

Anwendungsspezifische Wasserstoffbezugskosten in Deutschland 2035

Whitepaper – Juli 2026



Anwendungsspezifische Wasserstoffbezugskosten in Deutschland 2035

Whitepaper – Juli 2026

Prof. Dr. Martin Wietschel, Fraunhofer ISI
Lukas Jansen, Fraunhofer IEE
Dr. Benjamin Pfluger, Fraunhofer IEG
Felix Frischmuth, Fraunhofer IEE
Bastian Weissenburger, Fraunhofer ISI

Impressum

Herausgeber

Fraunhofer-Exzellenzcluster Integrierte Energiesysteme (CINES)
EUREF Campus 23 – 24, 10829 Berlin

Projektkoordination

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Prof. Dr. Martin Wietschel, martin.wietschel@isi.fraunhofer.de

Verantwortlich für den Inhalt des Textes

Prof. Dr. Martin Wietschel, Fraunhofer ISI

Lukas Jansen, Fraunhofer IEE

Dr. Benjamin Pfluger, Fraunhofer IEG

Felix Frischmuth, Fraunhofer IEE

Bastian Weissenburger, Fraunhofer ISI

Beteiligte Institute

Fraunhofer ISI

Fraunhofer IEE

Fraunhofer IEG

Bildnachweis

Titelseite: Fraunhofer iStock © su tim; Grafiken im Inhalt:

Fraunhofer CINES nach jeweils angegebener Quelle.

Zitierempfehlung

Wietschel, Martin; Jansen, Lukas; Pfluger, Benjamin; Frischmuth, Felix; Weissenburger, Bastian (2026): Anwendungsspezifische Wasserstoffbezugskosten in Deutschland 2035. Karlsruhe, Kassel, Cottbus, Berlin: Fraunhofer CINES

Veröffentlicht

Juli 2026

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr.

Der **Fraunhofer-Exzellenzcluster »Integrierte Energiesysteme« CINES** erarbeitet institutsübergreifend Lösungen für die Energiesystemtransformation - umfassende, sektorenübergreifende Energiesystemanalysen, digitale Lösungsmodelle für die Energiewende, sowie entscheidende Fortschritte in den Bereichen Leistungselektronik und Wärmeversorgung. Die dauerhafte und intensive Zusammenarbeit ermöglicht die langfristige und institutionalisierte Erarbeitung von systemischen und technologischen Lösungen für das Energiesystem. Zum Cluster gehören aktuell folgende Fraunhofer-Institute: Fraunhofer ISE, IEE, ISI, IEG und IWES sowie die Partnerinstitute IOSB-AST, IBP, SCAI, FIT, IFAM, UMSICHT und IISB.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	5
1. Einleitung	6
2. Relevante Anwendungsfälle nach Nachfrageprofilen	7
2.1. Industrielle Bandlast	7
2.2. Flexible Industrieprozesse	9
2.3. Kraft-Wärme-Kopplungs- Anlagen	9
2.4. Wasserstoffkraftwerke (Turbinen, Motoren)	10
2.5. Zusammenfassung	10
3. Datengrundlage und Bandbreiten für Wasserstofferzeugungs-, Transport- und Speicherkosten	11
3.1. Aktuelle Marktpreise für Wasserstoff	11
3.2. Erzeugungskosten	11
3.2.1. Kostentreiber und technoökonomische Annahmen	11
3.2.2. Modellgestützte Erzeugungskosten in Deutschland	15
3.2.3. Außereuropäische Importkosten 2035	18
3.3. Transportkosten	20
3.4. Speicherkosten	22
3.5. Kapitalkosten und Risikoaufschläge	23
3.6. Von Kosten zu Preisen	24
4. Anwendungsspezifische Bezugskosten	26
5. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	29
Literatur	31

Executive Summary

Der Markthochlauf für Wasserstoff kommt derzeit nur langsam in Schwung. Ein wesentlicher Grund sind Unsicherheiten der Investoren hinsichtlich der zu erwartenden Bezugskosten. Zwar existieren zahlreiche Analysen zu möglichen Gestehungskosten von grünem Wasserstoff, jedoch fehlt bisher die Berücksichtigung von Transport- und Speicherkosten. Diese Lücke schließt die vorliegende Studie. Transport- und Speicherkosten werden maßgeblich durch die Nachfrageprofile der einzelnen Einsatzbereiche bestimmt, die sich stark unterscheiden. Daher analysiert die Studie die Bezugskosten für Wasserstoff in Deutschland im Jahr 2035 für verschiedene Anwendungsfälle.

