

## H<sub>2</sub>-BAROMETER

Unabhängige Bewertung der  
Wasserstoffwirtschaft in der Schweiz

Ausgabe 4  
Oktober 2023

# Vorwort



*«Die Schweiz braucht eine Strategie für einen H<sub>2</sub>-Markt mit der nötigen Infrastruktur und einer Markt-Regulierung, die die nötigen Investitionen sichern kann. Dies ist nur möglich in Übereinstimmung mit der EU und mit CH-Behördenunterstützung.»*

Ennio Sinigaglia, CEO Transitgas AG, September 2023

*«Wir stellen fest, dass der Bedarf an Wasserstoff in der Schweiz in einer ersten Phase über die Eigenproduktion gedeckt werden kann. Aufgrund der Nachfrage der Industrie werden wir aber relativ rasch auf Importe angewiesen sein. Dort stellt sich natürlich die Frage der Transitleitungen durch die Schweiz; ein sehr wichtiger Bereich.»*

Albert Röstli, Vorsteher des UVEK in der Herbstsession des Ständerates, September 2023

Netzbetreiber, Kantone und Politik sind besorgt, wenn es um den Entwicklungsstand des Schweizer Wasserstoffmarktes geht. Das zeigt die neuste Umfrage des H<sub>2</sub>-Barometers. Verglichen mit vor einem Jahr hat sich das Investitionsklima merklich verschlechtert. Insbesondere die offenen Regulierungsfragen trüben die Stimmung. Dabei zeigen neuere Studien, dass Wasserstoff in der Industrie, bei der Stromproduktion im Winter, dem Schwerverkehr sowie der Spitzenlastabdeckung bei Wärmverbänden langfristig eine wichtige Rolle zukommt, um die Klimaziele zu erreichen.

Die Schweiz braucht einen Weckruf, wenn sie nicht den Anschluss verpassen will. Deutschland hat inzwischen dafür gesorgt, indem unser Nachbarland bereits für 2030 Importrouten aus dem Süden via Österreich plant, die an der Schweiz vorbeigehen. Das gefährdet unmittelbar die Verfügbarkeit von Wasserstoff für die Schweiz. Auch wenn es noch viele offene Fragen gibt, wie die tatsächliche Nachfrage der Industrie oder der Stromproduktion, darf sich die Schweiz diese Option nicht verbauen. Ohne staatliche Sicherheiten, die das Investitionsrisiko für Netzbetreiber etwas abmildern, wird es nicht gehen. Dazu braucht es Finanzierungskonzepte, wie sie aktuell in Deutschland diskutiert werden, die Beteiligung der Nachbarstaaten und einen politischen Grundkonsens mit den entsprechenden Signalen an Europa.

Wir freuen uns auf Ihre Rückmeldungen und den weiteren Austausch. Die fünfte Ausgabe planen wir im Frühjahr 2024 zu veröffentlichen.

Mit besten Grüßen  
Daniela Decurtins

Herausgeber  
Verband der Schweizerischen Gasindustrie  
Daniela Decurtins  
Grütlistrasse 44 | 8002 Zürich  
<https://gazenergie.ch/de/>  
Tel. +41 44 288 31 31



# Thesen und Gesamtstimmung

## Acht Kernaussagen aus dem H<sub>2</sub>-Barometer

1. Durch eine Fokussierung der Elektrolyse auf Tage mit günstigen Strompreisen kann die Wirtschaftlichkeit gesteigert werden. Bei Elektrizitätsbezug aus dem Stromnetz wird die Wirtschaftlichkeit massgeblich durch Netznutzungsentgelte und Abgaben beeinflusst.
2. Die betrieboptimierten durchschnittlichen Vollkosten der H<sub>2</sub>-Herstellung sind ein Bewertungsinstrument für Investoren zur Bestimmung der kostenoptimalen Auslegung und Fahrweise von Anlagen zur Wasserstofferzeugung.
3. In Deutschland und Österreich werden neben der Umwidmung bestehender Gasleitungen auch reine neue Wasserstoffleitungen geplant. Einige davon sind Teil des European Hydrogen Backbones.
4. Der bereits für 2030 geplante östliche Strang des SouthH<sub>2</sub>-Corridors für den H<sub>2</sub>-Transit steht in Konkurrenz zur SouthH<sub>2</sub>-Corridor-Erweiterung durch die Schweiz, der in den EHB-Plänen erst für 2040 aufgeführt wird. Geschwindigkeit könnte die Situation für die Schweiz verbessern.
5. Der Neubau von H<sub>2</sub>-Transportleitungen ist mit hohen Investitionsrisiken behaftet. Das in Deutschland diskutierte «Amortisationskonto» ist ein Instrument, um das Investitionsrisiko zu reduzieren und gleichzeitig die staatlichen Unterstützungen zu begrenzen.
6. Umfrage – Stimmungsbild: Rund 75 % der Befragten schätzen das Investitionsklima in der Schweizer H<sub>2</sub>-Wirtschaft negativ ein. Das sind 15%-Punkte mehr als im Vorjahr. Auch die staatlichen Rahmenbedingungen werden als schlechter eingestuft.
7. Umfrage – Upstream und Midstream: Die Mehrheit der Up- und Midstream-Akteure plant weiterhin den Ausbau ihrer Wasserstoffaktivitäten, dies aber weniger verbindlich als im Vorjahr. Durchwegs positiv bleibt die Einschätzung aller Befragten zu den Up- und Midstream-Entwicklungen.
8. Umfrage – Downstream: Mittel- und langfristig rechnet weiterhin eine deutliche Mehrheit aller Befragten mit einem (sehr) starken Anstieg der H<sub>2</sub>-Nutzung vor allem in der Industrie und im Schwerverkehr. Der Anteil der Downstream-Akteure, der die H<sub>2</sub>-Nutzung konkret plant, ist gegenüber 2022 zurückgegangen.

## Einschätzung der Stimmung in der H<sub>2</sub>-Wirtschaft

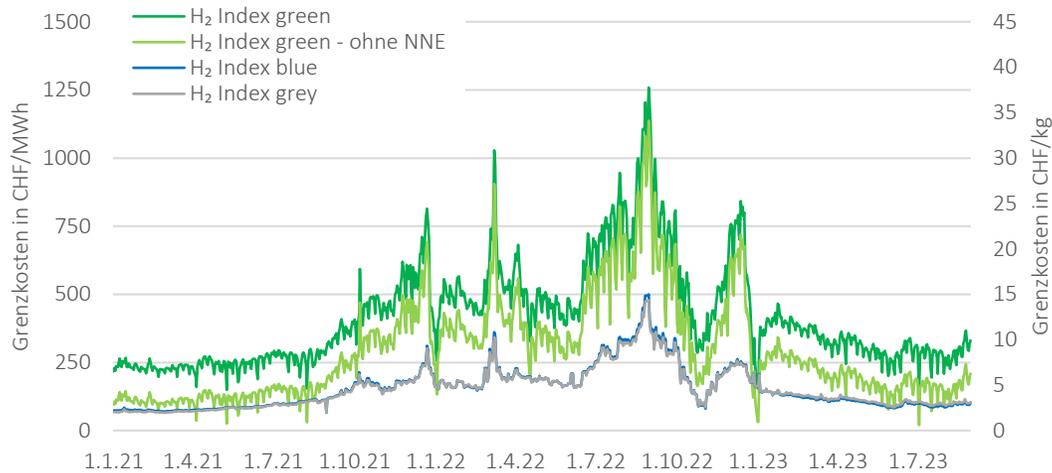


Das allgemeine Investitionsklima hat sich in der Schweiz gegenüber der EU weiter verschlechtert. Die Unsicherheit der Akteure in der Schweizer Wasserstoffwirtschaft ist aufgrund fehlender Rahmenbedingungen und der Situation am Strommarkt gestiegen. Die Einschätzung zu den einzelnen Wertschöpfungsstufen ist trotz dieser allgemeinen Eintrübung unverändert.

