staudamm in Ägypten). Auch die Elektrolyse mit Polymer-Membran hat einen fortgeschrittenen Status der Entwicklung erreicht; wurde aber bisher eher im kleinen Leistungsbereich gegenüber alkalischen Elektrolyseuren realisiert. Auf Modulebene werden aktuell PEM-Systeme bis 30 Nm³/h angeboten mit einer maximalen elektrischen Leistungsaufnahme bis ca. 170 kW pro Modul. Diverse Hersteller von PEM-Elektrolyseuren arbeiten an größeren Modulen im MW-Bereich und setzen diese in Demonstrationsanlagen ein. Verglichen zur AEL und PEMEL befindet sich die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) noch im Stadium der Grundlagenforschung und Materialentwicklung. In den letzten Jahren ist das Interesse an der HT-Elektrolyse deutlich gewachsen, was sich in einer Vielzahl an Projekten widerspiegelt.

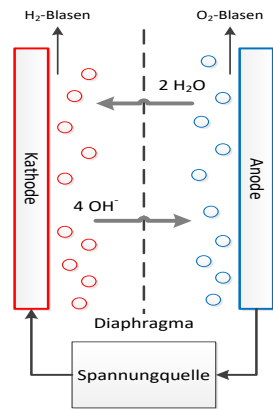


Bild 24. Funktionsweise einer alkalischen Elektrolysezelle zur Wasserstoffgewinnung

1.1.2 Power-to-Gas (Wasserstoff/Methan)

Das Energiespeicherkonzept Power-to-Gas verbindet Strom- und Gasnetz (und damit alle Sektoren Strom/Wärme/Mobilität/Chemie und Industrie) über zwei Nutzungspfade: Die Erzeugung von Wasserstoff (H_2) und optional zusätzlich Methan (CH_4 , synthetic Natural Gas, SNG) (s. Bild 25). Das erzeugte Gas ist in hohem Maß kompatibel mit vorhandener Infrastruktur (bezüglich Wasserstoff bestehen im Erdgasnetz Einspeisegrenzen nach DVGW G 260, Methan ist als Erdgas-Hauptbestandteil für die Einspeisung unproblematisch). Zur Speicherung und für den Transport kann auf das Gasnetz mit seinen Poren- und Kavernenspeichern sowie Drucktanks zurückgegriffen werden. Das gespeicherte Gas kann durch Nutzung verschiedener Entladungspfade vielfältig genutzt werden (z.B. Strom: Rückverstromung mittels Gaskraftwerken/Blockheizkraftwerken, Wärme: Verbrennung in Erdgasthermen oder Brennstoffzellen, Verkehr: Erdgas- und Brennstoffzellen-Fahrzeuge, Chemie: Wasserstoff und Methan als Ausgangsstoff diverser chemischer Grundstoffe).

