

Whitepaper

Zukünftige Wasserstoffpreise

Kurzbericht zur Darlegung anzunehmender Wasserstoffpreise in Energieszenarien



© iStock.com – Petmal

Von
Prognos AG

Autoren
Sven Kreidelmeyer,
Hans Dambeck,
Andreas Kemmler

Veröffentlicht
März 2025

Das Unternehmen im Überblick

Prognos – wir geben Orientierung.

Wer heute die richtigen Entscheidungen für morgen treffen will, benötigt gesicherte Grundlagen. Prognos liefert sie - unabhängig, wissenschaftlich fundiert und praxisnah. Seit 1959 erarbeiten wir Analysen für Unternehmen, Verbände, Stiftungen und öffentliche Auftraggeber. Nah an ihrer Seite verschaffen wir unseren Kunden den nötigen Gestaltungsspielraum für die Zukunft - durch Forschung, Beratung und Begleitung. Die bewährten Modelle der Prognos AG liefern die Basis für belastbare Prognosen und Szenarien. Mit rund 150 Experten ist das Unternehmen an acht Standorten vertreten: Basel, Berlin, Düsseldorf, Bremen, München, Stuttgart, Freiburg und Brüssel. Die Projektteams arbeiten interdisziplinär, verbinden Theorie und Praxis, Wissenschaft, Wirtschaft und Politik. Unser Ziel ist stets das eine: Ihnen einen Vorsprung zu verschaffen, im Wissen, im Wettbewerb, in der Zeit.

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Handelsregisternummer

CH-270.3.003.262-6

Mehrwertsteuernummer/UID

CH-107.308.511

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht; Sitz der Gesellschaft: Basel
Handelsregisternummer
CH-270.3.003.262-6

Gründungsjahr

1959

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel | Schweiz
Tel.: +41 61 3273-310
Fax: +41 61 3273-300

Prognos AG

Domshof 21
28195 Bremen | Deutschland
Tel.: +49 421 5170 46-510
Fax: +49 421 5170 46-528

Prognos AG

Heinrich-von-Stephan-Str. 23
79100 Freiburg | Deutschland
Tel.: +49 761 766 1164-810
Fax: +49 761 766 1164-820

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85
10623 Berlin | Deutschland
Tel.: +49 30 5200 59-210
Fax: +49 30 5200 59-201

Prognos AG

Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel | Belgien
Fax: +32 280 89 - 947

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14
80335 München | Deutschland
Tel.: +49 89 954 1586-710
Fax: +49 89 954 1586-719

Prognos AG

Schwanenmarkt 21
40213 Düsseldorf | Deutschland
Tel.: +49 211 913 16-110
Fax: +49 211 913 16-141

Prognos AG

Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart | Deutschland
Tel.: +49 711 3209-610
Fax: +49 711 3209-609

info@prognos.com | www.prognos.com | www.twitter.com/prognos_ag

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VI
1 Einleitung	7
2 Kostenkomponenten	7
3 Wesentliche Annahmen	8
3.1 Strombezugskosten und Vollbenutzungsstunden	8
3.2 CAPEX - Investitionskosten	9
3.3 OPEX	10
3.4 Wirkungsgrad der Elektrolyse	10
3.5 Lebensdauer und notwendiger Stack Wechsel	10
3.6 Kapitalverzinsung	11
3.7 Transport und Speicherung	11
3.8 Zusammenfassung der Annahmen	12
4 Ergebnisse	13
Impressum	14

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erzeugungsfälle von erneuerbarem Strom für die Wasserstoff-Erzeugung	9
Tabelle 2: Weitere Annahmen zur Kostenberechnung von Wasserstoff	12
Tabelle 3: Ergebnisse der Kostenberechnung von Wasserstoff	13

Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
BDI	Bundesverband der deutschen Industrie e.V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
DAC	Direct-Air-Capture (CO ₂ Gewinnung aus der Luft)
FTS	Fischer-Tropsch-Syncrude
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
MENA	Middle East North Africa
MWE	Meerwasserentsalzungsanlage
Hi	Heizwert (alt: unterer Heizwert, Index i von engl. inferior)
Hs	Brennwert (alt: oberer Heizwert, Index s von engl. superior)
H ₂	Wasserstoff
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
PEMEL	Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse
PtX	Konversion von Strom zu flüssigen oder gasförmigen Sekundärenergie-trägern, (engl. Power-to-X)
PtL	Konversion von Strom zu flüssigen Sekundärenergieträgern (engl. Power-to-Liquids)
PtG	Konversion von Strom zu gasförmigen Sekundärenergieträgern (engl. Power-to-Gas)
THG-Emissionen	Treibhausgasemissionen
VLH	Vollbenutzungsstunden

1 Einleitung

Wasserstoff stellt einen zentralen zukünftigen Energieträger dar, der innerhalb in Energiesystemstudien für zahlreiche Prozesse und Anwendungen eingesetzt wird, um diese klimaneutral zu machen. Ein wichtiges Kriterium für den Einsatz von Wasserstoff ist der Preis, zu dem Wasserstoff verfügbar ist.

Aktuelle Studien sowie auch unsere eigenen Einschätzungen legen nahe, dass die Preisentwicklung von Wasserstoff nach wie vor mit hohen Unsicherheiten behaftet ist. Dennoch ist für modellgestützte Energiesystemstudien der Preis von Wasserstoff ein wichtiger Eingangsparameter, zumal ein großer Anteil des zukünftigen Bedarfes voraussichtlich aus Importen gedeckt werden muss.

Dieses Papier legt einen aktuellen Kostenpfad vor, der von der Prognos AG bottom-up in einer Vollkostenrechnung berechnet wurde. Im Ergebnis wurde ein mittlerer Preispfad erstellt, um dem Bedürfnis von Energiesystemmodellen nach einem einheitlichen Preis zu entsprechen.

Nachfolgend werden zunächst die wesentlichen Kostenkomponenten der Vollkostenrechnung benannt. Danach werden die Annahmen tabellarisch dargelegt, die für jede Kostenkomponente getroffen wurde. Im Anschluss folgen die Ergebnisse der Wasserstoffkosten, die für die Jahre 2030, 2040 und 2050 ausgewiesen werden.

2 Kostenkomponenten

Die hier dargestellten Kosten beziehen sich ausschließlich auf sogenannten grünen Wasserstoff. Grüner Wasserstoff ist hier als Wasserstoff aus Wasserelektrolyse definiert, der ausschließlich aus erneuerbaren Stromquellen gewonnen wird.

Hinsichtlich der zukünftigen Kosten von Wasserstoff bestehen eine Reihe von Unsicherheiten. So bestimmen zahlreiche Parameter die Kosten von Wasserstoff, deren Entwicklung jeweils für sich genommen mit Unsicherheit behaftet ist. Hier wird allerdings nur ein Preispfad dargestellt, der als beste Einschätzung der Autoren hinsichtlich der Unsicherheiten gewertet werden kann.

Der hier verfolgte Ansatz ist ein rein kostenbasierter. Das bedeutet, dass die Kosten von Wasserstoff allein anhand der Einzelkosten der Komponenten dargestellt werden. Bei einer Herausbildung von wettbewerblichen Märkten für Wasserstoff, werden die Preise sich wahrscheinlich stark an den Kosten orientieren. Bei auftretenden Knappheiten oder der Herausbildung von Monopolstrukturen können deutliche Preisaufschläge auftreten, sodass die Preisen auch über den Kosten liegen können. Die Vollkosten für Wasserstoff setzen sich auf folgenden Komponenten zusammen:

Herstellungskosten
in- und ausländische Transportkosten
Speicherkosten

Dabei werden die Herstellungskosten von Wasserstoff durch folgende Parameter für die Elektrolyse bestimmt:

Strombezugskosten
Vollbenutzungsstunden
CAPEX
Sonstige OPEX
Wirkungsgrade
Lebensdauer
Notwendiger Stackwechsel
Durchschnittliche Kapitalverzinsung

Im nachfolgenden Kapitel werden die einzelnen Parameter vertieft betrachtet.