# H<sub>2</sub>-Index CH: Grenzkosten

Der H<sub>2</sub>-Index umfasst die Grenzkosten der H<sub>2</sub>-Erzeugung. Dies sind die Kosten, die bei der Produktion einer zusätzlichen Mengeneinheit anfallen. Dazu gehören die kurzfristigen Commodity-Preise (Day-ahead Strom, Gas und CO<sub>2</sub>) sowie Strom- und Gas-Netzentgelte, das heisst nur die Betriebskosten und keine Kapitalkosten. Mit dem H<sub>2</sub>-Index werden Kosten und kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit von unterschiedlichen Wasserstoffqualitäten sichtbar.

## H<sub>2</sub>-Index 2021 - 2023



Die Grenzkosten zur H<sub>2</sub>-Herstellung und ihre Volatilität sind über alle Erzeugungstechnologien 2022 deutlich angestiegen gegenüber dem Vorjahr. Dies ist mit den gestiegenen und stärker schwankenden Inputpreisen von Strom, Gas und CO<sub>2</sub> erklärbar. Da die Commodity-Preise im Jahr 2023 wieder zurückgegangen sind, sinken auch die H<sub>2</sub>-Grenzkosten.

Durch eine Fokussierung der Elektrolyse auf Tage mit günstigen Strompreisen kann die Wirtschaftlichkeit gesteigert werden. Bei Elektrizitätsbezug aus dem Stromnetz wird die Wirtschaftlichkeit massgeblich durch Netznutzungsentgelte und Abgaben beeinflusst.

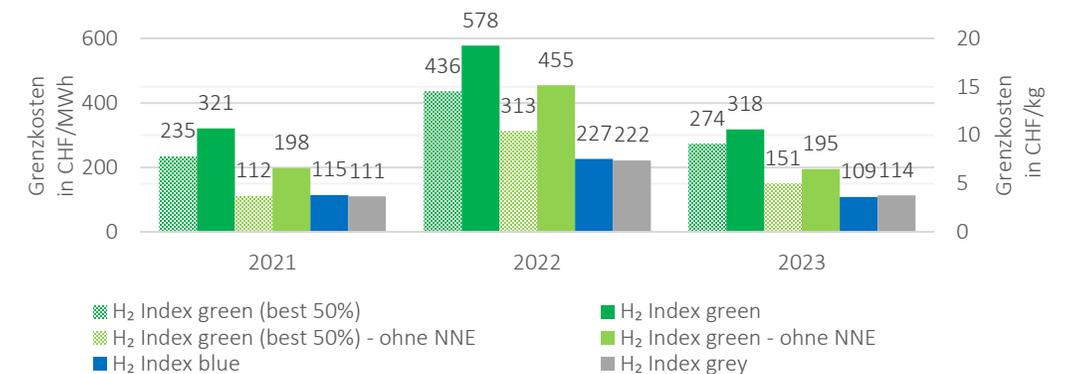
## Jahresdurchschnittswerte

Jahr	Green		Green – ohne NNE		Blue		Grey	
	CHF/MWh	CHF/kg	CHF/MWh	CHF/kg	CHF/MWh	CHF/kg	CHF/MWh	CHF/kg
2021	321	10.71	198	6.61	115	3.82	111	3.70
2022	578	19.26	455	15.61	227	7.56	222	7.41
2023	318	10.61	195	6.51	109	3.64	114	3.81

## Einfluss von Netznutzungsentgelten und Volllaststunden auf den H<sub>2</sub>-Index

**Netznutzungsentgelte Strom (NNE):** Wenn der Elektrolyseur am öffentlichen Stromnetz angeschlossen ist, wird die Wirtschaftlichkeit von grünem H<sub>2</sub> durch eine Netzentgeltbefreiung signifikant verbessert. In der Abbildung wurden 123 CHF/MWh bzw. 4.10 CHF/kg für Netzentgelte, Netzzuschlag und SDL unterstellt (8 Rp./kWh pro kWh Strom mit einem Wirkungsgrad von 65%).

**Betrieb des Elektrolyseurs:** Betreibt man den Elektrolyseur nur in den 50% der Tage mit den günstigsten Strombezugskosten (best 50%), liegen die variablen Kosten der grünen H<sub>2</sub>-Produktion 2023 bei 9.10 CHF/kg gegenüber 10.60 CHF/kg bei Vollbetrieb.



# Betriebsoptimale H<sub>2</sub>-Vollkosten

## Betriebsoptimierung: optimale Vollkosten und kostenoptimale Volllaststunden

Mit wachsenden Volllaststunden der H<sub>2</sub>-Produktion verringert sich der Einfluss der investierten fixen Kosten an den Vollkosten. Mehr Volllaststunden bedeuten aber auch, dass Wasserstoff an mehr Tagen mit höheren variablen Commodity-Kosten erzeugt wird. Mit einer Optimierung des Betriebs der H<sub>2</sub>-Erzeugung können die durchschnittlichen Vollkosten minimiert werden.

Bei einer tagesscharfen Parametervariation ergibt sich entsprechend ein kostenoptimaler Betriebspunkt bzw. eine Volllaststundenzahl mit minimierten Vollkosten.

### Durchschnittskosten vs. Grenzkosten

Die Vollkosten setzen sich aus den Betriebskosten der H<sub>2</sub>-Erzeugung (Grenzkosten im H<sub>2</sub>-Index) und den Kapitalkosten zusammen (ohne Transport und Speicherkosten) und werden hier als Durchschnittskosten, d.h. geteilt durch die Menge angegeben. Für Investitionsentscheidungen sind nicht Grenzkosten, sondern die Durchschnittskosten basierend auf Vollkosten relevant.

Im Vergleich zu den Grenzkosten sind die Vollkosten deutlich weniger volatil.

