

Die bayerische Wirtschaft

vbw

Wasserstoffkosten für die Industrie

Präsentation und Ergebnisse erstellt von **prognos**
Wir geben Orientierung.

Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle (vbw / Prognos Wasserstoffkosten 2025) zulässig.

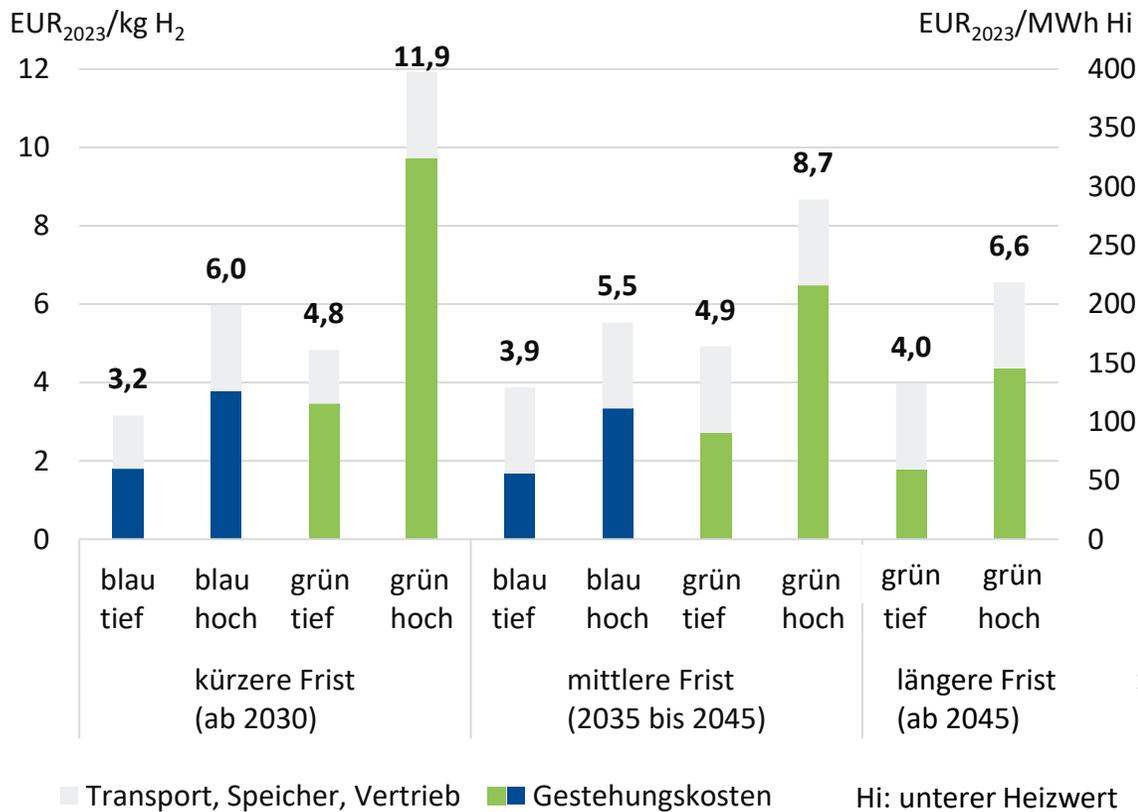
Vorgehen und Methodik (1/2)

- In dieser Kurzstudie wird eine Bandbreite zukünftiger Wasserstoffkosten für Industriekunden dargestellt. Die Kosten der Wasserstoffproduktion werden auf der Grundlage detaillierter Annahmen zu einzelnen Kostenparametern ermittelt. Eine detaillierte Zusammenstellung der Berechnungsgrundlagen findet sich im Datenanhang (Folie 24 bis 27).
- Die Nationale Wasserstoffstrategie geht für das Jahr 2030 von einem Importanteil von 50 bis 70 Prozent der Wasserstoffnachfrage aus und rechnet auch langfristig mit einem entsprechenden Importbedarf. Vor diesem Hintergrund wird davon ausgegangen, dass der Großhandelspreis von Wasserstoff durch Erzeugungsfälle im Ausland bestimmt wird.
- In dieser Studie dargestellt sind für grünen und blauen Wasserstoff jeweils ein „oberer“ und ein „unterer“ Fall für den kurzen (ab 2030), den mittleren (2035-2045) und den langen Zeithorizont (ab 2045). Zur Illustration werden drei Erzeugungsfälle im Ausland dargestellt, die innerhalb dieser Bandbreite liegen.
- Die dargestellte Kostenbandbreite des oberen und unteren Falls stellt jeweils eine konsistente Kombination von optimistischen und pessimistischen Ausprägungen der Kostenentwicklung für jeden Berechnungsparameter dar.
- Die Bandbreite der Wasserstoffkosten bildet unterschiedliche Erzeugungsfälle im Ausland innerhalb einer Reichweite von ca. 2.000 km ab, für die ein Pipelinetransport sinnvoll ist. Die unterschiedlichen Erzeugungsfälle für grünen Wasserstoff decken dabei eine Reihe möglicher Produktionsstandorte und Stromerzeugungstechnologien ab. Zur Illustration der Bandbreite erfolgt eine Darstellung von drei Produktionsfällen im Ausland.

Vorgehen und Methodik (2/2)

- Für blauen Wasserstoff wird aufgrund von verbleibenden Restemissionen von einem möglichen Einsatz bis 2045 ausgegangen. Es werden Importe aus Ländern innerhalb der Pipelinereichweite mit ausreichend Gasvorkommen und Speichermöglichkeiten für CO₂ unterstellt. In Frage kommt hierfür vor allem Norwegen, aber möglicherweise auch das Vereinigte Königreich, die Niederlande und Länder in Nordafrika.
- Die fundamentalen Wasserstoffkosten für Industriekunden setzen sich aus verschiedenen Komponenten zusammen:
 - Herstellungskosten
 - In- und ausländische Transportkosten
 - Speicherkosten
- Für den Transport nach Deutschland wurde einheitlich ein Transport per Pipeline unterstellt. Für Erzeugungsfälle aus Übersee sind aufgrund des dann notwendigen Schiffstransports erhebliche Transportaufschläge erforderlich, die hier nicht berücksichtigt wurden.
- Sofern sich wettbewerbliche Märkte für Wasserstoff herausbilden, werden die Preise durch die dargestellten Kosten bestimmt. Bei auftretenden Knappheiten oder der Herausbildung von Monopolstrukturen können weitere Preisaufschläge auftreten, die zu Preisen über den dargestellten Kosten führen.

Das Wichtigste in Kürze: Wasserstoffbezugskosten Industrie



Quelle: Eigene Darstellung Prognos

- Fossil erzeugter blauer Wasserstoff hat einen strukturellen Kostenvorteil gegenüber grünem Wasserstoff aufgrund niedrigerer Energie- und Anlagenkosten und höheren Vollbenutzungsstunden der Anlagen.
- Bei der Produktion von blauem Wasserstoff entstehen unvermeidbare Restemissionen. Aufgrund der vorgegebenen Klimaziele ist der Einsatz von blauem Wasserstoff nach 2045 daher unwahrscheinlich.
- Grüner Wasserstoff kann eine deutliche Kostendegression erfahren und so gegenüber blauem Wasserstoff an Wettbewerbsfähigkeit gewinnen.
- Wichtige Einflussfaktoren zur Senkung der Herstellungskosten von grünem Wasserstoff sind: niedrige Stromgestehungs- bzw. Strombezugskosten, Kostendegression der Elektrolysetechnologien, möglichst hohe Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse.
- Wichtige Einflussfaktoren für die Herstellungskosten von blauem Wasserstoff sind: Erdgaskosten, ETS-Preise, Abscheideraten von CO₂, CO₂-Speicherung, CO₂-Transport und deren Kosten.
- In- und ausländischer Transport sowie Speicherung sind nicht zu vernachlässigende Kostenfaktoren in der Größenordnung von 1,4 bis 2,2 Euro/kg (42 - 66 Euro/MWh Hi).