3 Wesentliche Annahmen

3.1 Strombezugskosten und Vollbenutzungsstunden

Die Strombezugskosten der Elektrolyse sind der wichtigste Einflussparameter der Gestehungskosten von grünem Wasserstoff. Die Strombezugskosten sind dabei abhängig von der Erzeugungform. Auch besteht ein positiver Zusammenhang zwischen der Höhe der Strombezugskosten und der Höhe der Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse. Hohe Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse führen in der Regel zu hohen Strombezugskosten und andersrum.

Das gilt z.B. für sogenannte Inselsysteme¹, in denen eine erhöhte Kapazität erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen zu einer erhöhten Elektrolyseauslastung führt, jedoch gleichzeitig die mittleren Stromgestehungskosten erhöht, da ein Teil der Leistungsspitze nicht genutzt werden kann. Ein anderes Beispiel ist ein strukturiertes PPA² für EE-Strom, das günstiger ausfällt, wenn er z.B. nur die Solarproduktion mit saisonaler und Tagesstruktur bereitstellt, als wenn er ein möglichst konstantes Band konstanter EE-Stromerzeugung garantiert. Und ein weiterer Punkt sind die Stunden des Stromüberschusses, also der Strom Abregelung oder der negativen Strompreise in einem Netzgebiet, die in ihrer jährlichen Anzahl stark begrenzt sind und keine ausreichende mittlere Auslastung der investitionskostenintensiven Elektrolyseure sicherstellen kann.

In der Folge sind die Strombezugskosten nicht unabhängig von den Vollbenutzungsstunden zu wählen und bilden für reale Insel-Produktionsanlagen eine Optimierungsgröße zwischen ihrem EE-Erzeugungsanlagen-Mix, dessen Kapazität und der Kapazität der Elektrolyseure.

¹ Inselsysteme: Netzunabhängige EE-Stromerzeugung mit Direktabnahme des Stroms durch Elektrolyseure

² Power Purchase Agreement

In diesem Kurzpapier werden zwei Fälle zugrunde gelegt, die sich jeweils in den Strombezugskosten und den Vollbenutzungsstunden unterscheiden. Der erste Fall beschreibt einen Strombezugsfall in Deutschland, der zweite Fall beschreibt eine Herstellung in der MENA Region. Beide Fälle beschreiben einen Strombezug, der sich ausschließlich aus erneuerbaren Energien zusammensetzt. In Deutschland ist dies eine Mischung aus Wind Onshore, Wind Off-shore und Photovoltaik. In der MENA-Region eine Kombination aus Wind Onshore und Photovoltaik. Die folgende Tabelle stellt die Annahmen der beiden Erzeugungsfälle dar:

Tabelle 1: Erzeugungsfälle von erneuerbarem Strom für die Wasserstoff-Erzeugung

		2030	2040	2050
Inländische Erzeugung Strombezugskosten bei 4.412h Vollbenutzung- stunden p.a.	€ 2023 /kWh _{el}	64	57	53
Mena Region Strombezugskosten bei 4.695h Vollbenutzung- stunden p.a.	€ 2023 /kWh _{el}	45	39	36

Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2025

Im Zeitverlauf wird angenommen, dass sowohl Wind- als auch PV-Energieanlagen eine weitere Kostendegression erreichen, die wie in den vergangenen Jahrzehnten auch im Wesentlichen durch technologische Fortschritte, Effizienzsteigerungen und Skaleneffekte sowie die Reduktion der Materialintensität erreicht werden konnte.

3.2 CAPEX - Investitionskosten

Die Startwerte der Investitionskosten wurden auf Basis von eigenen Annahmen, abgeglichen mit Literaturwerten, festgesetzt. Die Kostensenkungen im Zeitverlauf (bis zum Jahr 2050) wurden – als Mittelwert zweier Ansätze zu Lern- und Kostenfunktionen gebildet. Dabei gingen Annahmen zum technologischen Reifegrad der jeweiligen Technologie mit ein. Die ermittelten Entwicklungen wurden wiederum mit Literaturwerten abgeglichen.

Grundsätzlich werden in der Technologieentwicklung und einem Markthochlauf neuer Technologien Kostensenkungen aufgrund folgender Einflüsse erwartet:

- Skaleneffekte
- Höhere Produktionsvolumina
- Lieferkettenentwicklung
- Erhöhter Automatisierungsgrad im Herstellungsprozess
- Technologische Innovationen

3.3 OPEX

Die sonstigen operativen Kosten des Elektrolyseurs, die neben den Strombezugskosten anfallen, sind im Wesentlichen zur Deckung der Personalkosten für Wartung und Instandhaltung notwendig. Vereinfacht wird hier die Annahme getroffen, dass hierfür jährlich 3 % der CAPEX anfallen.