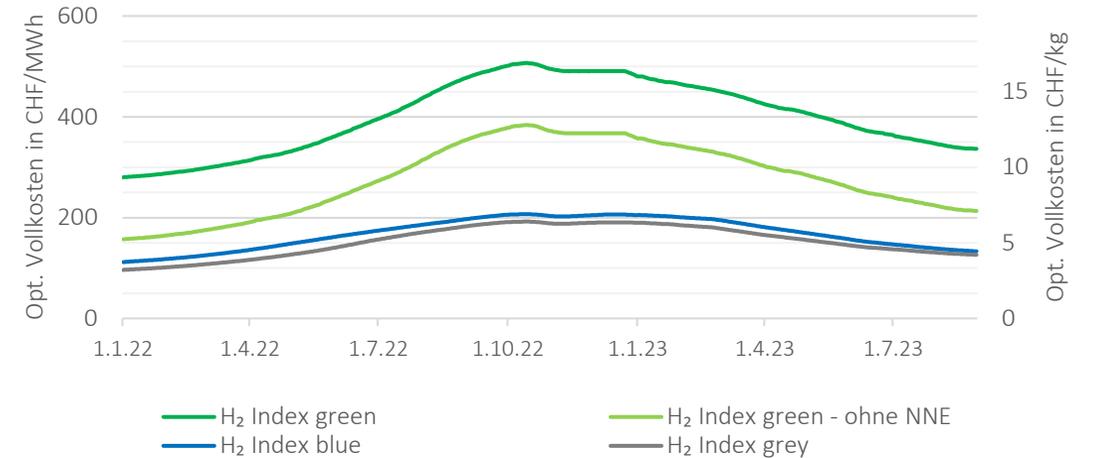
Aufgrund der angespannten Energiemärkte steigen die Vollkosten im Jahr 2022 über alle Technologien an und erreichen im Fall von grünem H<sub>2</sub> Vollkosten von über 16 CHF/kg. Seit Anfang 2023 sinken die Kosten in Folge der sinkenden Commodity-Kosten (Strom und Gas) wieder, während die optimalen Volllaststunden leicht anziehen.

Die optimierten Vollkosten zeigen ein ähnliches Niveau wie die Grenzkosten (vgl. Seite 4). Eine optimale Auswahl der Strombezugstage ermöglicht eine Kompensation der Kapitalkosten.

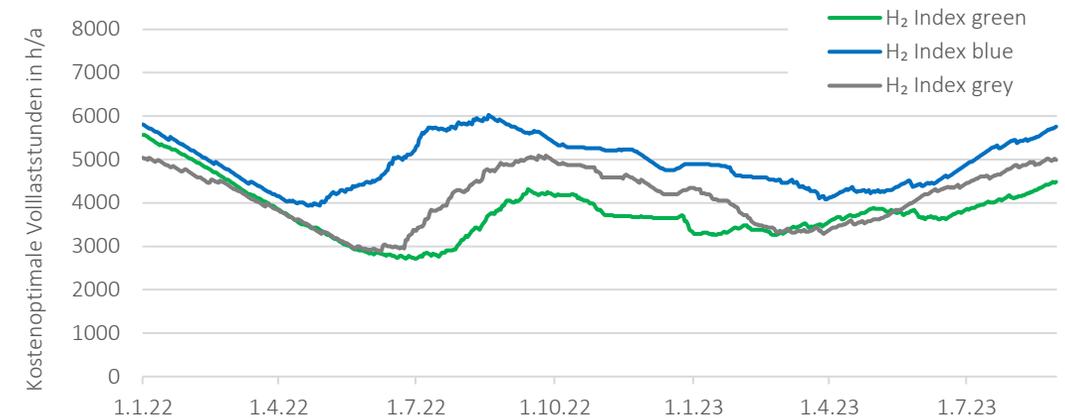
Auch bei den Vollkosten zeigt sich der Einfluss der Netznutzungsentgelte und Abgaben von etwa 123 CHF/MWh bzw. 4.10 CHF/kg. Da diese konstant über die Zeit angenommen wurden, wirkt sich eine Befreiung nur auf die Vollkosten, aber nicht auf die kostenoptimalen Volllaststunden aus.

Die betrieboptimierten durchschnittlichen Vollkosten der H<sub>2</sub>-Herstellung sind ein Bewertungsinstrument für Investoren zur Bestimmung der kostenoptimalen Auslegung und Fahrweise von Anlagen zur Wasserstoffherzeugung.

## Optimierte Vollkosten: rollierende tagesscharfe Berechnung auf Jahresbasis



## Optimale Volllaststunden



# Netzplanungsaktivitäten in Nachbarländern

## Deutschland: H<sub>2</sub>-Kernnetz



- Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Auftrag zur Entwicklung eines H<sub>2</sub>-Kernnetzes erhalten, das die Grundlage der deutschen H<sub>2</sub>-Infrastruktur darstellt.
- Der Netzausbau erfolgt grundsätzlich von Norden (mit den Haupt-Einspeisungen) nach Süden (mit grossen Industriezentren) und umfasst neben dem Transportnetz Importinfrastrukturen, Speicher und industrielle Grossverbraucher.
- Der Fokus liegt auf einer vermaschten Netztopologie mit umgewidmeten Erdgasleitungen, die durch neue Wasserstoffleitungen ergänzt werden.
- Der Umfang des Kernnetzes soll nach Planungsstand im Juli 2023 11.200 km umfassen. Der aktuelle Planungsstand entspricht jedoch noch nicht dem finalen Design des Wasserstoff-Kernnetzes.

## Einbindung in die Europäische H<sub>2</sub>-Infrastruktur

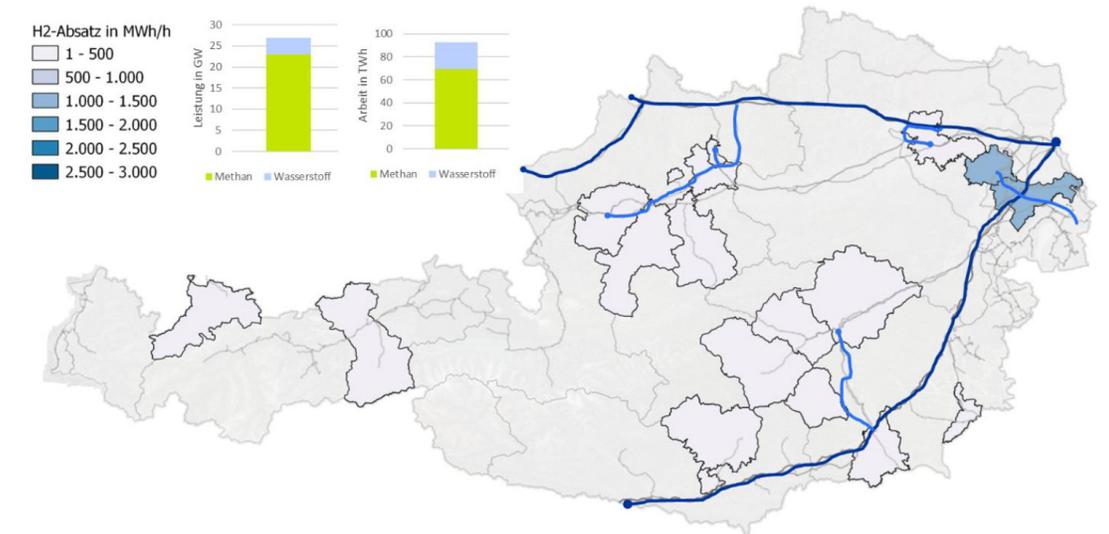
- Grundlage der Planungen sind insbesondere bestehende Wasserstoffprojekte. Dazu zählen IPCEI-Projekte (Important Projects of Common European Interest) und PCI-Projekte (Projects of Common Interest) sowie die Einbindung in ein europäisches Wasserstoffnetzwerk.
- Insgesamt sind über 309 Wasserstoffprojekte in den Planungen berücksichtigt. Sie umfassen eine maximale Ausspeiseleistung von 87 GW und eine Einspeiseleistung von 101 GW.
- Bestehende Bedarfe auf der Verteilernetzebene, werden zu teilen bereits jetzt kapazitiv in der technischen Planung für das Kernnetz berücksichtigt.

