

Herausgegeben von



Barometer erneuerbare Gase

Unabhängige Bewertung der Entwicklungen
zu erneuerbaren Gasen in der Schweiz

Ausgabe 10
Oktober 2026

Vorwort



«Auf eine finanzielle Absicherung des Um- und Ausbaus der Transitgasleitung auf Wasserstoff durch den Bund ist zu verzichten, weil der künftige Bedarf an Wasserstoff unklar ist und die rechtliche Grundlage fehlt. ... Der verzögerte Markthochlauf verschafft den Kantonen und Gemeinden Zeit, sich zu koordinieren und zu organisieren. Im Fall einer Förderung wäre zu prüfen, wie sich Bund sowie Kantone und Gemeinden als Miteigentümer daran beteiligen.»

Bundesamt für Energie, Prüfbericht über die Notwendigkeit einer staatlichen Absicherung für die Ertüchtigung der Transitgasleitung für Wasserstoff, BFE, 2. September 2026

«Biomethan kann zwar grenzüberschreitend genutzt werden, der Markt für solche Bezugsverträge ist jedoch nach wie vor stark fragmentiert. Die systematische Nutzung einer voll funktionsfähigen Unionsdatenbank zur Rückverfolgung erneuerbarer gasförmiger Brennstoffe wird dazu beitragen, den grenzüberschreitenden Handel mit Biomethan zwischen den Mitgliedstaaten zu steigern, und für mehr Transparenz und Zuverlässigkeit in Bezug auf den Ursprung des Biomethans sorgen.»

Empfehlungen der Europäischen Kommission zur Beseitigung von Hindernissen für die Entwicklung von Strombezugsverträgen und Verträgen über den Bezug von anderer Energie, April 2026, [Erwägungsgrund 33](#)

Der Entscheid des Bundesrates, die Umrüstung der Transitgasleitung für Wasserstoff im Moment nicht finanziell abzusichern, ist bedauerlich. Immerhin lässt er eine Tür offen. Der Wasserstoffmarkt in Europa entwickelt sich deutlich langsamer als erwartet. Nachfrage, Geschäftsmodelle und Investitionssicherheit stellen heute für viele Projekte eine Herausforderung dar, und entsprechend wartet die Schweizer Regierung ab, was nachvollziehbar ist. Die Schweiz läuft aber Gefahr, in Europa wieder von der Landkarte zu verschwinden und aussen vor gelassen zu werden.

Umso wichtiger ist, dass Biomethan alle Unterstützung erhält, in der Schweiz und in Europa. Biomethan kann bereits heute fossiles Erdgas ersetzen und einen konkreten Beitrag zu Klimaschutz und Versorgungssicherheit leisten. Die Schweizer Gasbranche ist hier in die Vorleistung gegangen und weist mittlerweile einen Anteil von 10 Prozent im Gasmix auf. Sie ist der grösste Importeur von erneuerbarem Gas in Europa und unternimmt grosse Anstrengungen, damit etwa der Industrie dieses importierte Gas angerechnet wird. Das Bundesamt für Umwelt arbeitet hier Hand in Hand mit der Branche, um Lösungen mit anderen Staaten zu finden. Die Energietransformation braucht nicht nur Wasserstoff von morgen, sondern auch Biomethan von heute.

Die Energiewelt bleibt in Bewegung. Entsprechend hilfreich sind Einordnungen durch Expertinnen und Experten in diesem Barometer, um Orientierung zu schaffen.

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

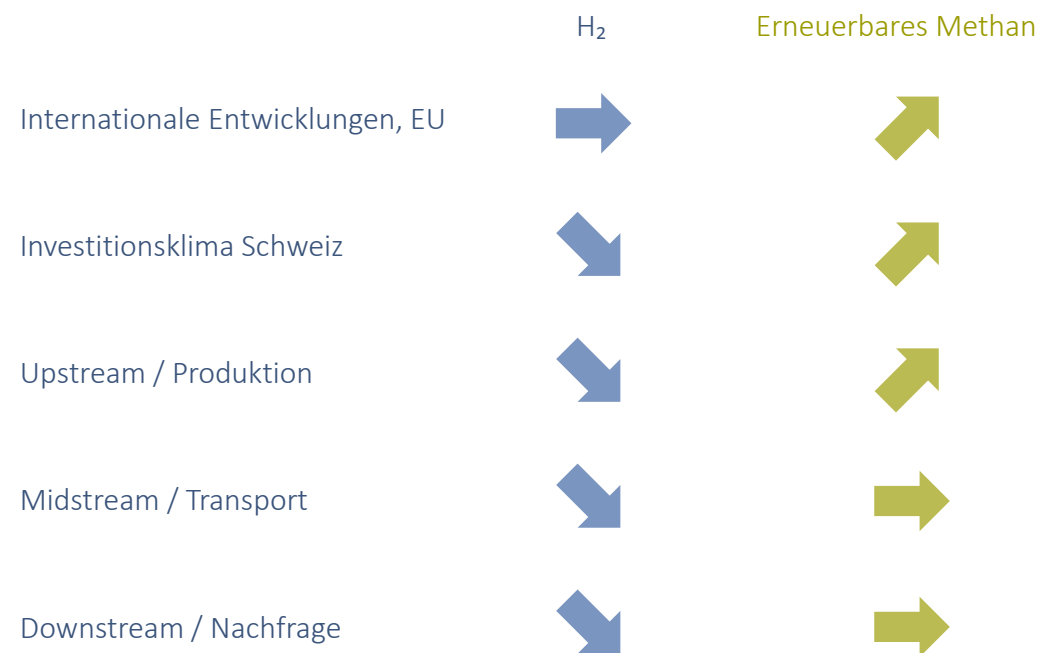


Thesen und Gesamtstimmung

Acht Kernaussagen aus dem Barometer erneuerbare Gase

1. Steigende Strom-, Gas- und CO₂-Kosten haben die H₂-Kosten 2026 erhöht. Während Biomethan derzeit weiterhin Kostenvorteile gegenüber grünem H₂ aufweist, sind aufgrund begrenzter Biomassepotenziale langfristig stabile bis steigende Biomethanpreise zu erwarten.
2. Der regulatorische Rahmen für den H₂-Hochlauf ist in der EU weitgehend etabliert. Trotz umfangreicher Förderprogramme bleiben viele Projekte wirtschaftlich herausfordernd. Ohne wettbewerbsfähige Wasserstoffpreise und verlässliche Abnahmemärkte dürfte der Hochlauf hinter den politischen Ausbauzielen zurückbleiben.
3. Das deutsche H₂-Kernnetz mit Amortisationskonto schafft die Grundlage für einen grenzüberschreitenden Wasserstoffmarkt und eine spätere Anbindung der Schweiz. Gleichzeitig deuten aktuelle Szenarien auf einen moderateren H₂-Hochlauf und eine weiterhin wichtige Rolle von Methan- und Biomethaninfrastrukturen hin.
4. Der Bundesrat hat sich gegen eine Finanzgarantie für den Bau einer H₂-Transitleitung entschieden, die die Schweiz an das europäische H₂-Netz anbinden würde. Andernorts in Europa bestehen bereits nationale Absicherungen und bei grenzüberschreitenden Infrastrukturen werden Risikoabsicherungen diskutiert.
5. Regionale Cluster können unabhängig von überregionalen Transportinfrastrukturen den H₂-Hochlauf erleichtern. In der Bodensee-Alpenrhein-Region wird mit dem H₂-Lab ein H₂-Ökosystem aufgebaut mit dem Ziel, dass regionale H₂-Produktion, konkrete Abnehmer und die örtliche Infrastruktur räumlich zusammenwachsen.
6. Der ACER-Report sieht Biomethan kurzfristig als reifste erneuerbare Gasoption, identifiziert aber den grenzüberschreitenden Handel und die Nachweissysteme als Hindernis für dessen Skalierung. Dies bestätigt die Schweizer Strategie, kurzfristig über Biomethan Emissionen zu senken und grundsätzlich erneuerbare Gase zu prüfen.
7. Der europäische Biomethanmarkt ist weiterhin fragmentiert. Die Union Database (UDB), die noch nicht vollständig funktionsfähig ist, soll künftig die Integration des Marktes verbessern. Der Biomethanmechanismus soll zudem kommerzielle und informationsbezogene Hindernisse abbauen.
8. Gemäss aktueller PSI-Studie könnte langfristig ein substanzieller Anteil des Schweizer Bedarfs an erneuerbaren Gasen (inkl. H₂) durch inländische Produktion gedeckt werden. Die Wirtschaftlichkeit wurde dabei nicht berücksichtigt. Bei den groben Schätzungen des zukünftigen Bedarfs wurde Gas in der Stromproduktion nicht berücksichtigt.