Übersicht Wasserstoff aus Elektrolyse (grün) vs. Erdgas (blau)

Erneuerbar erzeugter Wasserstoff

Strom aus erneuerbaren Energien

Wasserelektrolyse

Die Wasserelektrolyse ist seit über 100 Jahren in technischer Anwendung. Verschiedene technologische Varianten sind verfügbar bzw. in der Entwicklung:

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse (PEMEL)
- Anionen-Austauschmembran-Elektrolyse (AEM)
- Hochtemperaturelektrolyse (HTEL)

Fossil erzeugter Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung (CCS)

Erdgas*

Dampfreformierung

Rund 90 Prozent der Emissionen des Erdgases können abgeschieden werden. Dieses entspricht neun Tonnen CO₂ pro Tonne H₂, die dauerhaft endgelagert werden müssen. Es verbleiben Restemissionen von rund 1 Tonne CO₂ pro Tonne H₂.

Durch die CCS-Technologie erhöhen sich die Kosten aufgrund des hohen Energieeinsatzes um 30 bis 70 Prozent gegenüber fossil erzeugtem Wasserstoff (ohne Abscheidung).

*Erdgasbasierte Wasserstoffrouten haben direkte Restemissionen und indirekte Emissionen durch die Vorkettenemissionen des Erdgases.

Für treibhausgasarmen Wasserstoff haben **zwei Routen** die technische Reife für einen Markthochlauf erreicht:

1. Grüner Wasserstoff aus **Wasserelektrolyse** mit erneuerbarem Strom
2. Blauer Wasserstoff aus **Erdgas mit CO₂-Abscheidung**

Beide Routen haben aufgrund unterschiedlicher Vor- und Nachteile das Potenzial, sich im Markthochlauf für einen treibhausgasarmen Wasserstoffmarkt zu ergänzen.

Quelle: Eigene Darstellung Prognos

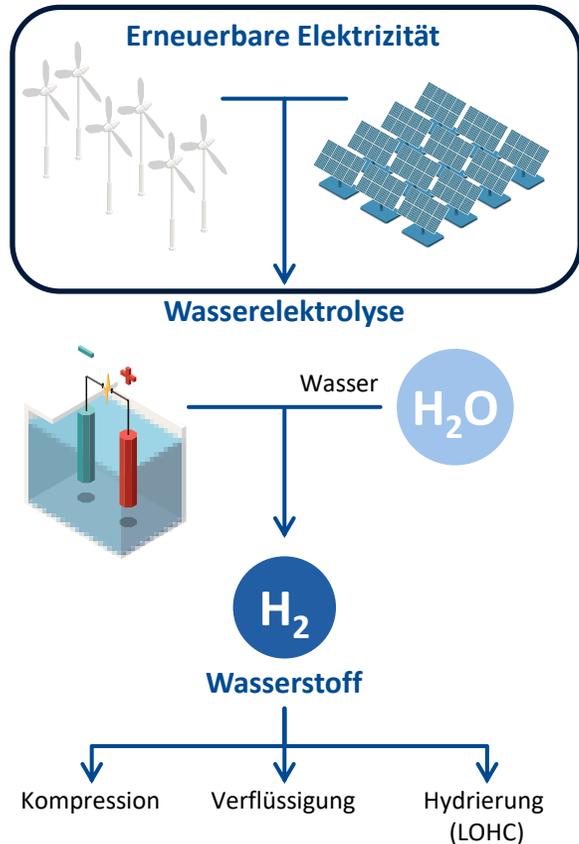
Beispielregionen für den Import von Wasserstoff



- Leitungsgebundener Import von Wasserstoff ist aus heutiger Sicht die günstigste Transportoption.
- Bestehende Anbindung über Erdgas-Fernleitungen ist ein Erschließungsvorteil.
- **Spanien**
 - Hohes EE-Potenzial für Wind und Sonne
 - Hohe Flächenverfügbarkeit
 - Weighted Average Cost of Capital (WACC) auf EU-Niveau
- **Vereinigtes Königreich**
 - Hohes EE-Potenzial für Wind On- und Offshore
 - WACC auf EU-Niveau
 - Mögliche Erdgasvorkommen und CO₂-Senken für blauen Wasserstoff
- **Nordafrika**
 - Hohes EE-Potenzial für Wind und Sonne
 - Hohe Flächenverfügbarkeit
 - WACC mit Risikoaufschlägen
 - Mögliche Erdgasvorkommen und CO₂-Senken für blauen Wasserstoff
- **Norwegen**
 - Erdgasvorkommen und CO₂-Senken für blauen Wasserstoff
 - WACC auf EU-Niveau

1 Wasserstoff aus Elektrolyse

Kostenfaktoren für „grünen“ Wasserstoff aus Elektrolyse



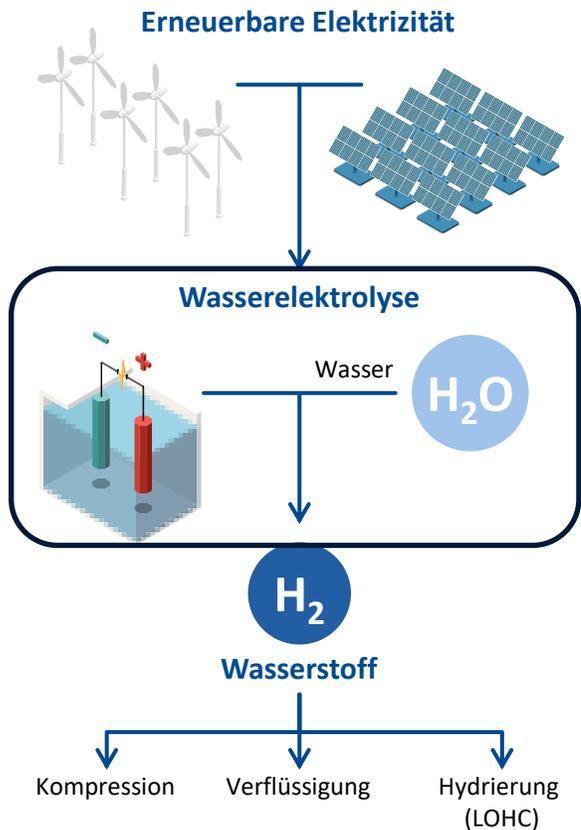
Erzeugung von erneuerbarem Strom: Wind und PV sind kostengünstige erneuerbare Stromquellen für grünen Wasserstoff und zudem stark ausbaufähig. Die Gestehungskosten von erneuerbarem Strom sind in den vergangenen Jahren bereits stark gesunken. Ob weitere Kostensenkungen in Zukunft realisiert werden können, ist derzeit offen.

Opportunitäten: Für erneuerbaren Strom bestehen in Europa mehr Vermarktungsoptionen als nur die Lieferung an Elektrolyseure (z.B. durch Netzeinspeisung). Die Stromkosten der Elektrolyse werden sich daher auch an den Strompreisen am jeweiligen Produktionsort orientieren. Dies gilt mittel- und langfristig auch, sofern die Stromerzeugungsanlagen und die Wasserstoffherstellung durch ein integriertes Unternehmen betrieben werden, da sich wirtschaftliche Unternehmen auch an den Opportunitäten der alternativen Stromvermarktung orientieren werden.

Vollbenutzungsstunden: Hohe Vollbenutzungsstunden des Elektrolyseurs senken bei sonst gleichen Bedingungen die Gestehungskosten für Wasserstoff. Je höher allerdings die Vollbenutzungsstunden ausfallen, desto höher fallen auch die Kosten der erneuerbaren Elektrizität aus. Um hohe Vollbenutzungsstunden zu erzielen, ist der Zubau weiterer EE-Anlagen erforderlich, was mit Kostensteigerungen des Strombezugs einhergeht. Da beide Effekte einander entgegenwirken, liegen die optimalen Vollbenutzungsstunden tiefer als das theoretische Maximum der Vollausslastung. Das Optimum variiert je nach Standort und gewählter Erzeugungsart und liegt bei den hier unterstellten Betrachtungsfällen zwischen 3.000 und 5.500 Stunden pro Jahr.