Quelle: FNB GAS [Link](#)

## Österreich: Transportnetze und Transit-Korridor



- Der Aufbau eines reinen H<sub>2</sub>-Netzes für überregionale Transporte und zur stabilen Versorgung von grossen Verbrauchern ist vorgesehen. Dafür werden bestehende Gasleitungen umgewidmet bzw. neue Leitungen errichtet.
- Österreich wird Teil zweier europäischer H<sub>2</sub>-Korridore sein, die den Osten und Südosten Europas sowie Nordafrika erschliessen und Wasserstofftransporte nach Zentraleuropa und Deutschland ermöglichen.



Quelle: AGGM H<sub>2</sub> Roadmap 2030, [Link](#)

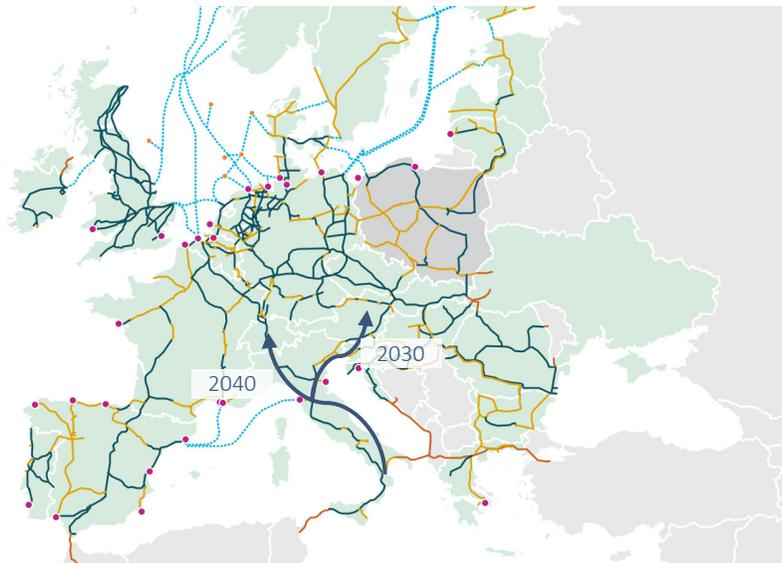
In Deutschland und Österreich werden neben der Umwidmung bestehender Gasleitungen auch reine neue Wasserstoffleitungen geplant. Einige davon sind Teil des European Hydrogen Backbones.

# European Hydrogen Backbone (EHB): Status SouthH<sub>2</sub>-Corridor

Die EU strebt an, bis 2030 jährlich 10 Mio. Tonnen grünen H<sub>2</sub> zu importieren. Davon sollen 4 Millionen Tonnen via SouthH<sub>2</sub> aus Nordafrika kommen. Mehr als 70 % der beteiligten Pipelines würden aus wiederverwendeten Gasleitungen bestehen.

Der SouthH<sub>2</sub>-Corridor soll bis 2040 fertiggestellt werden, das Teilstück für den Transport durch Österreich (östlicher Strang) bereits bis 2030. Die vier am östlichen SouthH<sub>2</sub>-Projekt beteiligten Gasnetzbetreiber (Snam, Bayernets, Trans Austria, Gas Connect Austria) haben beantragt, dass die Pipeline den Status eines Projekts von gemeinsamem Interesse (PCI) erhalten und somit EU-Finanzierung sowie beschleunigte Genehmigungen erhalten.

## SouthH<sub>2</sub>-Corridor (dunkelblaue Pfeile)



Auch wenn sich das Projekt noch im Kandidatenstatus der PCI-Förderung befindet, hat die EU-Kommission die Bereitschaft zur regulatorischen und finanziellen Unterstützung der EHB-Initiative betont. Eine weitere Studie zur Quantifizierung der finanziellen Herausforderung will die EHB-Initiative im Herbst 2023 veröffentlichen.

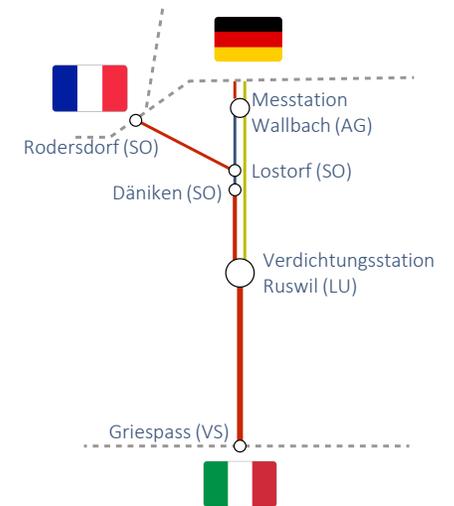
## SouthH<sub>2</sub>-Corridor-Erweiterung durch die Schweiz?

Die Zukunft der Schweizer Wasserstoffwirtschaft hängt von der zukünftigen Verfügbarkeit von Wasserstoff ab. Auch wenn noch keine Schweizer Wasserstoffstrategie vorliegt, ist absehbar, dass die Möglichkeit für Wasserstoffimporte auch für die Schweiz von Bedeutung sein werden.

Im Gegensatz zu Österreich (siehe Seite 6) ist die Schweizer Import- und Transitleitung nicht durchgehend mit mindestens zwei Röhren ausgestattet (siehe Abbildung rechts).

Neben der Umwidmung untersucht die Betreiberin Transitgas AG daher Möglichkeiten für den Bau einer parallelen H<sub>2</sub>-Leitung zur Methan-Leitung. Die technische Machbarkeit wurde bereits geprüft. Die Kostenanalysen laufen.

Seit 1. September 2023 ist die Transitgas AG Mitglied des EHB. Neben privatwirtschaftlichen Aktivitäten und Analysen der potenziellen Betreibergesellschaften ist auch eine politische Bewertung einer Partizipation an einer europäischen Wasserstoffwirtschaft erforderlich.