Einschätzung der Stimmung im Bereich der erneuerbaren Gase in der Schweiz

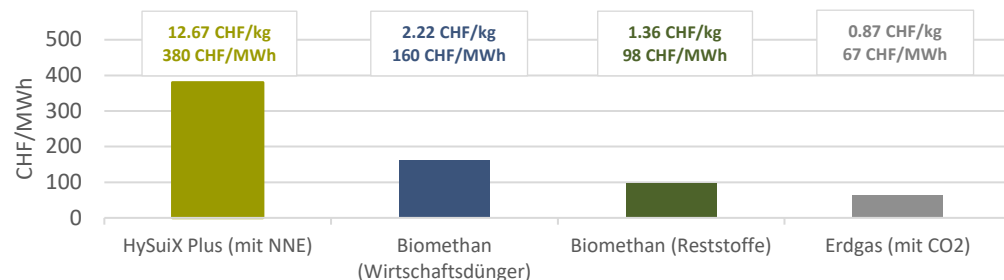


Die Kosten bleiben die zentrale Herausforderung für den Hochlauf erneuerbarer Gase: Biomethan ist kurzfristig die wettbewerbsfähigste Option, während grüner H₂ langfristig die tragende Säule der Defossilierung werden kann. Der Aufbau der erforderlichen H₂-Infrastruktur in Europa schreitet voran, ihre Finanzierung und Auslastung bleiben jedoch sowohl in Deutschland als auch in der Schweiz zentrale Herausforderungen. Für die Schweiz gewinnen die Integration in den europäischen Biomethan- und H₂-Markt sowie die Nutzung heimischer Potenziale für erneuerbares Methan zunehmend an Bedeutung.

Entwicklung des Grenzkostenindex HySuiX und der betriebsoptimalen Vollkosten der H₂-Erzeugung

Im Jahr 2026 lagen die Grenzkosten von grünem H₂ aufgrund der höheren Stromkosten rund 5 % über dem Niveau des Vorjahres (siehe Abbildung rechts). Für blauen H₂ lagen sie aufgrund einer Preisanpassung bei der CCS-Technologie knapp 17 % höher. Grauer H₂ verzeichnete im Mittel ebenfalls einen Preisanstieg um 16 %. Mit dem deutlichen Anstieg der Gaspreise aufgrund der anhaltenden geopolitischen Spannungen im Mittleren Osten haben die Grenzkosten der konventionellen H₂-Erzeugung spürbar zugelegt.

Optimierte H₂-Gestehungskosten vs. Biomethanpreise 2026

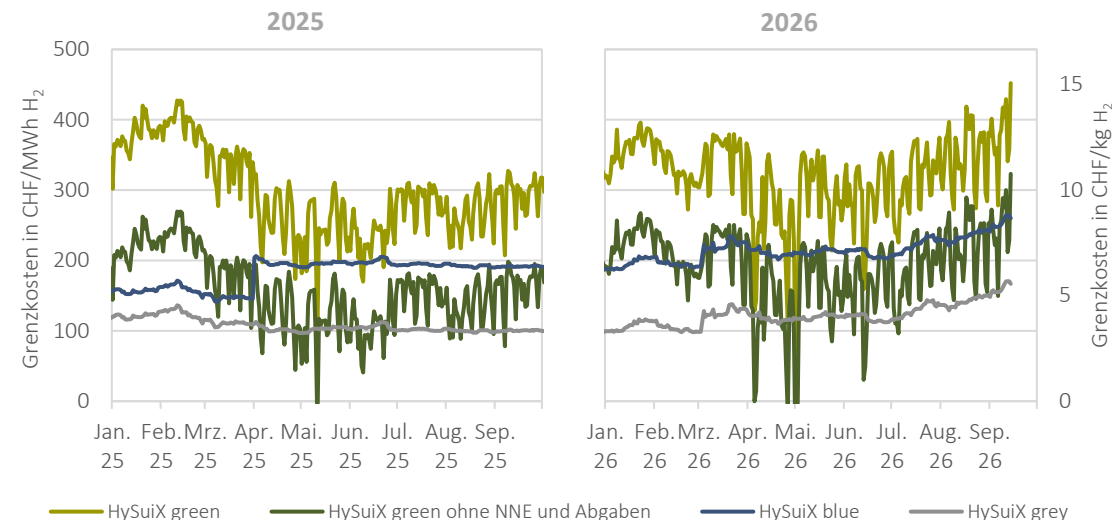


Spotmarkt Betrachtung für den deutschsprachigen Raum. Biomethan wird ausserbörslich (OTC) gehandelt.

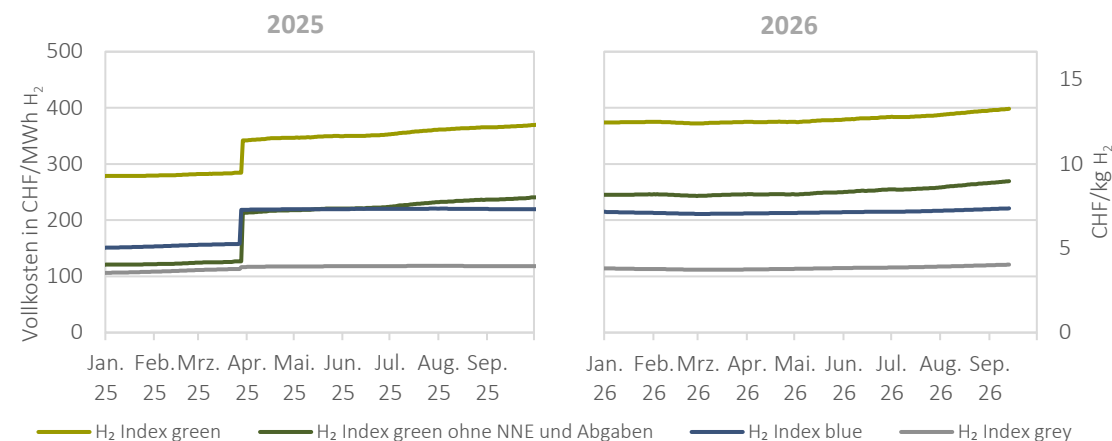
Die Abbildung oben vergleicht die Energiekosten inkl. Herkunftsnachweis von grünem H₂ (HySuiX Plus) mit unterschiedlichen Biomethanqualitäten. Zum Vergleich ist auch der Preis von fossilem Methan dargestellt. Grüner H₂ ist deutlich teurer als Biomethan, das in Deutschland gemäss Preisangaben von Agriportance gehandelt wird. Biomethan aus Wirtschaftsdünger erzielt höhere Preise als Biomethan aus Reststoffen, da es höhere Treibhausgasreduzierungen ermöglicht und nach RED III als fortschrittlicher Biokraftstoff angerechnet werden kann. Langfristig können begrenzte Biomassepotenziale und eine steigende Nachfrage die Biomethanpreise erhöhen, wobei ein stärker integrierter europäischer Biomethanmarkt diesem Preisdruck entgegenwirken kann. Gleichzeitig kann die Produktion von Biomethan in der Schweiz die [Versorgungssicherheit stärken](#).