3.4 Wirkungsgrad der Elektrolyse

Die hier dargestellten Wirkungsgrade beziehen sich auf das Gesamtsystem und nicht nur die Wirkungsgrade des Elektrolysestacks. Beim Stack handelt es sich um das Kernstück des Elektrolyseurs, welcher aus in Reihe geschalteten Elektrolysezellen besteht. Nebenaggregate der Elektrolyse wie Kompression, Kühlung, Aufreinigung und Steuerung der Anlage wurden bei den Annahmen zum Wirkungsgrad mitberücksichtigt. Diese Komponenten erhöhen den Gesamtenergieverbrauch der Anlagen und führen dazu, dass der Gesamtwirkungsgrad der Anlage unterhalb des reinen Stackwirkungsgrades des Elektrolyseurs liegt. Der Gesamtwirkungsgrad ist jedoch für die Kostenbetrachtung maßgeblich.

Dynamischer Betrieb

Die Elektrolyseure werden je nach Annahmefall bei Netzbezug oder als Inselösung betrieben. In beiden Fällen wird angenommen, dass die Elektrolyseure eine schwankende erneuerbare Stromproduktion nutzen. Dadurch werden die Elektrolyseure sowohl unter Teillast als auch kurzfristig bei Überlast betrieben. Der Betriebspunkt liegt in diesen Fällen jeweils nicht im Bereich der Nennlast, auf die die Anlage ausgelegt wurde. Eine geringe Unterschreitung der Nennlast kann zu einer Erhöhung des Wirkungsgrades führen. Da aber auch Überlasten, größere Unterschreitungen der Nennlast sowie häufige Lastwechsel beim Abfahren des erneuerbaren Profils eintreten, gehen wir davon aus, dass der Gesamtwirkungsgrad im dynamischen Betrieb etwas geringer als der Nennwirkungsgrad ist.

Wirkungsgradegradation

Die hier dargestellten Wirkungsgrade stellen die mittleren Werte über die gesamte Lebensdauer der Anlagen dar. Nach Literaturangaben tritt über die Betriebsdauer der Elektrolyseure eine Degradation der Wirkungsgrade bei den einzelnen Elektrolyseurtechnologien in nicht unerheblicher Größenordnung auf. Degradation bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Effizienz des Elektrolyseurs über die Zeit nachlässt. Literaturwerte lassen darauf schließen, dass der Wirkungsgrad über eine angesetzte Lebensdauer von 10 bis 15 Jahren zwischen 5 und 10 Prozentpunkten unterhalb des Startwertes liegt.

3.5 Lebensdauer und notwendiger Stack Wechsel

Die Lebensdauer der Elektrolysesysteme wird auf 25 Jahre angenommen bzw. rund 120.000 Betriebsstunden. Je nach Betrieb des Elektrolyseurs kann die tatsächliche Lebensdauer sich jedoch deutlich verkürzen. Für die Stacks als kritisches Bauteil mit geringerer Lebensdauer wird eine Erneuerung nach rund der Hälfte der Lebensdauer der Gesamtanlage angenommen.

3.6 Kapitalverzinsung

Innerhalb der Analyse wurden die Kapitalkosten je nach Produktionsstandort im In- und Ausland unterschieden. Für die Kapitalkosten wird generell von risikoaversen Investoren ausgegangen, die die potenziell geringere Investitionssicherheit in Schwellen- und Entwicklungsländern gegenüber Deutschland entsprechend in ihre Renditeerwartungen einpreisen. Aus diesem Grund werden die Kapitalkosten für die MENA-Region höher angesetzt als für die inländische Produktion. Die gewählten Werte orientieren sich an für die jeweilige Region üblichen Renditesätzen für Energieprojekte³. Da es sich bei PtX-Technologien um eine sehr junge und entsprechend mit Erfolgsrisiken behaftete Technologie handelt, könnten in der Praxis durchaus höhere Kapitalverzinsungen auftreten. Die gewählten Werte sind daher als verhalten optimistisch einzuschätzen.