Quelle: Transitgas-Transportsystem, Leitungssystem, [Link](#)

Der bereits für 2030 geplante östliche Strang des SouthH<sub>2</sub>-Corridors für den H<sub>2</sub>-Transit steht in Konkurrenz zur SouthH<sub>2</sub>-Corridor-Erweiterung durch die Schweiz, der in den EHB-Plänen erst für 2040 aufgeführt wird. Geschwindigkeit könnte die Situation für die Schweiz verbessern.

# Dena-Vorschlag für Investitionen in den Ausbau des H<sub>2</sub>-Kernnetzes in Deutschland

## Investitionsrisiken und Gefahr hoher Transportkosten in Hochlaufphase

Die Transportinfrastruktur spielt beim Hochlauf eines Wasserstoffmarktes für alle vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen eine wichtige Rolle. Aufgrund der noch bestehenden Unsicherheiten zum Markthochlauf sind die Investitionsrisiken hoch. Dies fällt bei den langfristigen Netzinvestitionen besonders ins Gewicht, sodass Investoren zurückhaltend sind.

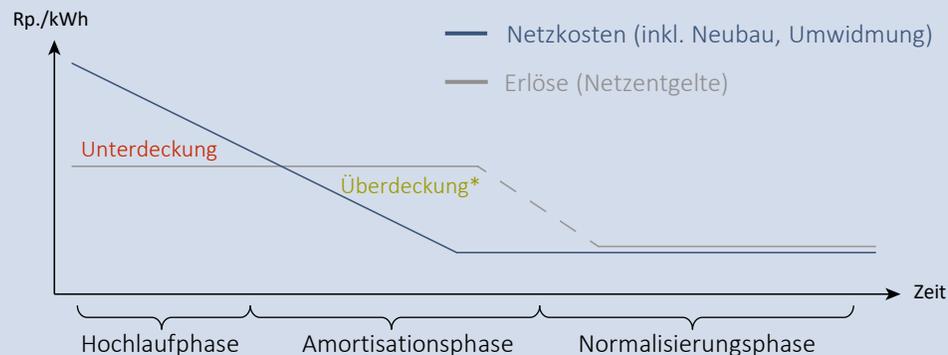
Selbst wenn die Investoren das Risiko eingehen, wären in der Aufbauphase die Kosten und damit auch die (in Deutschland regulierten) Netznutzungsentgelte hoch. Dies verteuert den Transport und könnte in einer Anfangsphase zu prohibitiv hohen Kosten für die Nutzer führen.

Quelle: dena [Link](#)

## Vorschlag der Deutschen Energie-Agentur (dena)

**Grundprinzip:** Deckelung der Netznutzungsentgelte und Führen eines Amortisationskontos mit Ausgleich der Unterdeckungen in Hochlaufphase durch Überdeckungen in Amortisationsphase.

**Staatliche Absicherungen:** Risikoübernahme des Staates, wenn Amortisation nicht gewährleistet ist oder sich verzögert.



\*Für den Fall von fehlender Überdeckung ist die Amortisation staatlich abgesichert.

## Hochlaufphase

**Netzentgelte für die Nutzer wirtschaftlich attraktiv gestalten:** Die Netznutzungsentgelte werden für die (wenigen) Erstkunden in der Hochlaufphase gedeckelt.

**Buchung der Finanzierungslücke (Unterdeckung) auf «Amortisationskonto»:** Der Netzbetreiber geht mit seinen Investitionen in Vorleistung. Die Kosten übersteigen aufgrund der Deckelung der Netzentgelte in der Hochlaufphase die Erlöse. Die Unterdeckungen werden auf einem «Amortisationskonto» verbucht.

## Amortisationsphase

**Ausgleich der Anfangsverluste über das «Amortisationskonto»:** Wenn der Markthochlauf weiter fortgeschritten ist, steigen die Einnahmen (mehr Abnehmer und/oder höhere Menge) und die Kosten sinken (weniger Bau- oder Umwidmungskosten, abnehmende Restwerte). Sobald die Erlöse je Energieeinheit die Kosten übersteigen (Überdeckung), darf der Netzbetreiber die anfänglichen Unterdeckungen ausgleichen.

**Staatliche Absicherung mit Anreiz für Investor und Staat:** Der Staat sichert den Ausgleich der Unterdeckungen und damit die Amortisation der Investitionen für den Fall ab, dass sich der Hochlauf verzögert. Dies reduziert das Risiko für Investoren, sodass Investitionen in dem noch unsicheren Marktumfeld getätigt werden können. Der Staat hat einen Anreiz, den Markthochlauf nicht zu verzögern, damit die staatliche Absicherung möglichst nicht in Anspruch genommen wird.

## Normalisierungsphase

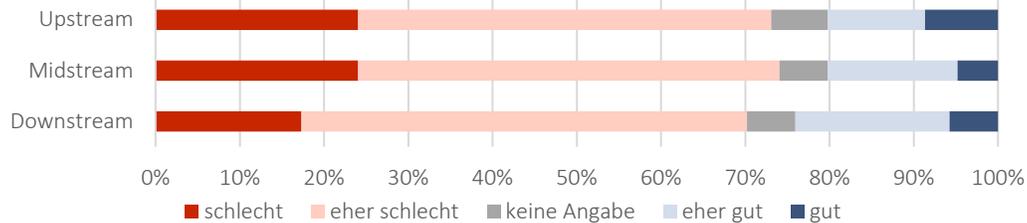
Nach Abschluss der Amortisationsphase werden Entgelte und Kosten wieder gemäss der dann dafür vorgesehenen Regulierung gleichgerichtet sein.

Der Neubau von H<sub>2</sub>-Transportleitungen ist mit hohen Investitionsrisiken behaftet. Das in Deutschland diskutierte «Amortisationskonto» ist ein Instrument, um das Investitionsrisiko zu reduzieren und gleichzeitig die staatlichen Unterstützungen zu begrenzen.

# Umfrage – Stimmungsbild in der Schweizer H<sub>2</sub>-Wirtschaft

## Aktuelles Investitionsklima

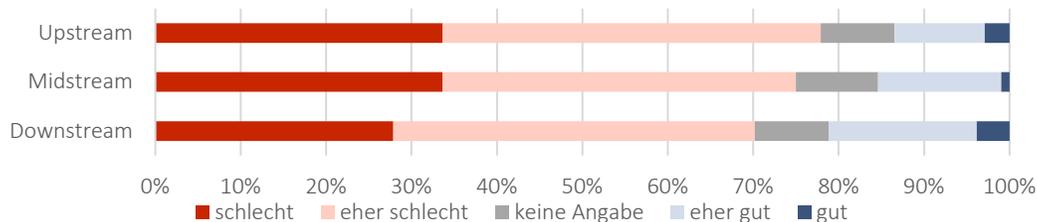
Die Einschätzung zum Investitionsklima hat sich im Vergleich zum Vorjahr auf allen Wertschöpfungsstufen verschlechtert. So ist der Anteil derjenigen, die es als «eher gut» oder «gut» bewerteten jeweils um über 10 Prozentpunkte gesunken. Im Downstream-Bereich sank dieser Anteil von knapp 40 auf unter 25 Prozent. Auch wurde das Investitionsklima häufiger als «schlecht» bezeichnet, am deutlichsten im Bereich Midstream, wo sich der Anteil von 13 auf 24 Prozent fast verdoppelt hat.