Steigende Strom-, Gas- und CO₂-Kosten haben die H₂-Kosten 2026 erhöht. Während Biomethan derzeit weiterhin Kostenvorteile gegenüber grünem H₂ aufweist, sind aufgrund begrenzter Biomassepotenziale langfristig stabile bis steigende Biomethanpreise zu erwarten.

HySuiX (H₂-Grenzkosten)



Optimierte Vollkosten auf Basis des HySuiX



Hohe H₂-Kosten bremsen industrielle Investitionen in Deutschland trotz politischer Ausbauziele

RED III soll H₂-Nachfrage in Deutschland stimulieren, Wirtschaftlichkeit bleibt zentrale Herausforderung

Die Umsetzung der [RED-III-Industriequote](#) nach EU-Vorgaben rückt zunehmend in den Fokus des H₂-Hochlaufs. Gleichzeitig zeigen aktuelle [Analysen](#), dass die Kosten von grünem H₂ weiterhin deutlich über der Zahlungsbereitschaft vieler Industrieunternehmen liegen. Dadurch bleibt die Investitionsbereitschaft trotz regulatorischer Nachfrageimpulse bislang begrenzt.

Regulatorische Nachfrageimpulse nehmen zu

- [RED III](#) sieht RFNBO-Anteile von 42 % (2030) und 60 % (2035) vor.
- Salzgitter, Thyssenkrupp und Stahl-Holding-Saar setzen Transformationsprojekte in der Stahlindustrie fort. Rund 5.6 Mrd. EUR staatliche Förderzusagen unterstützen den Umbau der Stahlindustrie. Salzgitter AG sichert erste H₂-Lieferungen für SALCOS, verschiebt jedoch spätere Ausbaustufen aufgrund schwieriger Marktbedingungen.
- Die Umstellung geht jedoch mit deutlich höheren Produktionskosten einher. Aktuelle [Studien](#) schätzen die Kosten der H₂-basierten Rohstahlproduktion auf rund 710 €/t Rohstahl gegenüber 430 €/t Rohstahl bei der konventionellen Route. Die Produktionskosten steigen damit um rund 65 %. Die Kostendifferenz verdeutlicht, dass die H₂-basierte Stahlerzeugung unter heutigen Marktbedingungen vielfach noch auf hohe CO₂-Preise, sinkende Wasserstoffkosten oder zusätzliche Förderinstrumente angewiesen ist, um wirtschaftlich konkurrenzfähig zu werden.

Investitionsentscheidungen trotz regulatorischer Nachfrageimpulse zurückhaltend

Die Wirtschaftlichkeit von grünem H₂ bleibt für viele Industrieunternehmen die zentrale Herausforderung. Hohe H₂-Kosten, Unsicherheiten bei Verfügbarkeit und Infrastruktur sowie fehlende Absatzsicherheit führen dazu, dass Investitionen verschoben, verkleinert oder neu bewertet werden.

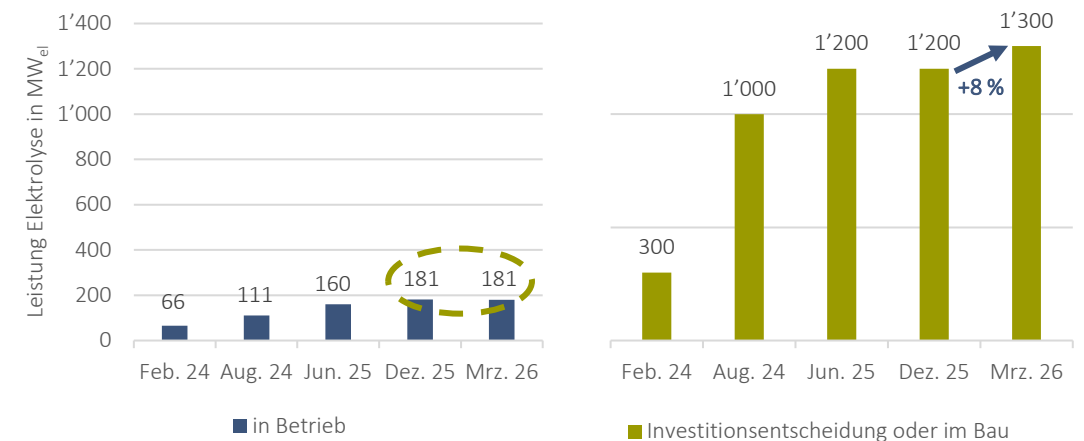
- Fördermittel von 1.3 Mrd. EUR werden nicht abgerufen.
- Mehrere H₂-Projekte wurden verschoben, verkleinert oder aufgegeben.

Im Juni 2025 stoppte ArcelorMittal die H₂-basierte Transformation der Stahlwerke in Bremen und Eisenhüttenstadt trotz zugesagter Fördermittel von 1.3 Mrd. EUR. Auch andere Projektentwickler und Industrieunternehmen passen ihre H₂-Strategien an oder verschieben Investitionsentscheidungen aufgrund unsicherer Marktbedingungen.

Zwischen Projektankündigung und Inbetriebnahme von Elektrolyseprojekten in Deutschland klafft weiterhin eine erhebliche Lücke

Die [Projektpipeline in Deutschland](#) ist seit Februar 2024 deutlich von 300 auf 1'300 MW gestiegen, der tatsächliche Ausbau bleibt jedoch weit zurück: Die in Betrieb befindliche Elektrolyseleistung erhöhte sich lediglich von 66 auf 181 MW und stagniert seit Dezember 2025. Regulatorische Unsicherheiten, die RFNBO-Kriterien und die künftige Netzentgeltsystematik beeinträchtigen die Wirtschaftlichkeit und erschweren insbesondere bei grossen Elektrolyseprojekten den Übergang von der Planung in den Betrieb. Angesichts der geringen Realisierungsquote und zahlreicher Projekte ohne finale Investitionsentscheidung dürfte das politisch gesetzte Ausbauziel von 10 GW in Deutschland bis 2030 kaum noch erreichbar sein.