Hinweis: Die zugrunde gelegten Annahmen sind im Datenanhang auf Folie 24 und 25 dargestellt.

Kostenfaktoren für „grünen“ Wasserstoff aus Elektrolyse



Investitionskosten: Der Markthochlauf für Elektrolysetechnologien lässt Kostenreduktionen durch Skaleneffekte, Automatisierung und Industrialisierung sowie technische Entwicklung erwarten. Derzeit ist unklar, wie schnell und wie stark die Kosten sinken werden.

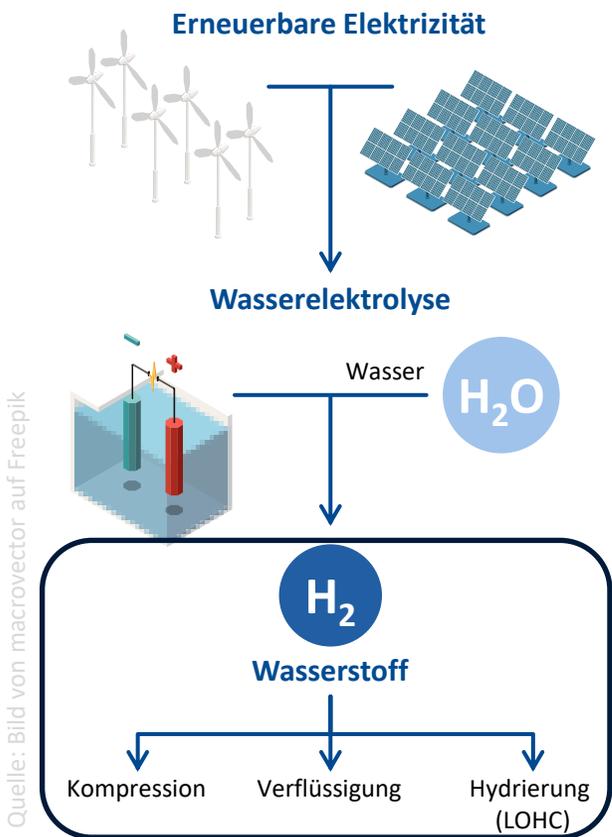
Wirkungsgrade: Die strombasierte Spaltung von Wasser geht nicht ohne Verluste einher. Abwärmenutzung könnte den Nutzungsgrad des eingesetzten Stromes erhöhen. Die Verluste liegen momentan in der Größenordnung von einem Drittel.

Degradation: Über den Nutzungszeitraum einer Elektrolyseanlage sinkt der Wirkungsgrad aufgrund von Degradation. Durch technische Maßnahmen kann der Effekt abgemildert werden. Nach ungefähr der Hälfte der Betriebsdauer ist ein Austausch der zentralen Komponente der Elektrolyse, des sogenannten Stacks erforderlich (Stackwechsel).

Hinweis: Die zugrunde gelegten Annahmen sind im Datenanhang auf Folie 24 und 25 dargestellt.

Quelle: Bild von macrovector auf Freepik

Kostenfaktoren für „grünen“ Wasserstoff aus Elektrolyse



Quelle: Bild von macrovector auf Freepik

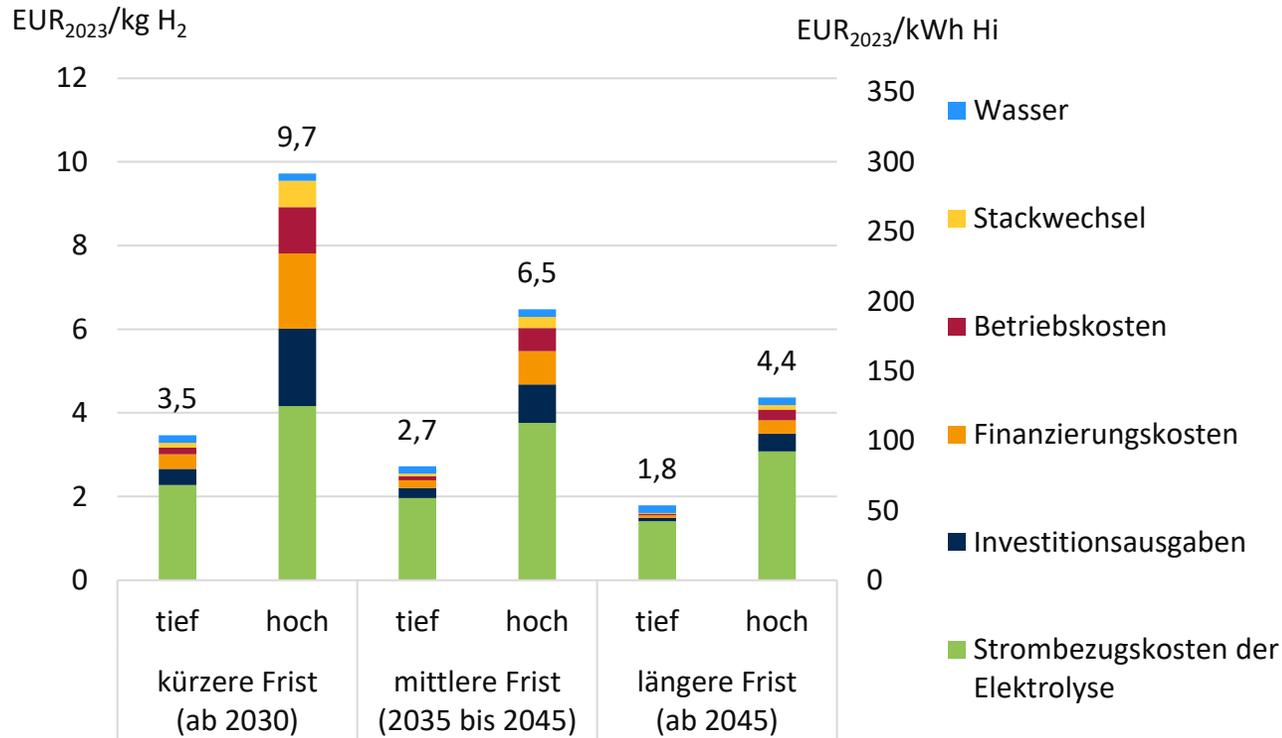
Infrastruktur: Für den Import und inländischen Transport von Wasserstoff ist die Errichtung einer Leitungsinfrastruktur notwendig. Bis zur Errichtung der notwendigen Infrastruktur ist ein Import über andere Transportmodi wie Tankschiffe, Bahn oder LKW notwendig. Hierfür würden höhere Kosten als hier unterstellt anfallen. Für den Import von flüssigem Wasserstoff über Schiffe rechnen wir mit Transportkosten in Höhe von über 2 Euro/kg.

Umwandlungsverluste: Der Transport von Wasserstoff erfordert mindestens eine hohe Kompression mit entsprechenden Energieverlusten. Transport in anderen Aggregatzuständen oder Molekülen, z.B. Verflüssigung, LOHC oder Ammoniak (NH_3) geht mit zusätzlichen Umwandlungsverlusten und Kosten einher. Diese Formen wurden hier ausgeklammert. Bei Berücksichtigung dieser Kosten würden sich die Transportkosten je nach Transportart und Entfernung um 1,5 bis 3,3 Euro/kg erhöhen.

Speicher: Je höher die Saisonalität der Wasserstoffnachfrage ausfällt, desto höher der Speicherbedarf. Für die Absicherung eines klimaneutralen Stromsystems wird bereits ein Speicherbedarf erwartet, der über die Potenziale der Umwidmung aus Erdgasspeichern hinausgeht.

Hinweis: Aus den oben genannten Gründen wird bei grünem Wasserstoff nur auf die Kosten von Pipeline-Transporten und ab dem Zeitpunkt von deren Umwidmung (von Erdgas auf Wasserstoff) abgestellt. Die zugrunde gelegten Annahmen sind im Datenanhang auf Folie 24 und 25 dargestellt.