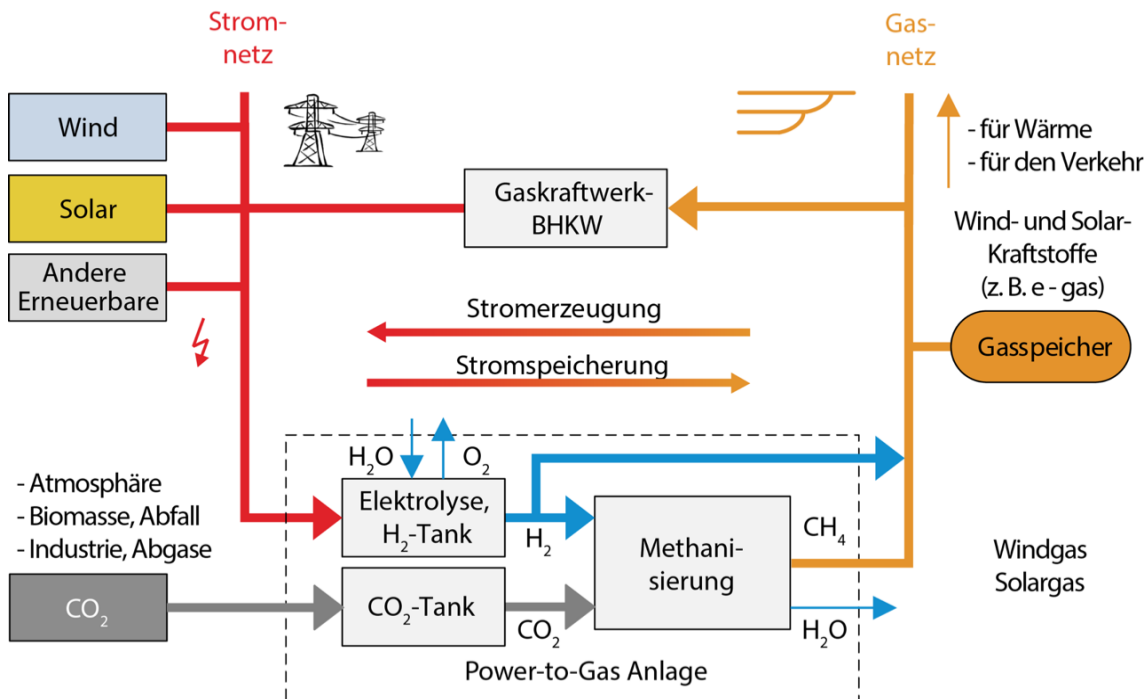


Bild 25. Grundprinzip des Power-to-Gas-Speicherkonzepts (Nutzungspfad Methan): Strom (prioritär Überschussstrom) wird in einer Elektrolyse zur Spaltung von Wasser in Sauerstoff (O_2) und Wasserstoff (H_2) genutzt. In einer nachgeschalteten Methanisierungseinheit (chemisch oder biologisch) wird unter Zugabe von Kohlendioxid (CO_2) Methan synthetisiert, welches ins Erdgasnetz eingespeist und dort im Strom-, Wärme-, Mobilitäts- und Chemiesektor integriert werden kann [1].

Wird statt Methan, lediglich Wasserstoff erzeugt und innerhalb der Einspeisegrenzen verwertet, ergibt sich durch den Wegfall einiger Prozessschritte wie Methanisierung und CO_2 -Bereitstellung ein Vorteil durch höhere Wirkungsgrade und geringere Kosten. Demgegenüber bietet der Methanisierungspfad Vorteile durch höhere volumetrische Energiedichten, leichtere Handhabung des Energieträgers als vollwertiges Erdgassubstitut sowie

Kostenvorteile vorhandener Infrastruktur zur Speicherung, Übertragung und Transport.

In Deutschland sind derzeit ca. 30 Power-to-Gas-Anlagen im Leistungsbereich von 0,2-6 MW und einer Gesamtleistung von 24 MW zu Demonstrations- und Entwicklungszwecken stationär im Einsatz; etwa die Hälfte davon erzeugt Wasserstoff, die andere Hälfte Methan. Die Technologie ist weitgehend ausgereift und steht kurz vor der Markteinführung, Entwicklungsbedarf besteht noch in der Bereichen der Systemtechnik und bei der Verbesserung einzelner Komponenten wie der CO₂-Abtrennung, der biologischen Methanisierung und der Elektrolyse [1].

Mittelfristig ist die Technologieentwicklung, insbesondere Kostendegressionen, stark vom CO₂-Preis und der Nutzung alternativer Flexibilitätsoptionen (Netzausbau, Batteriespeicher, Lastmanagement) abhängig. Langfristig ist Power-to-Gas als fester Energiesystembestandteil einzuordnen.