Elektrolyse-Kapazitäten in Deutschland nehmen kaum zu



Der regulatorische Rahmen für den H₂-Hochlauf ist in der EU weitgehend etabliert. Trotz umfangreicher Förderprogramme bleiben viele Projekte wirtschaftlich herausfordernd. Ohne wettbewerbsfähige Wasserstoffpreise und verlässliche Abnahmemärkte dürfte der Hochlauf hinter den politischen Ausbauzielen zurückbleiben.

Trotz der Fortschritte beim Aufbau des H₂-Kernnetzes ist die langfristige Planung in Deutschland verhaltener

Rückgrat der H₂-Infrastruktur mit Finanzierungskonzept

Das deutsche H₂-Kernnetz bildet das zukünftige Rückgrat des H₂-Transports in Deutschland. Für die Schweiz ist das Kernnetz insbesondere aufgrund der geografischen Anbindung an Süddeutschland relevant. Zusätzlich wird erwartet, dass das Kernnetz als Grundlage für einen deutschlandweiten sowie europäisch integrierten H₂-Markt dient. Es verbindet die wichtigsten deutschen Erzeugungs-, Import-, Speicher- und Verbrauchszentren. Das von der Bundesnetzagentur genehmigte Netz umfasst rund 9'040 km Leitungen, von denen etwa 60 % durch die Umwidmung bestehender Methaninfrastruktur realisiert werden. Über das staatliche Amortisationskonto können Investitionen von ca. 20 Mrd. EUR bereits vor einer ausreichenden Netzauslastung finanziert werden.



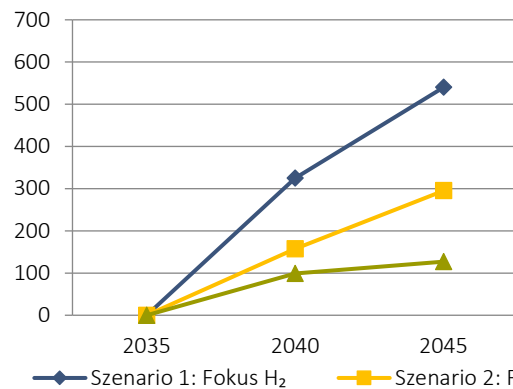
Erreichte Meilensteine 2026: Erster H₂-Transport und relevante Kapazitätsreservierungen für die Jahre ab 2029

Mit dem Start der Kapazitätsreservierungen im März 2026 wurde die Vermarktung der Infrastruktur aufgenommen. Bereits wenige Monate später hatten sich die verbindlich reservierten Ein- und Ausspeisekapazitäten auf knapp 6 GW summiert ([Marktinformationspaket FNB](#)). Gleichzeitig gelang innerhalb des Projekts [Get H₂ Nukleus](#) erstmals der Transport von grünem H₂ von einer Grosselektrolyse zu einem industriellen Verbraucher über Abschnitte des Kernnetzes. Damit wurde die praktische Funktionsfähigkeit der H₂-Wertschöpfungskette aus Erzeugung, Transport und Nutzung nachgewiesen. Für die Schweiz zeigt sich, dass ab den 2030er-Jahren eine Anbindung an den europäischen H₂-Markt realistisch wird. Hieran könnte die Schweizer H₂-Transitleitung anschliessen, wofür eine vergleichbare Finanzierung durch den Schweizer Staat nötig wäre (vgl. S. 7).

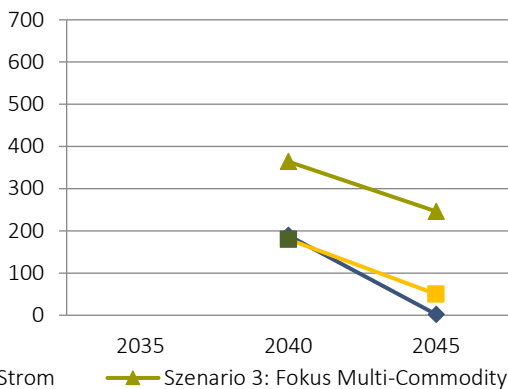
Aktualisierung des Szenario-Rahmens Gas und H₂: Geringerer H₂-Einsatz und fokussiertes Szenario

Die Entwicklung des Gasfernleitungsnetzes wird in Deutschland über regelmässige Aktualisierungen des Netzentwicklungsplans modelliert und geplant. Basis ist jeweils ein überarbeiteter Szenario-Rahmen. Dieser zeigt, welche Rolle H₂ und Methan künftig im deutschen Energiesystem spielen sollen und setzt damit wichtige Leitplanken für Investitionen und Infrastrukturentwicklung. Im neuesten Entwurf 2027 wurde die Bedeutung von H₂ gegenüber früheren Annahmen reduziert. Zusätzlich wurde mit dem Multi-Commodity-Szenario 3 erstmals ein Szenario mit einem flächendeckenden, langfristig parallelen H₂- und Methaneinsatz geplant. Methan wird dabei für die Kraftwerksversorgung, Biomethantransporte und europäische Transite eingesetzt. In das mögliche Methanetz sind auch die bestehenden Übergabepunkte in die Schweiz integriert. Dadurch wird die Anbindung der Schweiz an die europäische Methaninfrastruktur unterstützt.

H₂: Szenario-Rahmen NEP-Entwurf 2027 [TWh]



Methan: Szenario-Rahmen NEP-Entwurf 2027 [TWh]



Das deutsche H₂-Kernnetz mit Amortisationskonto schafft die Grundlage für einen grenzüberschreitenden Wasserstoffmarkt und eine spätere Anbindung der Schweiz. Gleichzeitig deuten aktuelle Szenarien auf einen moderateren H₂-Hochlauf und eine weiterhin wichtige Rolle von Methan- und Biomethaninfrastrukturen hin.



Keine Finanzgarantie in der Schweiz für die H₂-Transitleitung und Risiken der H₂-Infrastruktur