Gestehungskosten von „grünem“ Wasserstoff



- Strom stellt die wichtigste Kostenkomponente dar (43 Prozent bis zu 79 Prozent langfristig). Die Stromkosten liegen über den reinen Stromgestehungskosten, da eine hohe Anlagenauslastung mit entsprechender Überbauung von EE-Anlagen unterstellt wurde.
- Die Kosten für Anlagen und Finanzierung bieten großes Potenzial für Kostenreduktionen.
- Kosten für Meerwasserentsalzung blieben unberücksichtigt.

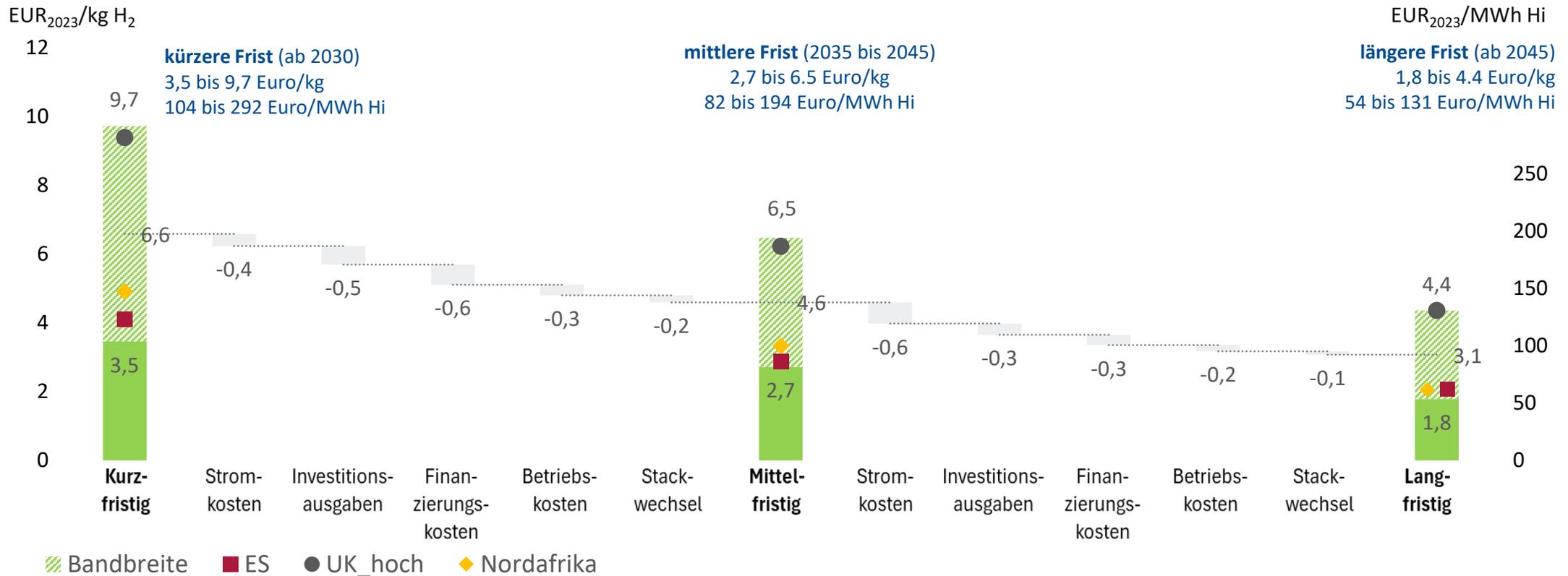
Quelle: Eigene Darstellung Prognos

Hi: unterer Heizwert

Bandbreite untersuchter Fälle für „grünen“ Wasserstoff

- In dieser Kurzstudie wurde eine Bandbreite unterschiedlicher Erzeugungsfälle untersucht, die durch einen oberen und einen unteren Produktionsfall abgegrenzt werden.
- Der obere und untere Produktionsfall stellen dabei jeweils einen pessimistischen und optimistischen Fall hinsichtlich der wesentlichen Einflussparameter auf die Wasserstoffkosten dar.
- Zu Illustration der Bandbreite werden drei ausgewählte Erzeugungsfälle in unterschiedlichen Ländern dargestellt.
- Die Annahmen für den oberen und unteren Produktionsfall sind auf Folie 24 beschrieben.
- Für die illustrative Darstellung einzelner Länder wurden die Mittelwerte des oberen und unteren Falles verwendet. Für die Stromkosten wurde wie folgt vorgegangen:
 - **Spanien (ES):** Mittlere Strompreise aus der vbw/Prognos Strompreisprognose 2024 wurden verwendet, um die Opportunität der Stromerzeugungstechnologien zur Netzeinspeisung zu berücksichtigen.
 - **Vereinigtes Königreich (UK):** Um einen oberen Fall zu illustrieren, wurden Strompreise aus dem oberen Preisfad der vbw/Prognos Strompreisprognose 2024 verwendet.
 - ✚ **Nordafrika:** Es werden Strombezugskosten angesetzt, die sich an den reinen Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien, ggf. mit entsprechender Überbauung, orientieren. In diesem Fall wird nicht davon ausgegangen, dass eine Netzeinspeisung erfolgen kann.

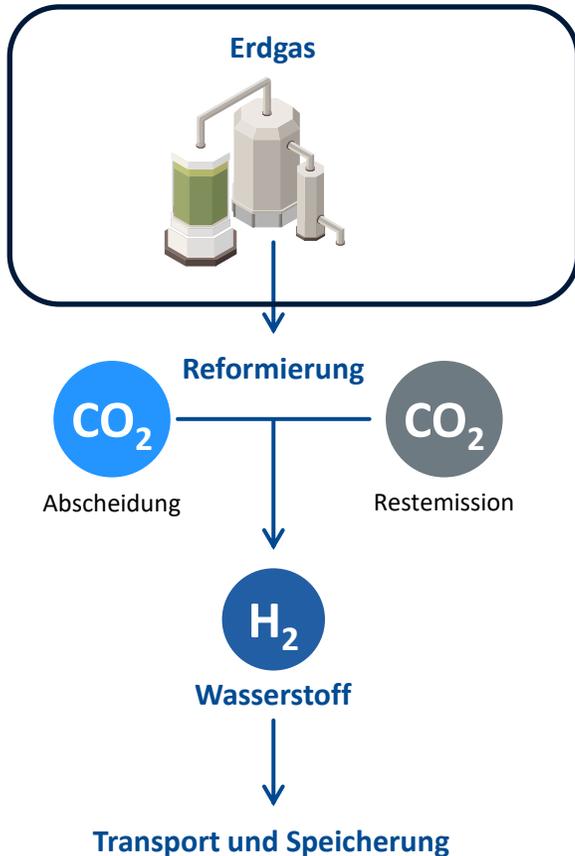
Gestehungskosten von „grünem“ Wasserstoff



- Zur Illustration werden drei ausgewählte Produktionsfälle dargestellt, die innerhalb der Bandbreite des oberen und unteren Produktionsfalls liegen (siehe vorherige Folie).

2 Wasserstoff aus Erdgas mit CO₂-Abscheidung

Kostenfaktoren für „blauen“ Wasserstoff aus Erdgas



Erdgaskosten: Die Gestehungskosten für Wasserstoff aus Erdgas werden maßgeblich durch die Kosten und den möglichen Transport für Erdgas bestimmt. Es wird angenommen, dass das Erdgas innerhalb Europas vor allen Dingen in Norwegen gefördert wird.