Die Berechnungen zeigen bereits bei den Gestehungskosten von grünem Wasserstoff in Deutschland eine große Spannweite (im Jahr 2035 zwischen 3,8 und 7,3 €/kg ohne Steuern und Abgaben). Dies liegt insbesondere an unterschiedlichen Annahmen zu den Investitionen in Elektrolyseure, deren Auslastung sowie den zugrunde gelegten Strombezugskosten. Die durchgeführten Analysen zu Strombezugskosten zeigen, dass sie durch Optimierungsstrategien wie flexible Zukaufmöglichkeiten auf dem Spotmarkt oder Portfolio-Effekte (Bündelung von Wind- und PV-Standorten) deutlich gesenkt werden können (im Best-Case um 36 Prozent). Die Importkosten von Wasserstoff über Schiffstransport und Derivate aus außereuropäischen Regionen werden die Kosten im Jahr 2035 voraussichtlich nicht senken.

Weiterhin haben die Analysen ergeben, dass die Infrastrukturkosten für Transport und Speicherung, abhängig vom Nachfrageprofil, einen erheblichen Teil der Bezugskosten ausmachen können. Im Extremfall verdoppeln sie die Erzeugungskosten (auf rund 15 €/kg). Besonders betroffen sind Anwendungen mit geringer Auslastung wie Kraftwerke, die höhere Netzentgelte und Speicherkosten tragen müssen. Obwohl gesicherte Kraftwerksleistung auch künftig systemrelevant bleibt, werfen die

hohen Wasserstoffbezugskosten für Kraftwerke Fragen zur Wirtschaftlichkeit auf. Gegenüber heutigen Stromgestehungskosten zur Spitzenlastabdeckung steigen die Kosten deutlich. Dies macht Alternativen wie andere Brennstoffe (z. B. Methanol) oder die Erhöhung von Flexibilitäten attraktiver. Ein rein marktbasierter Betrieb von Wasserstoffkraftwerken erscheint deshalb derzeit unrealistisch. Sinnvoller wäre eine Rolle im künftigen Kapazitätsmarkt. Hier ist die Politik gefordert, die entsprechenden Rahmenbedingungen zu schaffen.

Industrielle Nutzer mit kontinuierlicher Nachfrage sind vergleichsweise gering durch spezifische Transport- und Speicherkosten belastet, sofern das Wasserstoffkernnetz wie geplant realisiert wird. Werden Wasserstoffkraftwerke künftig keine relevanten Abnehmer aus dem Kernnetz, erschwert dies dessen Refinanzierung erheblich. Es ist fraglich, ob das Netz dann im geplanten Umfang realisiert werden kann. Onsite-Lösungen können Infrastrukturkosten reduzieren, sind jedoch standortabhängig und erfordern eine flexible Anlagenutzung, die nicht überall gegeben ist, oder die Verwendung verschiedener Energieträger, beispielsweise eine Kombination aus Erdgas- und Wasserstoffeinsatz.

1. Einleitung

Nachdem vor einiger Zeit noch große Zuversicht beim Thema Wasserstoff geherrscht hat, befindet sich der Markt aktuell in einer Phase der Ernüchterung (EWI & BET 2025, IEA 2025, Nationaler Wasserstoffrat 2024). Der Marktaufbau schreitet deutlich langsamer voran, als von vielen Stakeholdern erwartet oder erhofft wurde. Das Ausbauziel von 10 GW Elektrolyseleistung in Deutschland aus der Nationalen Wasserstoffstrategie (Bundesregierung 2023) wurde aktuell von der neuen Wirtschaftsministerin (BMWE 2025a) auf der Basis des Monitoringberichts zur Energiewende (EWI & BET 2025) aufgegeben. Ein wesentlicher Grund dafür, in den Augen vieler Stakeholder sogar der wichtigste, sind hohe aktuelle Wasserstoffpreise und die Unsicherheiten über deren Entwicklung in den nächsten Jahren: Diese halten viele Investoren von einem Markteintritt ab, wodurch die Erreichung der ambitionierten deutschen Ziele für den Wasserstoffhochlauf deutlich gefährdet ist.