Bundesrat aktuell gegen staatliche Finanzgarantie für H₂-Transitleitung

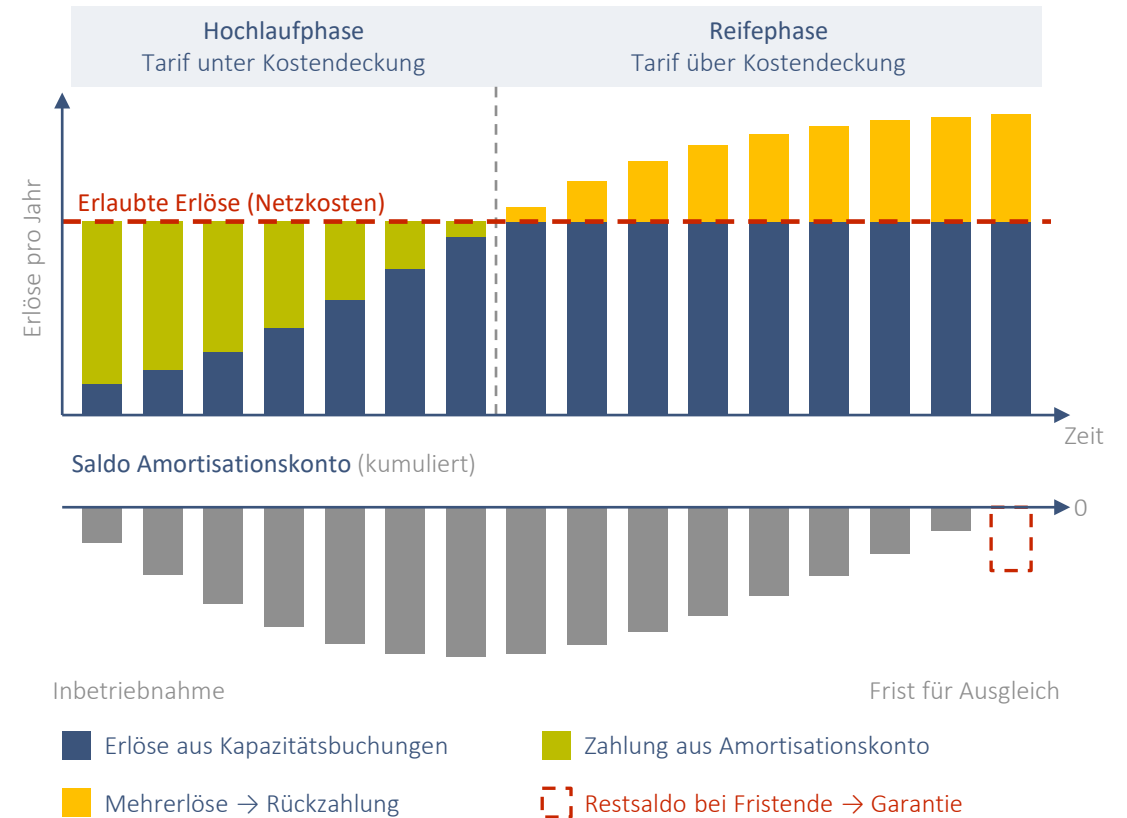
Der Bundesrat hat sich im September gegen eine staatliche Finanzgarantie für eine H₂-Transitleitung ausgesprochen ([Medienmitteilung](#)). Wegen der unsicheren Entwicklung des Schweizer H₂-Marktes und fehlender belastbarer Bedarfsanalysen erkennt er weder ein übergeordnetes öffentliches Interesse noch ein Marktversagen. Zudem fehlt eine ausreichende gesetzliche Grundlage. Eine Finanzierungslösung müssten deshalb vorerst die Energiebranche und die Miteigentümer der Transitgas erarbeiten. Die Anbindung an das künftige europäische H₂-Netz bleibt für den Bundesrat jedoch wichtig und eine spätere Neubewertung dieser Entscheidung ist möglich. Der VSG zeigt Verständnis hinsichtlich der Marktunsicherheiten, warnt aber vor langen Vorlaufzeiten: Die Entscheidung des Bundesrates gefährdet die rechtzeitige Anbindung der Schweiz an das europäische H₂-Netz, wodurch die Schweiz langfristig umgangen werden könnte.

Die zentrale Frage: Wer trägt das Risiko, wenn die Infrastruktur vor der Nachfrage gebaut werden muss?

Der Europäische Verband der Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSOG) und derjenige für H₂ (ENNOH) behandeln grenzüberschreitende Infrastruktur als Voraussetzung des H₂-Markthochlaufs ([2026](#)). Eine strukturelle Investitionslücke sehen ENTSOG und ENNOH aufgrund von drei Risiken:

- **Mengenrisiko**, da die Infrastruktur vor dem Entstehen der Nachfrage aufgebaut werden muss.
- **Preis- und Regulierungsrisiko** angesichts der Unsicherheit hinsichtlich der künftigen H₂-Preise, der CO₂-Politik und der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher.
- **Grenzüberschreitende Risiken**, bei denen Koordinationsprobleme, die Regulierung durch mehrere Rechtsordnungen und Transitisrisiken das Risikoprofil von Projekten weiter erhöhen.

Die Verbände fordern für europäische H₂-Korridore zusätzlich zu nationalen Instrumenten einen europäischen De-Risking-Mechanismus für grenzüberschreitende H₂-Infrastrukturen. Bevorzugt wird dabei eine Instrumentenkombination zur Tarifglättung, Finanzierung und Risikoabsicherung: Nach dem Vorbild des deutschen H₂-Kernnetzes soll ein Amortisationskonto (vgl. [Barometer vom Oktober 2023](#)) über ein EU-Gefäss finanziert werden. Eine EU-Garantie sichert das Risiko ab, dass die anfängliche Erlöslücke bei einer schwächer als erwarteten H₂-Nachfrage nicht vollständig durch spätere Netzentgelte gedeckt werden kann. So bleiben die Anfangstarife niedrig und die Infrastruktur dennoch finanzierbar (vgl. Abbildung rechts).



Der Bundesrat hat sich gegen eine Finanzgarantie für den Bau einer H₂-Transitleitung entschieden, die die Schweiz an das europäische H₂-Netz anbinden würde. Andernorts in Europa bestehen bereits nationale Absicherungen und bei grenzüberschreitenden Infrastrukturen werden Risikoabsicherungen diskutiert.

Vom Einzelprojekt zum H₂-Ökosystem: Das neue H₂-Lab setzt auf Regionalität als Startlogik

Das H₂-Lab im Bodensee-Alpenrhein setzt dort an, wo heute noch wesentliche Lücken bestehen: bei Verteilung, grenzüberschreitendem Handel und konkreten Anwendungen. Die Projektakteure arbeiten am Aufbau eines regionalen H₂-Ökosystems und widmen sich technischen wie regulatorischen Hürden. Damit folgen sie einem Ansatz, den Prof. Markus Friedl im Barometer vom [Oktober 2025](#) skizziert hat. Dieser schrittweise, pragmatische Ansatz kann auch anderen Regionen als Orientierung für den Aufbau eines H₂-Ökosystems dienen.

Polynomics im Gespräch mit dem Projektleiter des H₂-Lab

Silvan Schmid, wo liegt heute die grösste Lücke im H₂-Hochlauf?

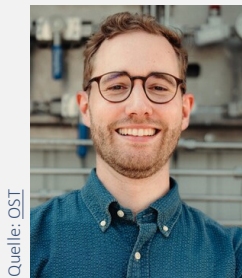
Schmid: Im Projektgebiet gibt es bereits erste lokale Produktionskapazitäten. Eine Produktionsanlage allein schafft aber noch keinen funktionierenden H₂-Markt. Entscheidend ist, dass genügend langfristige Abnehmer vorhanden sind, H₂ wirtschaftlich zu ihnen gelangt und Qualität sowie Zertifizierungen gewährleistet sind. Die grösseren Lücken liegen derzeit darin, Produktion, Nachfrage, Logistik und einen funktionierenden grenzüberschreitenden Markt miteinander zu verbinden. Das ist der Ausgangspunkt für das H₂-Lab.

Welche Rolle spielt Regionalität?

Schmid: Ein H₂-Ökosystem muss schrittweise wachsen. Dafür braucht es zunächst konkrete Ausgangspunkte und eine ausreichende räumliche Konzentration von Produktion und Nachfrage, wie wir sie im Projektgebiet haben. Kurz- und mittelfristig können lokale Produktion und Trailer den Hochlauf ermöglichen. Entstehen mehrere grössere und kontinuierliche Verbraucher, kann sich die Versorgung schrittweise in Richtung eines regionalen H₂-Netzes entwickeln.

Wo kann H₂ aus heutiger Sicht überhaupt sinnvoll eingesetzt werden?

Schmid: Interessant wird H₂ dort, wo die direkte Elektrifizierung nicht offensichtlich die bessere Lösung ist – beispielsweise in der Mobilität bei hohen Lasten, grosser Reichweite, kurzen Betankungs- oder Standzeiten und hoher Auslastung oder wenn elektrische Netzkapazitäten begrenzt sind. Deshalb untersuchen wir konkrete Prozesse und Einsatzprofile statt nur theoretischer Potenziale.