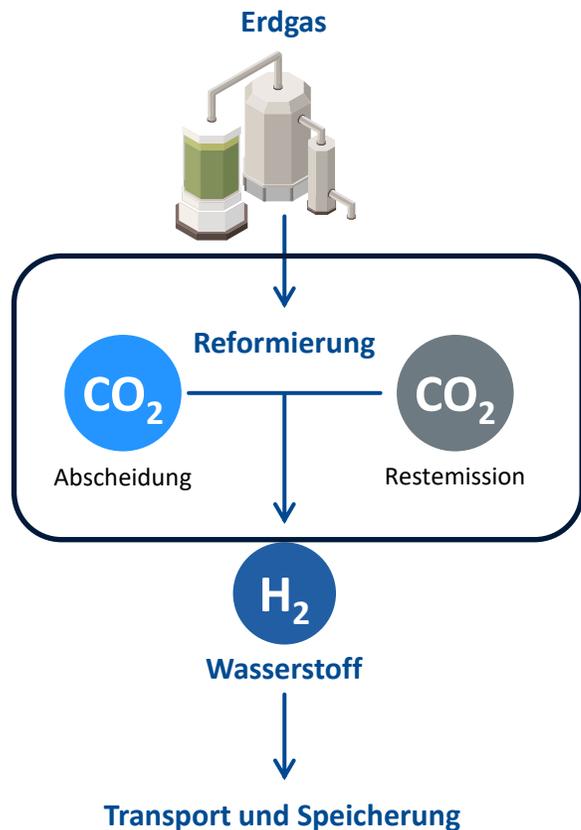
Opportunitäten: Entscheidend für die Kosten der Wasserstoffproduktion sind jedoch nicht die reinen Förderkosten sondern ein Preis, der sich am Erdgaspreis bei alternativer Vermarktung orientieren wird.

Vollbenutzungsstunden: Wasserstoffproduktion auf Erdgasbasis erreicht in der Regel höhere Vollbenutzungsstunden als die Produktion auf Basis erneuerbaren Stroms, da die Verfügbarkeit des Ausgangsenergieträgers Erdgas zeitlich nicht schwankt. Es wird eine Auslastung von 8.000 Stunden pro Jahr unterstellt.

Hinweis: Bei der Produktion von blauem Wasserstoff entstehen unvermeidbare Restemissionen. Aufgrund der vorgegebenen Klimaziele ist der Einsatz von blauem Wasserstoff nach 2045 daher unwahrscheinlich. Diese rechtliche Unsicherheit bleiben hier außer Betracht. Die zugrunde gelegten Annahmen sind im Datenanhang auf Folie 26 und 27 dargestellt.

Quelle: Bild von macrovector auf Freepik

Kostenfaktoren für „blauen“ Wasserstoff aus Erdgas



Investitionskosten: Autotherme Dampfreformierungsanlagen (ATR), die Erdgasreformierung mit hohen CO₂-Abscheidungsraten ermöglichen, sind noch kein industrieller Standard, eine großskalige Anwendung ist jedoch möglich mit kostensenkendem Effekt.

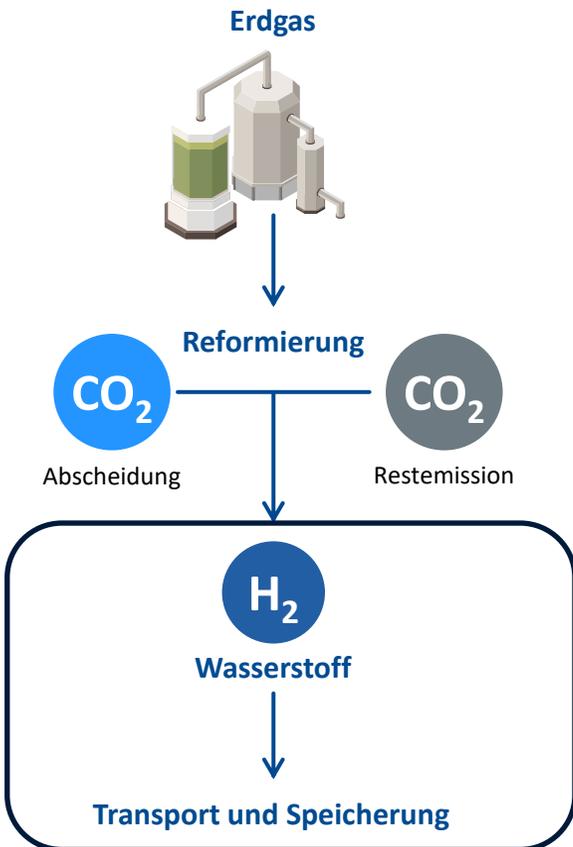
Wirkungsgrade: Umwandlungsverluste in der Größenordnung von einem Drittel treten verfahrensbedingt und aufgrund der CO₂-Abscheidung auf.

CO₂-Abscheidung: ATR-Anlagen ermöglichen hohe CO₂-Abscheideraten in der Größenordnung von 90 Prozent. Vorkettenemissionen des Energieträgers Erdgas sind entscheidend für die Gesamtemissionsbilanz des blauen Wasserstoffs. In der reinen Kostenbetrachtung werden die Vorkettenemissionen allerdings ausgeklammert. Es wird eine Speicherung des abgeschiedenen CO₂ angenommen, für eine anrechenbare Weiternutzung (CCU) liegt bisher ebenfalls keine Regulierung vor.

CO₂-Kosten: Die nicht vermeidbaren Restemissionen (ca. 10 Prozent) werden nach dem Europäischen Emissionshandel (EU-ETS) bepreist. Für das abgeschiedene CO₂ fallen Kosten für den Transport und die dauerhafte Einspeicherung an, die noch mit Unsicherheiten behaftet sind.

Hinweis: Die zugrunde gelegten Annahmen sind im Datenanhang auf Folie 26 und 27 dargestellt.

Kostenfaktoren für „blauen“ Wasserstoff aus Erdgas



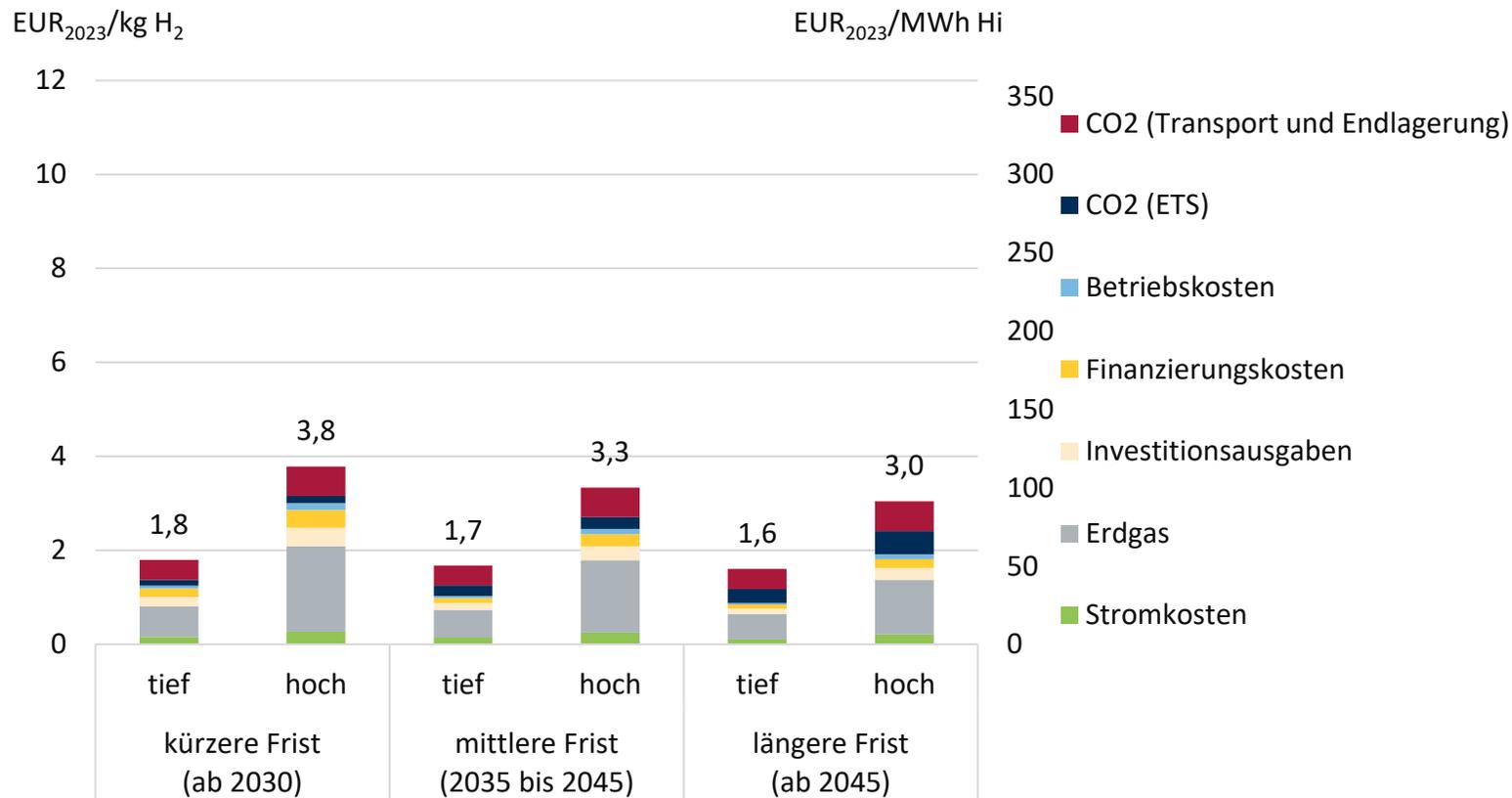
Infrastruktur: Durch höhere Vollbenutzungsstunden der Erzeugungsanlagen kann auch eine höhere Auslastung der Transportinfrastruktur erzielt werden.