## Einschätzung zu staatlichen Rahmenbedingungen

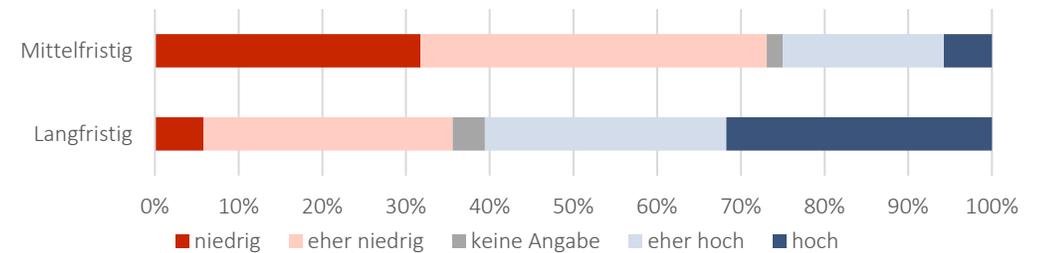
Als Erklärung für die Verschlechterung des Investitionsklima können die durchwegs als weniger gut eingeschätzten staatlichen Rahmenbedingungen herangezogen werden. Insbesondere die Verspätung der H<sub>2</sub>-Strategie des Bundes kann eine Rolle spielen, die erst in der zweiten Jahreshälfte 2024 erwartet wird.

Am stärksten war die Verschlechterung im Bereich Upstream, was auch mit den weiterhin hohen Strompreisen erklärt werden kann. Waren es 2022 noch 2/3 der Befragten, beurteilen inzwischen mehr als 3 von 4 Befragten die Rahmenbedingungen negativ. Im Midstream-Bereich bewerten weiterhin rund 15 Prozent der Befragten die Rahmenbedingungen als «eher gut» oder «gut». 2023 haben auf allen Wertschöpfungsstufen weniger Befragte «keine Angabe» gemacht als 2022.



## Blick in die Zukunft: Beitrag der H<sub>2</sub>-Wirtschaft zur Energieversorgung

Heute sind 3 von 4 Befragten überzeugt, dass der Beitrag der H<sub>2</sub>-Wirtschaft mittelfristig, also bis in 10 Jahren, überschaubar bleiben wird. Das sind 5 Prozentpunkte mehr als im letzten Jahr. Auch langfristig gehen von einem «hohen» Beitrag nur noch 2 von 6 Befragten aus, 2022 waren es noch 3 von 6.



## Details zur Umfrage

Die Onlineumfrage wurde im August und September 2023 durchgeführt. Anonym befragt wurden Mitglieder des VSG, des VSE, Industrieunternehmen sowie Produzenten. Die Auswertung berücksichtigt 104 vollständig ausgefüllte Fragebögen. Rund 91 % davon kommen von Energieversorgungsunternehmen. Über die Hälfte der Teilnehmer gab an, in der Geschäftsführung oder Produktion (einschliesslich techn. Betrieb) tätig zu sein. Ein Fünftel der Befragten beantwortete die französischsprachige Version, alle anderen die deutschsprachige.

Rund 75 % der Befragten schätzen das Investitionsklima in der Schweizer H<sub>2</sub>-Wirtschaft negativ ein. Das sind 15%-Punkte mehr als im Vorjahr. Auch die staatlichen Rahmenbedingungen werden als schlechter eingestuft.



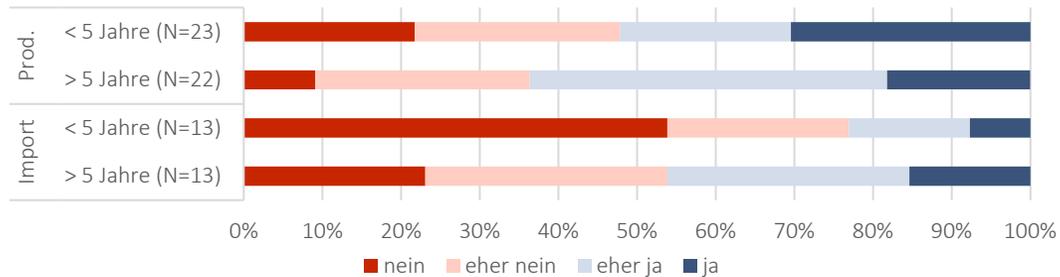
# Umfrage – Upstream und Midstream

## Fokus auf die Akteure im Bereich Upstream

28 Befragte haben ihr Unternehmen dem Bereich Upstream zugeordnet. Zwar plant eine Mehrheit der an der H<sub>2</sub>-Produktion beteiligten Unternehmen auch 2023 einen (weiteren) Ausbau der Kapazitäten. Im Vergleich zum letzten Jahr ist der Anteil aber gesunken: In der Zeit > 5 Jahre von 85 Prozent «eher ja» oder «ja» auf 65 Prozent, für < 5 Jahre gar von 78 auf 52 Prozent.

Die am Import beteiligten Unternehmen sind dagegen deutlich vorsichtiger geworden: Gingen letztes Jahr noch 70 Prozent von einem Ausbau in > 5 Jahren aus, sind es dieses Jahr nicht einmal mehr die Hälfte.

### (Weitere) Ausweitung der H<sub>2</sub>-Produktion oder des Imports?



### Allgemeine Einschätzung Upstream: Fokus von CH-Produktion zu Importen

Die Verschlechterung der Aussichten aus Sicht Import-Akteur ist konträr zur Einschätzung der Importentwicklung aller Befragten. 2023 gehen 69 Prozent der 104 Befragten von einem langfristig «starken» oder «sehr starken» Anstieg der Importe aus, ein Plus von 7 Prozentpunkten gegenüber 2022.

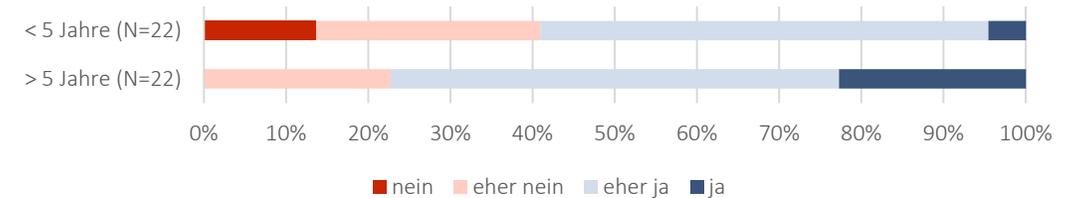
Bezüglich inländischer Produktion ist (auch) die Gesamtstimmung verhaltener. Langfristig rechnen zwar weiterhin 85 Prozent aller Befragten mit einem Anstieg der Produktionsmengen, davon jeder Zweite aber nur mit einem schwachen Anstieg. 2022 erwarteten noch Dreiviertel davon einen mindestens starken Anstieg. Als Haupttreiber der Entwicklungen gibt die Hälfte der Befragten die Rahmenbedingungen an, ein Viertel die Verfügbarkeit von Überschussstrom.