Quelle: OST
Silvan Schmid
Projektleiter

	H ₂ -Ökosystem Bodensee-Alpenrhein (Interreg ABH054)
Laufzeit	2026–2028
Region	Ostschweiz, Liechtenstein, Vorarlberg AT und Bodenseeraum DE
Lead	IET Institut für Energietechnik, OST; Projektleiter Silvan Schmid
Partner	12 Projektpartner sowie weitere assoziierte Partner
Stossrichtungen	H ₂ -Netze, H ₂ -Handel & H ₂ -Anwendungen in Industrie, Mobilität, Schifffahrt
Finanzierung	Interreg-Programm Alpenrhein-Bodensee-Hochrhein (kofinanziert von EU, CH, FL); Eigenmittel der Projektpartner; Beteiligung des Forschungsfonds der Schweizerischen Gasindustrie (FOGA)

H₂-Lab: Schrittweiser Aufbau eines regionalen H₂-Ökosystems

Upstream	Midstream	Downstream
■ Lokale Produktion nutzen: –Kubel/St. Gallen –Domat/Ems –Buchs SG (künftig)	■ Versorgung mit der Nachfrage mitwachsen lassen –Heute: Trailer –Mittelfristig: Regionales Netz –Langfristig: überregionale H₂-Infrastruktur	■ Ausgangspunkt: aktueller realer Bedarf ■ In Konkretisierung: Industrie (Spitzenlast, Hochtemperatur) ■ In Klärung: Mobilität (LKW/Bus, Schifffahrt)

Gemeinsamer Rahmen: H ₂ -Handel und Marktregeln			
Heute relevant:	■ Herkunftsnachweise	Im Projekt vertieft:	■ RFNBO-Zertifizierung
	■ H ₂ -Qualitäten		■ Länderübergreifende Anerkennung

Regionale Cluster können unabhängig von überregionalen Transportinfrastrukturen den H₂-Hochlauf erleichtern. In der Bodensee-Alpenrhein-Region wird mit dem H₂-Lab ein H₂-Ökosystem aufgebaut mit dem Ziel, dass regionale H₂-Produktion, konkrete Abnehmer und die örtliche Infrastruktur räumlich zusammenwachsen.

ACER sieht Biomethan und integrierte Infrastrukturen als zentrale Bausteine der Gasmarkttransformation

Eine Defossilierungsstrategie muss vier Zielkonflikte lösen

ACER, die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, veröffentlicht regelmässig Monitoringberichte zur Entwicklung der europäischen Energiemärkte. Der [Monitoring Report 2026](#) zur Gasmarktdefossilisierung untersucht die Rolle von Biomethan, H₂, Erdgas und CCS für die Transformation des europäischen Energiesystems und bewertet die Zielkonflikte zwischen Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit.



Kein Defossilisierungspfad überzeugt in allen Kriterien

ACER bewertet Defossilisierungsoptionen anhand von Emissionswirkung, Systemkosten und Energieunabhängigkeit. Während H₂, Biomethan und CCUS wichtige Beiträge zur Defossilisierung leisten können, bestehen weiterhin Herausforderungen hinsichtlich Kosten, Skalierbarkeit und Infrastrukturbedarf.

ACER leitet sechs zentrale Handlungsfelder für die Defossilisierung des europäischen Gasmarktes ab

ACER empfiehlt den Abbau regulatorischer Hürden für Biomethan, klare CO₂-Preissignale und eine stärkere Integration von Gas-, Strom- und H₂-Infrastrukturen, um die Defossilisierung des europäischen Energiesystems kosteneffizient und versorgungssicher zu gestalten.

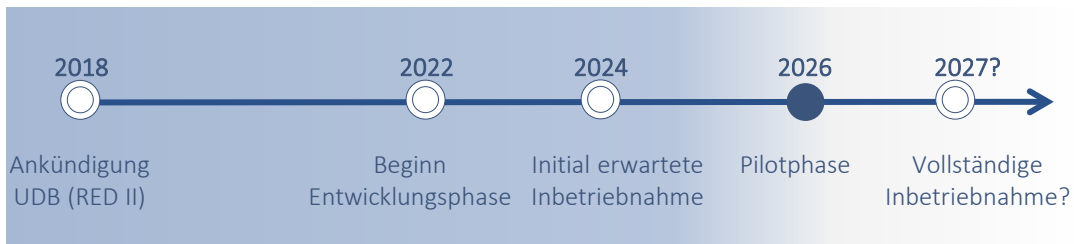
-  **EU-Biomethanpotenzial erschliessen**
Regulatorische und technische Hürden für den Biomethan-Hochlauf abbauen (Rohstoffmobilisierung und Ausbau des grenzüberschreitenden Handels).
-  **Kohlenstoffarme Gasoptionen für den Strombedarf fördern**
Um den Einfluss des Erdgases auf die Strompreise zu senken, braucht es Biomethan, Batterien und Flexibilität.
-  **Handelbarkeit von Biomethan-Zertifikaten harmonisieren**
Regulatorische Sicherheit für Herkunfts- und Nachhaltigkeitsnachweise sowie die Fertigstellung der EU-Datenbank sind nötig.
-  **Unsicherheit bei der Methanemissions-Regulierung senken**
Frühe Klarheit zu Methodik und Compliance vermeidet ineffiziente Nachverhandlungen und Risikoaufschläge zulasten der Verbraucher.
-  **CO₂-Bepreisung für Klima und EU-Industrie wirksam machen**
Faire und planbare CO₂-Preise senken die Industrieemissionen; ein CO₂-Grenzausgleich sichert die Wettbewerbsfähigkeit der EU-Industrie.
-  **Sektorübergreifende Koordination stärken**
Koordinierte Infrastrukturplanung und regulatorische Angleichung ermöglichen die effiziente Integration von Gas-, Strom- und H₂-Infrastruktur.

Der ACER-Report sieht Biomethan kurzfristig als reifste erneuerbare Gasoption, identifiziert aber den grenzüberschreitenden Handel und die Nachweissysteme als Hindernis für dessen Skalierung. Dies bestätigt die Schweizer Strategie, kurzfristig über Biomethan Emissionen zu senken und grundsätzlich erneuerbare Gase zu prüfen.