Umwandlungsverluste: Die transportbedingten Umwandlungsverluste unterscheiden sich nicht vom grünen Wasserstoff.

Speicher: Anlagen zur Erzeugung von blauem Wasserstoff könnten als regelbarer Erzeuger zur Absicherung der Wasserstoffnachfrage eingesetzt werden und den Bedarf saisonaler Wasserstoffspeicherung reduzieren.

Hinweis: Die zugrunde gelegten Annahmen sind im Datenanhang auf Folie 26 und 27 dargestellt.

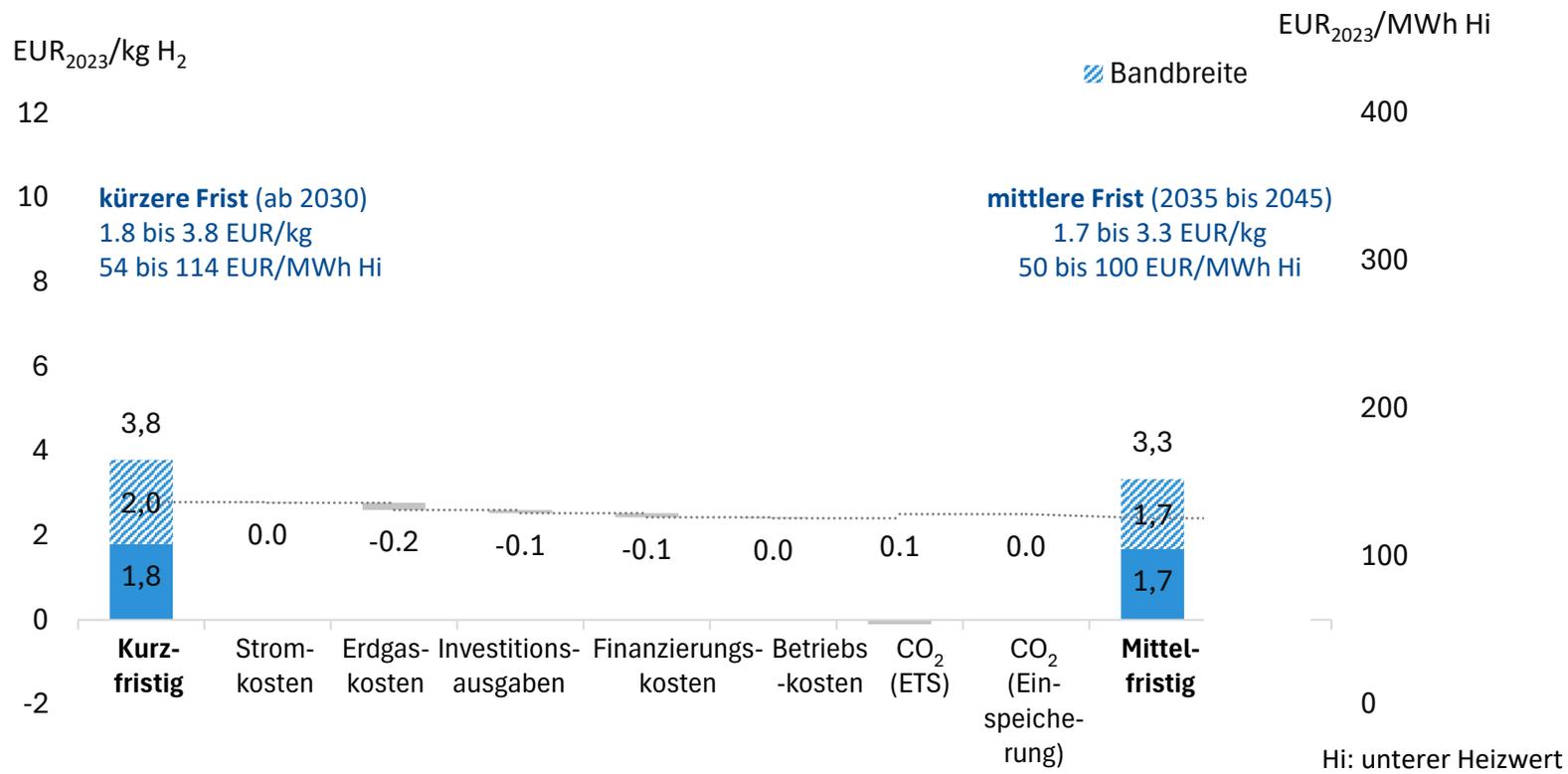
Gestehungskosten von „blauem“ Wasserstoff



- Erdgas ist mit 34 Prozent bis 48 Prozent die wichtigste Kostenkomponente.
- CO₂-Kosten (für Mengen von ETS und Endlagerung) liegen in der Größenordnung von mindestens 21 Prozent kurzfristig und mindestens 37 Prozent langfristig.