In der Analyse wurden keine staatlichen Instrumente berücksichtigt, die die Kapitalkosten für die Investoren eventuell positiv beeinflussen könnten. Generell besteht eine Reihe von möglichen staatlichen Einflussmöglichkeiten auf die Kapitalkosten, die bei einer konkreten Instrumentenausgestaltung zu berücksichtigen sind.

3.7 Transport und Speicherung

Der Transport in Fernleitungspipelines und auch der jährliche und unterjährige saisonale Ausgleich zwischen Wasserstoffverbrauch, inländischer Erzeugung und Importströmen, der durch unterirdische Kavernenspeicher realisiert werden muss, verursacht Infrastrukturkosten, die auf die Energiemenge ähnlich wie im heutigen Erdgasverbrauch umgelegt werden muss. Die dadurch entstehenden Kosten werden in Höhe von rund 35 €/MWh (Hi) abgeschätzt und entfallen auf das Fernleitungsnetz und die zeitliche Strukturierung des Wasserstoffbezugs über Speicher.

³ vgl. <http://www.waccexpert.com/> , demnach liegen die WACC für Marokko oder Saudi-Arabien für Öl und Gasprojekte zwischen 9 und 13%

3.8 Zusammenfassung der Annahmen

Folgende Annahmen liegen der Berechnung zu Grunde:

Tabelle 2: Weitere Annahmen zur Kostenberechnung von Wasserstoff

Annahmen	Einheit	2030	2040	2050
CAPEX Elektrolyse	EUR ₂₀₂₃ /kW el	596	390	200
Sonstige OPEX Elektrolyse	%	3%	3%	3%
Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC)	%	6% Deutschland 9% MENA	6% Deutschland 9% MENA	6% Deutschland 9% MENA
Lebensdauer Gesamtelektrolyse	Jahre	25	25	25
Stacklebensdauer	Jahre	10	12,5	12,5
Gesamtwirkungsgrad	kWh H2 Hi/ kWh el	69%	72%	74%

Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2025

4 Ergebnisse

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse der Berechnung dar. Dabei wurde eine einheitliche Mischung von Wasserstoff im deutschen Fernleitungsnetz im Verhältnis 30 Prozent inländisch und 70 Prozent Importwasserstoff unterstellt.

Um gleichmäßige Abstände zwischen den Jahresscheiben zu haben, wurden hier Werte für 2030 dargestellt. Der Aufbau eines Fernleitungsnetzes in Deutschland ist nach aktuellen Planungen erst ab 2032 zu erwarten. Um Werte für 2032 zu erhalten, lassen sich die Werte zwischen 2030 und 2040 entsprechend interpolieren.

Tabelle 3: Ergebnisse der Kostenberechnung von Wasserstoff

		2030	2040	2050
Herstellungskosten Deutschland	€ ₂₀₂₃ /MWh Hi	122	98	83
Herstellungskosten MENA	€ ₂₀₂₃ /MWh Hi	109	87	72
Transport und Speiche- rung	€ ₂₀₂₃ /MWh Hi	35	35	35
Wasserstoff im deut- schen Fernleitungsnetz	€₂₀₂₃/MWh Hi	149	126	111

Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2025

Die dargestellten Kosten entsprechen Vollkosten bei Netzabnahme im Fernleitungsnetz. Bis zum Endkundenpreis können weitere Kostenkomponenten hinzukommen, wie z.B. Steuern, Vertrieb und Margen.

Impressum

Zukünftige Wasserstoffpreise

Herausgeber

Prognos AG
St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel
Telefon: +41 61 3273-310
Fax: +41 61 3273-300
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com
twitter.com/prognos_aG

Autoren

Sven Kreidelmeyer
Hans Dambeck
Dr. Andreas Kemmler

Kontakt

Sven.Kreidelmeyer (Projektleitung)
E-Mail: svnen.kreidelmeyer@prognos.com

Satz und Layout: Prognos AG
Bildnachweis(e): © iStock.com – Petmal

Stand: März 2025
Copyright: 2025, Prognos AG

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung der Prognos AG.