Europäischer Biomethanmarkt und Zugangsfragen aus Schweizer Perspektive

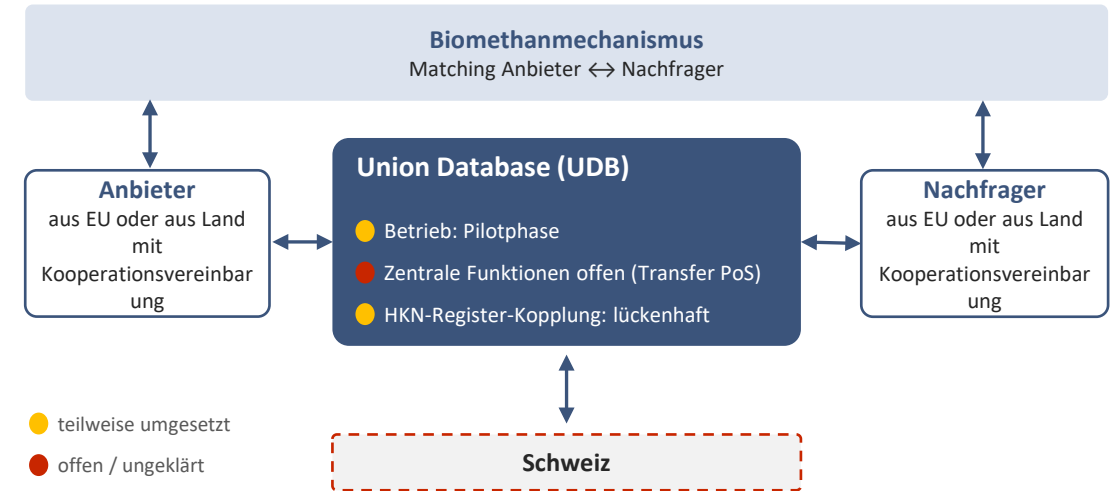
EU Union Database (UDB) in Pilotphase

Mit der Union Database (UDB) will die EU die Grundlage für einen einheitlicheren grenzüberschreitenden Markt für erneuerbare Moleküle (exkl. feste Biomasse) schaffen und insbesondere den bilanziellen Handel von Biomethan innerhalb des europäischen Methannetzes ermöglichen. Über die UDB können künftig Nachhaltigkeitszertifikate «PoS» und potenziell auch Herkunftsnachweise (HKN) gehandelt werden (vgl. [Barometer April 2025](#)). Auch wenn die UDB gemäss der Europäischen Kommission mittlerweile in Betrieb ist, sind zentrale Funktionen wie die Übertragung von Nachhaltigkeitsnachweisen innerhalb des integrierten europäischen Gasnetzes über die Funktion «Transfer Gas PoS» noch nicht vollständig umgesetzt ([EC-Website](#)) und es sind auch noch nicht alle nationalen HKN-Register mit der UDB gekoppelt ([April 2026, Empfehlung 11](#)). Die Kommission hat selbst festgestellt ([April 2026, Erwägungsgrund 33](#)), dass ohne eine vollständig funktionsfähige Infrastruktur für den europäischen Biomethanhandel der grenzüberschreitende Handel kaum verbessert wird. Damit Drittstaaten in die UDB integriert werden können, brauchen sie insbesondere eine Kooperationsvereinbarung ([ENTSOG 2024](#)).



EU-Stossrichtung Biomethanmechanismus

Die EU hat am 18. Juni 2026 einen neuen [Biomethane Mechanism](#) gestartet, der Teil der «[EU Energy and Raw Materials Platform](#)» ist. Die Initiative zielt auf kommerzielle und informationsbezogene Hindernisse ab, indem Anbieter und Nachfrager im Biomethanmarkt in einem strukturierten Prozess zusammengebracht werden sollen. Ab September 2026 hat die Kommission die erste Matching-Runde vorgesehen. Offen ist, ob Schweizer Unternehmen am neuen EU-Biomethan-Mechanismus teilnehmen können.



Bedeutung für die Schweiz

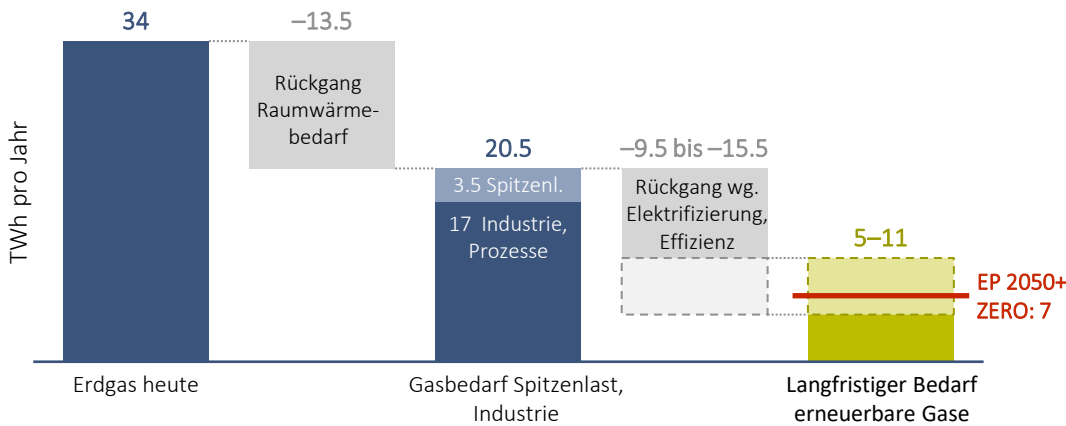
Die EU unternimmt Anstrengungen, um den fragmentierten europäischen Biomethanmarkt besser zu integrieren. Erst eine vollständig funktionsfähige UDB, bei der alle nationalen HKN-Register gekoppelt sind, wird für eine bessere Marktintegration sorgen. Für eine gute Integration der Schweiz in den europäischen Biomethanmarkt bräuchte es neben einer Kopplung des Schweizerischen HKN-Registers mit der UDB auch die regulatorische Anerkennung so importierter PoS und HKN durch den Bund. Aktuell erfolgt diese für leitungsgebundene (virtuelle) Biomethanimporte nur bei der Übertragung einer international anerkannten Emissionsminderung (ITMO-Transfer).

Der europäische Biomethanmarkt ist weiterhin fragmentiert. Die Union Database (UDB), die noch nicht vollständig funktionsfähig ist, soll künftig die Integration des Marktes verbessern. Der Biomethanmechanismus soll zudem kommerzielle und informationsbezogene Hindernisse abbauen.

Schweiz: PSI-Studie zu erneuerbaren Gasen mit grober Abschätzung künftiger Bedarfe und Potenziale

Künftiger Schweizer Bedarf an erneuerbaren Gasen

Eine neue [Technologie-Monitoring-Studie des PSI \(2026\)](#) im Auftrag des BFE schätzt den langfristigen Bedarf an erneuerbaren Gasen mit folgender Übersichtsrechnung auf 5 bis 11 TWh/a (grüne Fläche rechts in Abbildung): Der aktuelle Erdgasverbrauch von 34 TWh/a (blauer Balken links) wird zur Hälfte für Raumwärme genutzt. Davon bleiben 20 % für Spitzenlastabdeckung (3.5 TWh/a, hellblau im mittleren Balken). Dies ergibt einen Rückgang von 13.5 TWh. Von den 17 TWh/a für Industrie und Prozesse (dunkelblau im mittleren Balken) soll langfristig ein grosser Teil durch Fernwärme, Effizienz und Elektrifizierung wegfallen (-9.5 bis -15.5 TWh/a, graue Fläche rechts).