Quelle: Eigene Darstellung Prognos

Gestehungskosten von „blauem“ Wasserstoff



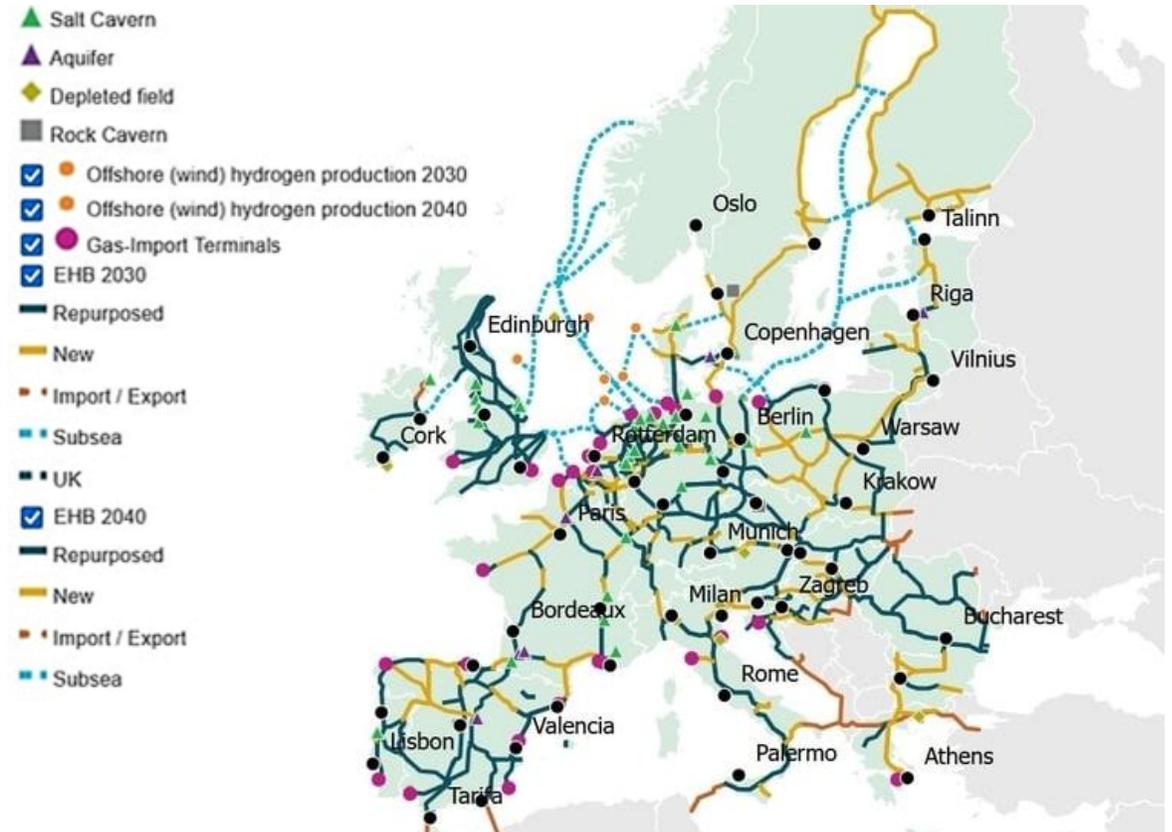
- Aufgrund der verbleibenden Restemissionen ist der Einsatz von blauem Wasserstoff nach 2045 aufgrund der Klimaziele unwahrscheinlich.
- Die Herstellung von blauem Wasserstoff wird von Norwegen angenommen, da hier sowohl ausreichende Erdgasquellen zur Verfügung stehen als auch Lagerstätten für abgeschiedenes CO₂. Norwegen allein wird aber nicht den Wasserstoffbedarf von ganz Europa decken können.

Quelle: Eigene Darstellung Prognos
Hinweis: 1 kg H₂ entspricht 33,33 kWh Hi

3 Transport und Speicherung von Wasserstoff

Wasserstoffimporte nach Deutschland

- Für den Import von Wasserstoff aus bis zu ca. 2.000 km Entfernung stellt der leitungsgebundene Transport die kostengünstigste Transportoption dar.
- Für den Import können Kosten in Höhe von **ca. 10 Euro/MWh (Hi)** angesetzt werden (Quelle: Prognos 2023).
- Andere Transportoptionen, wie der schiffsgebundene Transport oder die Produktion von Derivaten wie Ammoniak, sind deutlich kostenintensiver und wurden hier nicht betrachtet.
- Europäische Fernleitungsnetzbetreiber haben bereits mit Planungen zum Aufbau eines Europäischen Transportnetzes bis 2040 begonnen (sog. European Hydrogen Backbone, siehe Karte rechts).



Quelle: European Hydrogen Backbone (2024)

Transport innerhalb Deutschlands

- Die Bundesnetzagentur hat am 22. Oktober 2024 den Bau des Wasserstoffkernnetzes genehmigt. Bis 2032 sollen 9.040 km an Wasserstoffleitungen errichtet werden, wofür Investitionskosten in Höhe von 18,9 Mrd. Euro anfallen. Dies gilt unabhängig davon, ob es sich um grünen oder blauen Wasserstoff handelt.
- Es sollen sowohl bestehende Gasleitungen umgestellt (ca. 60 Prozent), als auch neue Wasserstoffleitungen gebaut werden (ca. 40 Prozent).
- Bayern soll über drei Stränge ans deutsche Netz angebunden werden, die über Hessen, Baden-Württemberg und Sachsen/Thüringen laufen.
- Beim Anschluss über Sachsen/Thüringen handelt es sich um einen Neubau (gepunktet dargestellt).
- Zusätzlich zur Anbindung ans deutsche Netz gibt es zwei geplante Grenzübergangspunkte, jeweils einen nach Österreich und Tschechien.
- **Kosten:** Das Hochlaufentgelt liegt nach BNetzA bei 25 €/kW. Abhängig vom zu Grunde gelegten jährlichen Verbrauch können die Netzkosten für einzelne Betriebe unterschiedlich ausfallen. Zur Vereinfachung wurde eine Bandbreite für das Netzentgelt zwischen **10 und 35 Euro /MWh (Hi)** angenommen.
- Auch ein wissenschaftliches Gutachten (FHG IEG et al. 2024) lässt im Basisfall auf eine Größenordnung in diesem Bereich schließen.

Quelle: FNB Gas

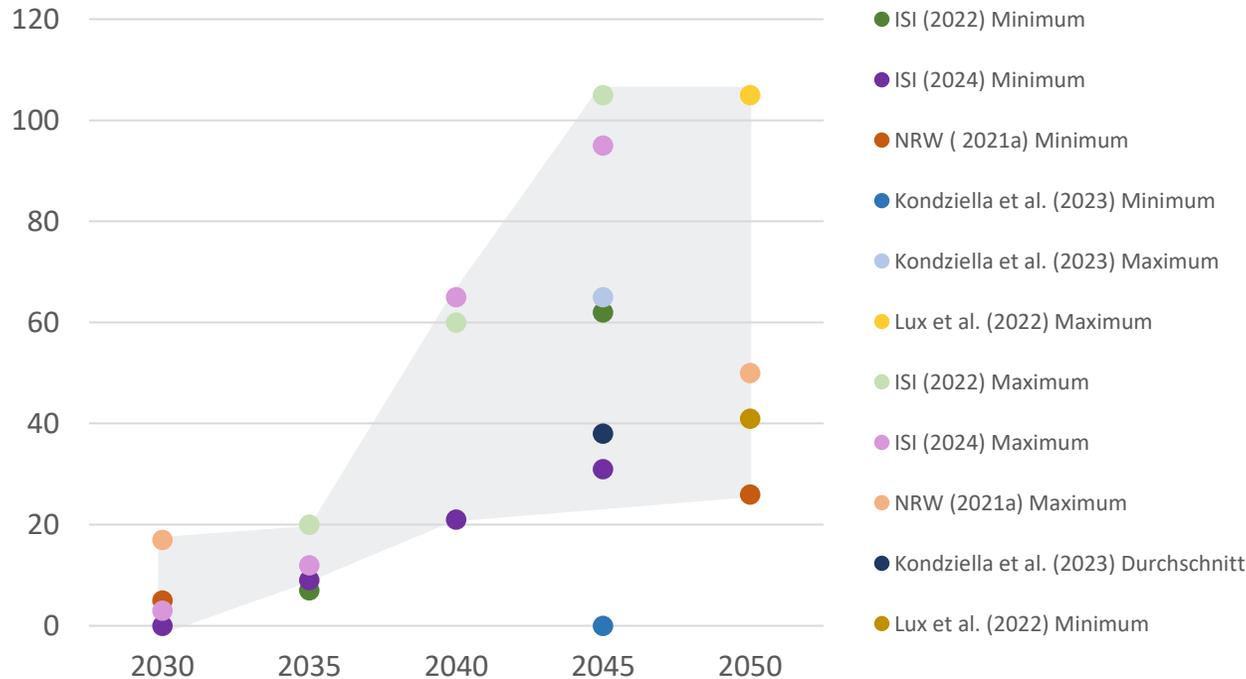
Wasserstoff-Kernnetz* 2023



* gem. Genehmigung vom 22.10.2024

Wasserstoffspeicherung

Bedarf an Wasserstoffspeichern in unterschiedlichen Studien



- Für (grünen und blauen) Wasserstoff besteht langfristig die Notwendigkeit Wasserstoffspeicher zu errichten.
- Die Bandbreite an notwendigen Wasserstoffspeichern in verschiedenen Energiestudien ist groß und liegt im Jahr 2050 zwischen 25 und 104 TWh.
- Bereits 2035 besteht ein mittlerer Bedarf von rund 13 TWh.
- **Kosten:** Die Speicherkosten sind abhängig von dem tatsächlichen Speicherbedarf, der Anzahl der jährlichen Speicherzyklen sowie der Möglichkeit zur Umlage auf den gesamten Wasserstoffverbrauch.
- Für mittlere Werte wird von jährlichen Speicherkosten in Höhe von 20 Euro/MWh Hi ausgegangen.