Tabelle 14. Stärken und Schwächen von Power-to-Gas

		Power-to-Gas	
in t e r n	Stärken	<ul style="list-style-type: none"> Nutzung bestehender Infrastruktur für Transport Speicherung von Energie und dem Rohstoff Methan Sehr geringe Kosten der Speicherkapazität Verteilung und äußerst flexible Nutzung der gespeicherten Energie in allen Sektoren Zeitliche und räumliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch über Gasnetz Erzeugung und Speicherung eines hochwertigen Energieträgers In Leistung und Kapazität nahezu beliebig skalierbar und damit geeignet für die Übertragungsebene 	Schwächen
	e x t e r n	Möglichkeiten/Chancen	<ul style="list-style-type: none"> Ergänzung zum Stromnetzausbau Stabilisierung des Stromnetzbetriebs Dekarbonisierung von Verkehr und chemischer Industrie Echte Option zur Integration erneuerbarer Energien bei unzureichendem Stromnetzausbau Großer Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele Große Potenziale in Strom, Verkehr und Chemie Einfache Erweiterung der bereits immensen Speicherkapazitäten im Gasnetz Technologie ist reif für Markteinführung Technologie findet weltweit zunehmend Beachtung
			<ul style="list-style-type: none"> Hohe Kosten pro installierter Leistung Einspeichertechnologie Power-to-Gas Hohe Komplexität der Energiewandlung Geringer Wirkungsgrad (Alternativen sind effizienter, haben aber nicht die geforderte Speicherkapazität) Flexibler Betrieb (v. a. Methanisierung) für H₂ nur begrenzte Infrastruktur
		<ul style="list-style-type: none"> Günstigere Flexibilitätsoptionen behaupten sich im Wettbewerb besser als PtG Geringe Überschussstrommengen durch Absenkung der EE-Ziele bzw. Klimaziele Begrenzte Wasserstofftoleranz des Gasnetzes Standortgebundener Einsatz (ausreichend Überschüsse und Einspeisekapazität im Gasnetz notwendig) 	

1.1.3 Sektorenkopplung Strom-Wärme

Die klassische Kopplung der Sektoren Strom und Wärme erfolgt über die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), meist in Verbindung mit dem Gassektor. Hier wird die Verwendung von Strom für Wärmezwecke über Heizstäbe, Elektrodenkessel und Wärmepumpen (Power-to-Heat) in diesem Kontext interessant. In Kombination mit

Wärmespeichern kann somit Erzeugung und Verbrauch auf der Stromseite flexibilisiert werden und die Wärmeversorgung mit der Stromversorgung gekoppelt werden.

Diese Form der Sektorenkopplung erfährt in Deutschland – angereizt über das KWK-Gesetz – zunehmend Anwendung und ermöglicht den Einsatz von großen Wärmespeichern (s. auch Praxisbeispiele in Kap. 4.6).

1.2 Mobilität

Energiespeicher sind ein wesentlicher Bestandteil des Sektors Mobilität, da sie sowohl eine örtliche Entkopplung des Energiebedarfs von der Versorgungsinfrastruktur (z.B. Tankstelle oder Ladesäule) als auch eine zeitliche Entkopplung vom Dargebot der erneuerbaren Energien ermöglichen.

1.2.1 Anforderungen, Energieträger und Speicher

Die Anforderungen an die Speicherkapazität, -leistung, -dauer und -verfügbarkeit unterscheiden sich in Abhängigkeit der zurückzulegenden Strecke, der Art der Beförderung sowie dem gewählten Verkehrsmittel. Es kann beispielsweise zwischen folgenden Ausprägungen unterschieden werden:

- **Streckenlänge:** kurz (innerstädtisch), mittel (Pendelverkehr) und lang (Fernverkehr)
- **Art der Beförderung:** Güter und Personen
- **Verkehrsmittel:** Flugzeug, LKW, PKW, Motorrad, Motorroller und Fahrrad

Weiterhin hängt die Art des Energiespeichers von dem verwendeten Energieträger ab. Neben den konventionellen Kraftstoffen auf Basis fossiler Energien, besteht aus technischer Sicht bereits heute die Möglichkeit diese durch alternative Energieträger zu substituieren. Folgende Energieträger kommen für einen Einsatz in der Mobilität in Frage:

- Erdölbasierte Kraftstoffe (Benzin, Diesel)
- Erdgas und Flüssiggas („Autogas“)
- Flüssige und gasförmige Biokraftstoffe
- Wasserstoff und daraus hergestellte synthetische flüssige und gasförmige Kraftstoffe (Power-to-X)
- Elektrische Energie (elektrische Bahnen und Oberleitungs-LKW)
- Elektrochemische Energie (Batterien)

In Abhängigkeit des gewählten Verkehrsmittels sowie des Energieträgers lässt sich der geeignete Energiespeicher bestimmen. Es kann zwischen folgenden Energiespeichern für die Mobilität unterschieden werden:

- Tanks für flüssige Energieträger wie z.B. Benzin, Diesel oder synthetische Kraftstoffe
- Druckbehälter,
- Flüssiggastanks
- Kryotanks für verflüssigte Gase
- Behälter für chemische Produkte (z.B. Metallhydride für Wasserstoffspeicherung)
- Batterien
- Schwungmassenspeicher
- Doppelschichtkondensatoren (Supercaps)

Die beiden letzteren kommen zwar für die komplette Abdeckung des Fahrenergiebedarfs nicht in Frage; sie können aber aufgrund ihrer Eigenschaften sehr schnell Energie aufnehmen (z.B. für die Rückgewinnung von Bremsenergie) und auch wieder sehr schnell abgeben (z.B. zur Unterstützung von Anfahr- und Beschleunigungsvorgängen).

1.3 Sektorenkopplung Strom-Gas und Strom-Chemie

Zusätzlich zu den klassischen Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität wird auch die Kopplung der Strom- und Gasinfrastrukturen diskutiert (Power-to-Gas) und die Nutzung von Strom als Primärenergie zur Gewinnung von chemischen Rohstoffen (Power-to-Chemicals).

1.3.1 Strom-Gas (Wasserstoff, Methan)-Strom und/oder Wärme

Die Gasinfrastruktur besteht in Deutschland aus ca. 438.000 km Gasleitungen und Gasspeichern mit einer Speicherinhalt von 230.000 GWh. Damit stellen die Gasspeicher neben den Wärmespeichern die größten genutzten Speichervolumina in Deutschland dar.

Um diese für die Sektorenkopplung Strom-Gas zu nutzen, sind verschiedene Speicherelemente und deren Kombination von Bedeutung:

Einspeichertechnologien:

- Elektrolyse
- Methanisierung (biologisch oder chemisch-katalytisch)

Speichertechnologien:

- Kavernenspeicher
- Porenspeicher
- Drucktanks
- LOHC-Tanks
- Gastransportnetz

Ausspeichertechnologien

- KWK-Anlagen
- Gaskraftwerke
- Brennstoffzellen
- Gasfahrzeuge
- Heizgeräte
- Gaswärmepumpen
- Stoffliche Nutzung in der Industrie (s. Abschnitt 4.2.2)

Diese Art der Sektorenkopplung stellt die Gasinfrastruktur in die Mitte des Energiesystems als Bindeglied zwischen den Sektoren Strom, Wärme, Mobilität und auch der Chemie. Neben der klassischen Sektorenkopplung KWK auf Erdgasbasis (s. Abschnitt 4.2) ist die Erzeugung von erneuerbarem Gas (Wasserstoff bzw. synthetischem Erdgassubstitut (SNG)) eine effiziente Möglichkeit, vorhandene Energieinfrastrukturen zu koppeln und langfristig für die Energiewende zu nutzen.

So sind die Möglichkeiten der Stromspeicher in Form von Batterien und Pumpspeichern zwar doppelt so effizient wie der Weg über Power-to-Gas als Stromspeicher. Für die Überbrückung einer Dunkelflaute von mehreren Wochen ist jedoch letzterer Weg der kosteneffizienteste, da Gasspeicher das gespeicherte Medium im Gegensatz zu z. B. Batteriespeichern nahezu verlustfrei halten können.

Da Wasserstoff abhängig von den angeschlossenen Verbrauchern nur zu einem geringen Prozentsatz (derzeit 2-vol. %) in das Gasnetz eingespeist werden kann, gewinnt die Methanisierung zunehmend an Bedeutung, die diesen Restriktionen nicht unterworfen ist und damit eine vollständige Sektorenkopplung Strom-Gas ermöglicht.

Vor allem der Einsatz von PtG zur Dekarbonisierung des Verkehrs erscheint als eine vielversprechende Option. In Deutschland wurden bislang PtG-Anlagen mit einer Leistung von ca. 24 MW installiert. Unternehmen wie Audi, Siemens, Uniper, Enertrag, Thüga und viele Forschungsinstitute haben Anlagen im kW- und MW-Maßstab zur Demonstration und Erforschung errichtet. Das erzeugte Gas findet vorwiegend in der Gasmobilität Anwendung.