## Fokus auf die Akteure im Bereich Midstream

34 Befragte zählten ihr Unternehmen zur Midstream-Ebene, aber nur die Hälfte davon hat sich auch einem oder mehreren Midstream-Bereichen zugeordnet. 13 davon sind im Bereich netzgebundener Transport unterwegs, 8 sind (auch) im Bereich des exklusiven H<sub>2</sub>-Netztransports tätig.

Die weit überwiegende Mehrheit plant in den nächsten fünf Jahren und auch darüber hinaus (weitere) Investitionen im Bereich des H<sub>2</sub>-Transports bzw. der H<sub>2</sub>-Speicherung. Im Vergleich zum letzten Jahr ist der Anteil, der (eher) keinen Ausbau mehr vorsieht, sowohl kurz- als auch mittelfristig um über 5 Prozentpunkte gestiegen. Vor allem ist aber der Anteil derer zurückgegangen, die sicher investieren wollen: In den nächsten fünf Jahren von jedem Vierten auf nur noch jeden 20. und darüber hinaus von knapp jedem Dritten auf weniger als jeden Vierten.

### (Weitere) Investitionen bei Midstream-Akteuren?



### Allgemeine Einschätzung Midstream: Weiterhin optimistisch

Von der Gesamtheit der Befragten rechnen weiterhin rund 95 Prozent langfristig mit einem mindestens schwachen Ausbau. Bei Netz und Speichern erwarten rund 60% einen starken oder sehr starken Ausbau. In der mittleren Frist sind dies nur rund 20%. Im Gegensatz dazu liegen die Erwartungen beim Containertransport auf der Zeitachse weniger weit auseinander: einen mindestens starken Ausbau erwarten mittelfristig 36 Prozent und langfristig 49 Prozent.

Die Mehrheit der Up- und Midstream-Akteure plant weiterhin den Ausbau ihrer Wasserstoffaktivitäten, dies aber weniger verbindlich als im Vorjahr. Durchwegs positiv bleibt die Einschätzung aller Befragten zu den Up- und Midstream-Entwicklungen.

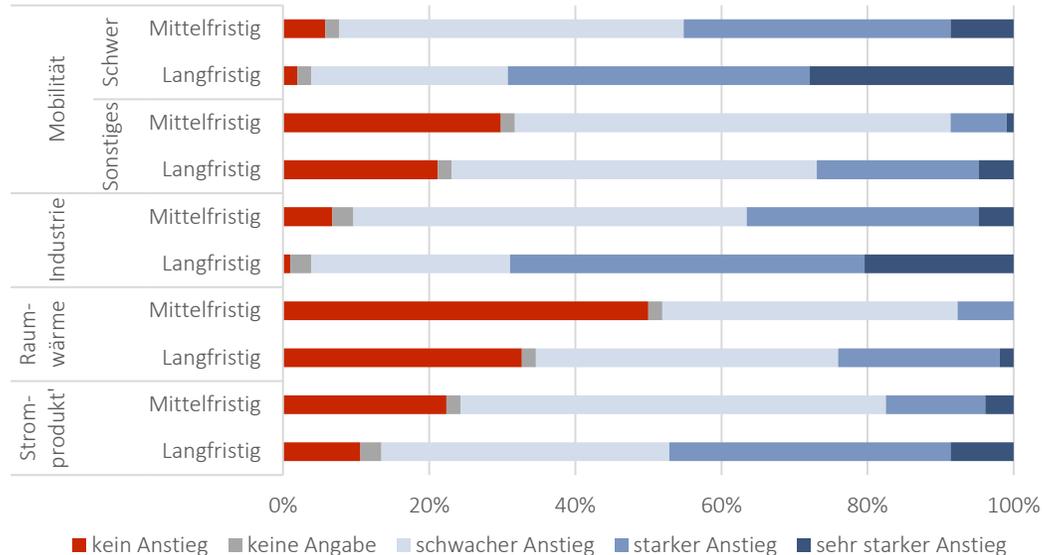
# Umfrage – Downstream

## Allgemeine Einschätzung zur H<sub>2</sub>-Verwendung

Die 104 Antwortenden haben wie im letzten Jahr unterschiedliche Erwartungen je nach Verwendungszweck des H<sub>2</sub>. Im Vergleich zum Vorjahr fallen die Einschätzungen grundsätzlich ähnlich aus. In einzelnen Bereichen sind aber interessante Verschiebungen erkennbar.

In den Bereichen schwere Mobilität (Schwer-, Langstrecken- und Luftverkehr) und Industrie erwartet zwar weiterhin eine deutliche Mehrheit der Befragten langfristig einen (sehr) starken Anstieg. Vor allem in der Mobilität ist dieser Anteil aber von über 80 auf unter 70 Prozent gefallen. Bei der Stromproduktion ist der Anteil derer, die bislang die Verwendung von H<sub>2</sub> zumindest mittelfristig ausgeschlossen haben, gesunken. Bei der Raumwärme bleiben viele Befragte kritisch.

Auf die Frage, von welchen Faktoren die Entwicklung des H<sub>2</sub>-Bedarfs abhängt, werden neben der zuverlässigen Verfügbarkeit und dem Preis klare politische Signale genannt. Diese schaffen Grundlagen für Geschäftsmodelle und die Entwicklung von Angeboten. Die Marktfähigkeit von H<sub>2</sub>-basierten Technologien hängt von den technischen Voraussetzungen zu ihrer Nutzung, der Wirtschaftlichkeit (relative Preise) und ihrer Akzeptanz ab.

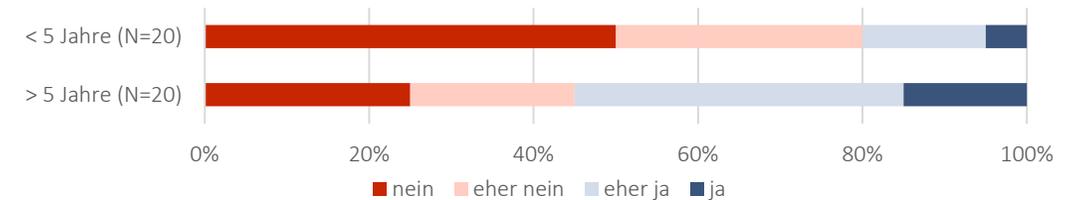


## Fokus auf die Akteure im Bereich Downstream

Von den 30 Befragten, die ihr Unternehmen dem Bereich Downstream zugeordnet haben, nutzen nur 11 Unternehmen bereits heute H<sub>2</sub> oder planen die Nutzung konkret. Die Nutzung von H<sub>2</sub> ist dabei insbesondere vorgesehen in den Bereichen Mobilität (insgesamt 7 Nennungen), Stromproduktion (6) und industrielle Prozesse (4).