Quelle: ewi 2024

Datenanhang: „grüner“ Wasserstoff aus Elektrolyse

		kürzere Frist (ab 2030)		mittlere Frist (2035 bis 2045)		längere Frist (ab 2045)	
		tief	hoch	tief	hoch	tief	hoch
Fall		tief	hoch	tief	hoch	tief	hoch
Strombezug Elektrolyse	EUR/MWh el	45	75	40	70	30	60
Auslastung Elektrolyse	h/a	4.500	3.000	5.000	3.500	5.500	4.000
Investitionsausgaben Elektrolyse	EUR/kW el	700	1500	500	900	200	500
Wirkungsgrad Elektrolyse	Hi/el	66%	60%	68%	62%	71%	65%
WACC		7%	10%	6%	9%	6%	8%
Stackwechsel	Anteil CAPEX EL	30%	35%	25%	30%	20%	25%
Lebensdauer Elektrolyse	h	90.000	45.000	100.000	52.500	110.000	60.000
Betriebskosten Elektrolyse	Anteil CAPEX/a	2%	4%	2%	4%	2%	4%
Wasser	EUR/t	20	20	20	20	20	20
Abschreibungsdauer	Jahre	20	15	20	15	20	15
Stackwechsel erforderlich nach	Anteil Lebensdauer	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Erläuterung zum Datenanhang: „grüner“ Wasserstoff aus Elektrolyse

Größe	Erläuterung	Quellen
Strombezug Elektrolyse	Annahme basierend auf EE-Anlagenkosten und Referenzerzeugungsfällen mit Berücksichtigung von EE-Stromerzeugungsprofilen und Opportunitätskosten.	Vgl.[13]
Auslastung Elektrolyse	Annahme basierend auf eigenen Optimierungsrechnungen mit EE-Anlagenkosten und Referenzerzeugungsfällen unter Berücksichtigung von EE-Stromerzeugungsprofilen.	Vgl.[14]
Investitionsausgaben Elektrolyse	Prognos Expertenschätzung basierend auf Literaturwerten. Kostendegression begründet durch größere Produktionsmengen, größere Anlagen, Standardisierung, industrielle und automatisierte Fertigung, technologischen Fortschritt und Lernkurveneffekte.	Vgl. [1]
Wirkungsgrad Elektrolyse	Annahme	Vgl. [1], [2], [3]
WACC	Bandbreite liegt im Bereich „Technology“	Vgl. [16]
Stackwechsel	Annahme	Vgl. [3]
Lebensdauer Elektrolyse	Annahme	Vgl. [3]
Betriebskosten Elektrolyse	Annahme	Vgl.[14]
Wasser	Annahme für Wasser mit erhöhtem Aufbereitungsaufwand	Vgl.[14]
Abschreibungsdauer	Annahme wie technische Lebensdauer	
Stackwechsel erforderlich nach	Annahme	Vgl. [3]

Datenanhang: „blauer“ Wasserstoff aus Erdgas

		kürzere Frist (ab 2030)		mittlere Frist (2035 bis 2045)	
		tief	hoch	tief	hoch
Fall		tief	hoch	tief	hoch
Strombezugskosten ATR	EUR/MWh el	45	75	40	70
Erdgasbezugskosten ATR	EUR/MWh Hs	14	35	13	30
Investitionsausgaben ATR	EUR/kW el	700	900	500	700
Wirkungsgrad ATR	kWh H ₂ Hi/kWh CH ₄ H ₂	72%	64%	73%	65%
WACC		7%	10%	6%	9%
Auslastung ATR	h/a	8000	8000	8000	8000
Strombedarf ATR	kWh el/kg H ₂	3.59	3.59	3.59	3.59
Erdgasbedarf	kWh CH ₄ /kg H ₂	46	52	46	51
OPEX	Anteil CAPEX/a	1,5%	2,5%	1,5%	2,5%
Abschreibungsdauer	Anteil Lebensdauer	20	15	20	15
CO₂					
CO ₂ -Entstehung	t CO ₂ /t H ₂	10	10	10	10
CO ₂ (ETS)	EUR/t CO ₂	80	150	150	250
CO ₂ (Transport und Endlagerung)	EUR/t CO ₂	50	70	50	70
Abscheiderate CCS		85%	90%	85%	90%
Restemission	t CO ₂ /t H ₂	1.5	1	1.5	1

Erläuterung zum Datenanhang: „blauer“ Wasserstoff aus Erdgas

Größe	Erläuterung	Quellen
Strombezugskosten ATR	Annahme analog zu grünem Wasserstoff	Vgl. [13]
Erdgasbezugskosten ATR	Bandbreite basierend auf zukünftigen Projektionen von Erdgaspreisen	Vgl. [15]
Investitionsausgaben ATR	Annahme	Vgl. [5], [6], [7]
Wirkungsgrad ATR	Annahme	Vgl. [9]
WACC	Bandbreite liegt im Bereich „Technology“	Vgl. [16]
Auslastung ATR	760 Stunden pro Jahr geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeit	
Strombedarf ATR	Literaturwert	Vgl. [5]
OPEX	Eigene Schätzung	
Abschreibungsdauer	Annahme wie technische Lebensdauer	
CO₂		
CO ₂ -Entstehung	Literaturwert	Vgl. [8]
CO ₂ (ETS)	Bandbreite realistischer Entwicklungen	Vgl. [15]
CO ₂ (Transport und Endlagerung)	Geringere Werte als in Quelle, da Transportkosten sehr gering aufgrund von Vor Ort Produktion	Vgl. [15]
Abscheiderate CCS	Annahme	
Restemission	1-Abscheiderate	

Datenanhang: Quellen

1	IEA 2024	https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf
2	IRENA 2020	https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction
3	FH ISE 2021	https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf
4	BCG 2023	https://media-publications.bcg.com/Turning-the-European-Green-H2-Dream-into-Reality.pdf
5	Oni et al. 2022	https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422000413?via%3Dihub
6	vbw/Prognos Strompreisprognose 2024	https://www.vbw-bayern.de/vbw/Themen-und-Services/Energie-Klima/Energie/Neue-Strompreisprognose-bis-2040.jsp?shortcut
7	IEAGHG 2017	https://ieaghg-publications.s3.eu-north-1.amazonaws.com/Technical+Reports/2017-02+Techno+-+Economic+Evaluation+of+SMR+Based+Standalone+(Merchant)+Hydrogen+Plant+with+CCS.pdf
8	Cloete et al. 2019	https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319918340783
9	FH ISE 2019	https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf
10	Uni Augsburg	https://www.uni-augsburg.de/de/forschung/einrichtungen/institute/amu/wasserstoff-forschung-h2-unia/h2lab/h2-er/dampfreformierung/
11	Prognos 2023	https://www.prognos.com/sites/default/files/2023-07/20230718_H2_Transportouten_Abschlussbericht.pdf
12	FHG IEG et.al	https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gutachterliche-validierung-des-finanzierungsmodells-zum-aufbau-eines-wasserstoff-kernetzes-bei-subsidiarer-staatlicher-absicherung.pdf?__blob=publicationFile&v=6
13	Ewi 2024	https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf
14	ISE 2024	https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html
15	Prognos 2020	https://www.prognos.com/de/projekt/kosten-und-transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger
16	Prognos 2025	https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/2025_rahmendatenpapier_bf.pdf
17	KPMG 2024	https://kpmg.com/de/de/home/themen/uebersicht/kapitalkostenstudie.html
18	FNB Gas	https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernetz/
19	BMWE Wasserstoffstrategie	https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Dossiers/wasserstoffstrategie.html

Die bayerische Wirtschaft

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Präsentation und Ergebnisse erstellt

von **prognos**

Wir geben Orientierung.

vbw