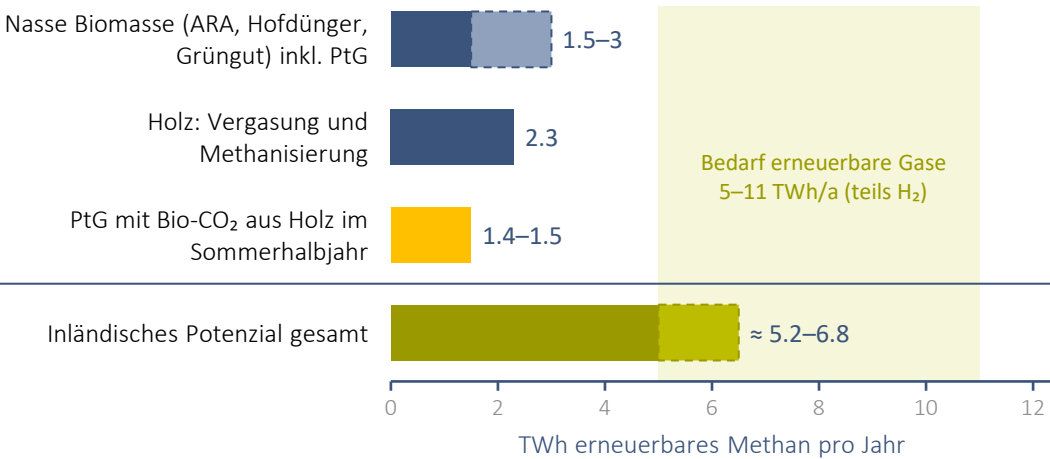


Zum Vergleich: Das Szenario ZERO-Basis der Energieperspektiven, 2050+ des Bundes, geht von rund 7 TWh Biogas für die Industrie aus. Die Energy-Reports der Axpo (2026, S. 52), welche auf dem Szenario ZERO-Basis der Energieperspektiven 2050 des Bundes aufsetzen, halten dagegen bis 2050 einen Gasbedarf um die 30 TWh/a für möglich. Die Energieperspektiven werden aktuell überarbeitet.

Ein Teil der künftigen Nachfrage könnte mit H₂ gedeckt werden, jedoch setzt dies einen H₂-Netzanschluss voraus. Da voraussichtlich viele Regionen der Schweiz nicht an ein H₂-Netz angeschlossen werden, verbleibt ein Bedarf an erneuerbarem Methan von mehreren TWh pro Jahr. Daher sollten in bestimmten Regionen Teile der bestehenden Gasinfrastruktur langfristig erhalten bleiben.

Künftige Schweizer Produktionspotenziale für erneuerbares Methan

Gemäss der PSI-Studie (2026) könnte der Bedarf an erneuerbarem Methan aus theoretischer Sicht, ohne Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit, zu einem substantiellen Anteil aus heimischen Ressourcen gedeckt werden: 1.5–3 TWh/a Biomethan aus feuchten Biomasse-Reststoffen, 2.3 TWh/a Methan aus Holz sowie weitere 1.4–1.5 TWh/a durch sommerliche Power-to-Gas (PtG) Methanisierung des biogenen CO₂ aus der Holzverwertung. Voraussetzung wäre allerdings, Holz weniger zur direkten Gebäudeheizung einzusetzen. Zudem sind zu heutigen Marktpreisen nur rund die Hälfte bis zwei Drittel des angenommenen Holzpotenzials mobilisierbar.



Die Autoren der Studie empfehlen regional differenzierte Energiesystemanalysen, welche lokale Ressourcen und Infrastrukturen berücksichtigen.

Gemäss aktueller PSI-Studie könnte langfristig ein substantieller Anteil des Schweizer Bedarfs an erneuerbaren Gasen (inkl. H₂) durch inländische Produktion gedeckt werden. Die Wirtschaftlichkeit wurde dabei nicht berücksichtigt. Bei den groben Schätzungen des zukünftigen Bedarfs wurde Gas in der Stromproduktion nicht berücksichtigt.

Glossar

Amortisationskonto

Finanzierungsmechanismus des deutschen H₂-Kernnetzes. Er ermöglicht die Vorfinanzierung von Infrastrukturinvestitionen in der Hochlaufphase, bevor ausreichende Netzentgelterlöse erzielt werden. Fehlbeträge werden zunächst auf einem Konto gesammelt und später ausgeglichen.

Blauer H₂ (Blue Hydrogen)

H₂, der aus fossilen Brennstoffen (z. B. Erdgas) mittels Dampfreformierung gewonnen wird. Das dabei entstehende CO₂ wird teilweise durch Carbon Capture and Storage (CCS) abgeschieden und gespeichert, um Emissionen zu reduzieren.

Carbon Capture and Storage (CCS)

Technologie zur Abscheidung von CO₂ aus industriellen Prozessen oder der Energieerzeugung und anschließenden dauerhaften Speicherung in geologischen Formationen. CCS ist eine Voraussetzung für die Herstellung von blauem H₂.

Elektrolyse

Ein Verfahren zur Herstellung von H₂ durch die Spaltung von Wasser (H₂O) in Sauerstoff (O₂) und Wasserstoff (H₂) mittels elektrischer Energie. Wird dabei erneuerbarer Strom verwendet, spricht man von grüner H₂-Produktion.

European Hydrogen Backbone (EHB)

Ein geplantes europäisches H₂-Transportnetz, das bestehende und neue Infrastruktur nutzt, um H₂ zwischen Ländern zu transportieren und so eine europäische H₂-Versorgung sicherzustellen.

Geologischer H₂ (Weisser H₂)

Natürlich im Untergrund entstehender H₂, der durch geologische Prozesse gebildet wird. Er kann sich in natürlichen Lagerstätten anreichern und potenziell gefördert werden. Die wirtschaftliche Gewinnbarkeit ist bislang nicht nachgewiesen.

Grauer H₂ (Grey Hydrogen)

H₂, der aus fossilen Brennstoffen ohne CO₂-Abscheidung hergestellt wird. Die Emissionen werden unvermindert in die Atmosphäre abgegeben.

Grüner H₂ (Green Hydrogen)

H₂, der durch Elektrolyse aus Wasser unter Nutzung erneuerbarer Energiequellen wie Wind- oder Solarstrom produziert wird. Dieses Verfahren ist nahezu emissionsfrei.

H₂-Kernnetz

Von der Bundesnetzagentur genehmigtes Wasserstofftransportnetz in Deutschland, das Erzeugungs-, Import-, Speicher- und Verbrauchsstandorte miteinander verbinden soll. Es bildet die Grundlage für einen zukünftigen deutschen und europäischen Wasserstoffmarkt.

HySuiX-Index

Ein H₂-Kostenindex, der verschiedene Kostenfaktoren, darunter Investitionskosten, Betriebskosten und Netzentgelte, zur Berechnung der Grenzkosten von H₂-Produktionen heranzieht.

Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBOs)

Gasförmige oder flüssige Kraftstoffe, die aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt werden, jedoch nicht aus Biomasse stammen. Dazu gehört z. B. H₂ aus Elektrolyse.

Synthetisches Methan (Synthetic Methane)

Methan, das durch eine chemische Reaktion von H₂ mit CO₂ hergestellt wird (Methanisierung). Es kann als Ersatz für fossiles Erdgas in bestehenden Gasinfrastrukturen genutzt werden.

Impressum

Polynomics AG
Baslerstrasse 44
CH-4600 Olten
www.polynomics.ch
Tel. +41 62 205 15 70



Dr. Heike Worm
heike.worm@polynomics.ch

E-Bridge Consulting GmbH
Baumschulallee 15
D-53115 Bonn
www.e-bridge.de
Tel. +49 228 90 90 65 0



Dr. Philipp Heuser
pheuser@e-bridge.com



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



Dr. Janick Mollet
janick.mollet@polynomics.ch



Philipp Steffens
psteffens@e-bridge.com



Dr. Florian Kuhlmei
florian.kuhlmei@polynomics.ch



Lorenz Valk
lvalk@e-bridge.com