1.3.2 Strom-Chemie

Im Chemiesektor werden klassischerweise vorwiegend Erdöl und Erdgas als fossile Rohstoffe zu chemischen Grundstoffen (Ethylen, Ammoniak, etc.) weiterverarbeitet. Analog zur Sektorenkopplung Strom-Gas spielt im Zuge des Ersatzes fossiler Energieträger zukünftig die Speicherung von Strom in Form von chemischen Energieträgern über Power-to-X (P2X) eine gewichtige Rolle.

Die P2X-Anlagen können an den Strom- und Regelleistungsmärkten betrieben werden. Unabhängig davon können eigene, separat nur für den Zweck der Rohstoffgewinnung errichtete P2X-Anlagen samt Wind-, Wasser- oder Solarenergieanlagen betrieben werden. Bereits heute wird in einer P2X-Anlage in Island Methanol aus Geothermiestrom und dem Begleitgas CO₂ hergestellt.

Bild 31 zeigt die verschiedenen Nutzungspfade von P2X in der Sektorenkopplung Strom-Chemie. Wasserstoff bzw. Synthesegas ist dabei Ausgangsstoff zur Herstellung vieler Grundstoffe und Grundchemikalien.

Als Beispiele sind Ethylen als meistproduzierte organische Grundchemikalie in Deutschland u. a. zur Herstellung von Kunststoffen und Ammoniak für u. a. Düngemittel zu nennen, welches über Stickstoff und Wasserstoff hergestellt wird.

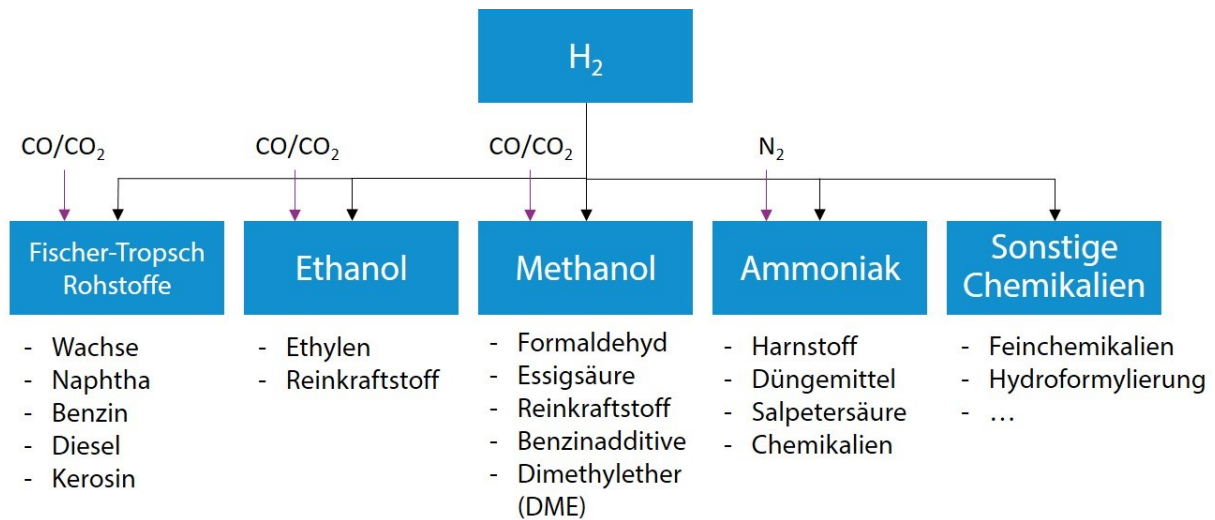


Bild 31. Wasserstoff aus P2X-Anlagen als Ausgangsstoff für einen großen Teil industriell genutzter Rohstoffe (Quelle: FENES OTH Regensburg)

Weitere Infos:

<https://de.wikipedia.org/wiki/Power-to-X>

<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/power-to-x>

https://www.bund.net/energiewende/erneuerbare-energien/power-to-x/?gclid=EAIaIQobChMIInI_kk5Ps5QIViOh3Ch30OQtxEAAYASAAEgKx-fD_BwE