Letztes Jahr waren noch vier von fünf Befragten überzeugt, die Nutzung von H<sub>2</sub> in mehr als 5 Jahren auszuweiten. Heute plant das nur noch gut jeder Zweite. Auch für die kürzere Frist, d.h. innerhalb der nächsten 5 Jahre, ist der Anteil der befragten Downstream-Akteure zurückgegangen, die Wasserstoff verstärkt nutzen wollen; 2022 waren es 50 Prozent, 2023 nur noch 20 Prozent.

## (Weitere) Ausweitung der H<sub>2</sub>-Nutzung?



Diese zögerlichere Haltung spiegelt sich auch beim geplanten Anteil von grünem H<sub>2</sub> für neue Aktivitäten wider. Im Vergleich zum Vorjahr sind statt 17 Prozent 59 Prozent der Antwortenden überzeugt, keinen grünen H<sub>2</sub> für neue Aktivitäten zu verwenden, wobei sowohl Verfügbarkeit als auch der Preis als Gründe genannt werden. Auch die langfristigen Aussichten für grünen H<sub>2</sub> haben sich verschlechtert: So planen dieses Jahr nur noch etwas mehr als 40 Prozent mit einem Anteil >50 Prozent für neue Aktivitäten, letztes Jahr waren es noch über 60 Prozent.

Mittel- und langfristig rechnet weiterhin eine deutliche Mehrheit aller Befragten mit einem (sehr) starken Anstieg der H<sub>2</sub>-Nutzung vor allem in der Industrie und im Schwerverkehr. Der Anteil der Downstream-Akteure, der die H<sub>2</sub>-Nutzung konkret plant, ist gegenüber 2022 zurückgegangen.

# Glossar

## Elektrolyse

Die Elektrolyse ist ein chemischer Prozess, bei dem durch elektrischen Strom (Elektronenfluss) die Aufspaltung einer chemischen Verbindung – zum Beispiel von Wasser in  $H_2$  und Sauerstoff – stattfindet. Der Strom wird über zwei Elektroden (Anode und Kathode) in eine leitfähige Flüssigkeit (Elektrolyt) geführt. Die Reaktionsprodukte entstehen abhängig von den im Elektrolyten enthaltenen Stoffen an den Elektroden.

## Brennstoffzelle

Brennstoffzellen sind Energiewandler. Die chemische Energie eines Brennstoffes – z.B.  $H_2$  – wird in Elektrizität umgewandelt. Dieser Prozess läuft genau umgekehrt zur Elektrolyse. Aber auch die Brennstoffzelle besteht aus zwei gasdurchlässigen Elektroden sowie einer die Gase trennenden Elektrolytschicht.

## Dampfreformierung

Die Dampfreformierung ist ein industrielles Verfahren zur Produktion von  $H_2$ , bei dem ein kohlenstoffhaltiger Brennstoff – meist Erdgas – mit Wasserdampf reagiert. Aktuell entstehen noch rund 96 % des weltweit hergestellten  $H_2$  auf diese Weise.

## Power-to-X

Bei Power-to-X (P2X) wird Strom genutzt, um Energie in eine für bestimmte Anwendungen nützlichere Form umzuwandeln – zum Beispiel um Gase (Power-to-Gas), Wärme (Power-to-Heat) oder flüssige Energieträger (Power-to-Liquid) herzustellen.

## Grauer $H_2$

Aus fossilen Brennstoffen (vornehmlich Erdgas) gewonnener  $H_2$ . In der Regel wird bei der Herstellung Erdgas unter Hitze in  $H_2$  und  $CO_2$  umgewandelt (Dampfreformierung).

## Blauer $H_2$

Blauer  $H_2$  ist grauer  $H_2$ , bei dessen Erzeugung ein Grossteil des anfallenden  $CO_2$  abgeschieden und gespeichert wird (engl. Carbon Capture and Storage, CCS).

## Türkiser $H_2$

Türkiser  $H_2$  ist  $H_2$ , der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) hergestellt wurde. Anstelle von  $CO_2$  entsteht dabei fester Kohlenstoff. Voraussetzungen für die  $CO_2$ -Neutralität des Verfahrens sind die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus Erneuerbaren Energiequellen sowie die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs.

## Grüner $H_2$

Grüner  $H_2$  wird durch Wasser-Elektrolyse mittels erneuerbaren Stroms hergestellt. Unabhängig von der gewählten Elektrolysetechnologie erfolgt die Produktion von  $H_2$   $CO_2$ -arm, da der eingesetzte Strom zu 100 % aus Erneuerbaren Quellen stammt. Das Verfahren wird auch als Power-to-Gas bezeichnet und ist eine der P2X-Technologien.

## Heizwert

Der Heizwert  $H_i$  (inferior; früher unterer Heizwert  $H_u$ ) ist die bei einer Verbrennung maximal nutzbare thermische Energie, bei der es nicht zu einer Kondensation des im Abgas enthaltenen Wasserdampfes kommt, bezogen auf die Menge des eingesetzten Brennstoffs. Der Heizwert von  $H_2$  liegt bei etwa 33.3 kWh/kg bzw. 120 MJ/kg.

## Brennwert

Der Brennwert  $H_s$  bezeichnet die Wärmeenergie, die durch Verbrennung und Kondensation des Wasserdampfes von einem Kilogramm Brennstoff entsteht. Es handelt sich dabei um die chemisch im flüssigen, gasförmigen oder festen Brennstoff enthaltene Energie. Der Brennwert von  $H_2$  liegt bei etwa 39.4 kWh/kg bzw. 142 MJ/kg.

# Impressum

Polynomics AG  
Baslerstrasse 44  
CH-4600 Olten  
[www.polynomics.ch](http://www.polynomics.ch)  
Tel. +41 62 205 15 70



Dr. Heike Worm  
[heike.worm@polynomics.ch](mailto:heike.worm@polynomics.ch)



Dr. Janick Mollet  
[janick.mollet@polynomics.ch](mailto:janick.mollet@polynomics.ch)



Dr. Florian Kuhlmeier  
[florian.kuhlmeier@polynomics.ch](mailto:florian.kuhlmeier@polynomics.ch)

E-Bridge Consulting GmbH  
Baumschulallee 15  
D-53115 Bonn  
[www.e-bridge.de](http://www.e-bridge.de)  
Tel. +49 228 90 90 65 0



Dr. Philipp Heuser  
[pheuser@e-bridge.com](mailto:pheuser@e-bridge.com)



Leona Jovy  
[ljovy@e-bridge.com](mailto:ljovy@e-bridge.com)



Lorenz Valk  
[lvalk@e-bridge.com](mailto:lvalk@e-bridge.com)



Herausgeber  
Verband der Schweizerischen Gasindustrie  
Daniela Decurtins  
Grütlistrasse 44  
8002 Zürich  
<https://gazenergie.ch/de/>  
Tel. +41 44 288 31 31