Das Ziel des vorliegenden Papiers ist es, die bestehenden Unsicherheiten bei der Entwicklung der Wasserstoffkosten für Deutschland bis zum Jahr 2035 aufzuzeigen und die Bandbreite möglicher Kostenentwicklungen darzulegen. Diese Quantifizierung erfolgt für unterschiedliche Anwendungsfälle eines potenziellen Wasserstoffeinsatzes, da davon ausgegangen wird, dass sich die Kosten für verschiedene Anwendungsfälle deutlich unterscheiden werden. Es werden somit Kostenszenarien entlang der Wertschöpfungskette Erzeugung, Transport, Verteilung und Speicherung betrachtet. Diese ganzheitliche Betrachtung wird in vielen Veröffentlichungen zum Thema nicht beleuchtet, es erfolgt lediglich eine Konzentration auf die Erzeugungskosten. Weiterhin wird aufgezeigt, dass Erzeugungskosten noch keine Marktpreise darstellen.

Die Struktur des Papiers ist folgende: Zuerst werden in Kapitel 2 verschiedene relevante Anwendungsfälle für Wasserstoff mit ihren jeweiligen Spezifika

herausgearbeitet. Anschließend werden in Kapitel 3 die Daten und Bandbreiten für die Berechnung der Wasserstoffkosten in der Erzeugung, dem Transport und der Speicherung herausgearbeitet. Auf dieser Datenbasis wird dann in Kapitel 4 für jeden der Anwendungsfälle aus Kapitel 2 die mögliche Bandbreite der Wasserstoffkosten erhoben und dabei die bestehenden Unsicherheiten herausgearbeitet. Im letzten Kapitel erfolgt eine Zusammenfassung und Empfehlungen für die Politik werden gegeben, um vor dem Hintergrund der Unsicherheiten einen erfolgreichen Markthochlauf von Wasserstoff zu unterstützen.

2. Relevante Anwendungsfälle nach Nachfrageprofilen

In der Debatte um Wasserstoffkosten werden häufig Kosten in Euro pro Kilogramm diskutiert, wobei meist die Gestehungskosten dabei adressiert werden. Diese sind in der Tat ein wichtiger Kostenbestandteil, aber die vollen Wasserstoffbereitstellungskosten hängen vom jeweiligen Einsatzgebiet ab. Insbesondere unterscheiden sich die Anforderungen an Transportinfrastruktur, Speicherungsbedarf und Versorgungssicherheit zwischen einzelnen Anwendungen. Die folgende Analyse konzentriert sich auf Anwendungsfälle, die in der aktuellen wissenschaftlichen und politischen Diskussion als Hauptelemente der Wasserstoffnachfrage gelten. Dazu zählen insbesondere die Stahl- und Chemieindustrie, Raffinerien, ausgewählte Hochtemperaturprozesse sowie die Rückverstromung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Kraftwerken. Ein Wasserstoffeinsatz in anderen Anwendungen, etwa in Heizungen oder im straßengebundenen Personenverkehr, wird in manchen Studien zwar mitbetrachtet, ist nach heutigem Stand der Forschung jedoch unwahrscheinlich und auch zukünftig von der Größenordnung einer potenziellen Nachfrage wenig relevant. Gründe hierfür sind die im Vergleich zur direkten Elektrifizierung geringere Energieeffizienz und die fehlende Wirtschaftlichkeit für großskalige Wasserstoffnutzung (vgl. Wietschel et al. 2024, Ariadne 2021 sowie speziell zum Thema Wasserstoff für die Gebäudewärme Pfluger et al. 2025).

Wie im Folgenden dargelegt wird, hängen die Kosten für die Versorgung mit Wasserstoff stark vom Nachfrageprofil ab, sowie von der möglichen Flexibilität oder Inflexibilität der Anwendung. Es macht einen Unterschied, ob Wasserstoff flexibel genutzt werden kann, wenn er günstig verfügbar ist oder eine kontinuierliche Nachfrage bedient werden muss oder die Nachfrage in Kraftwerken eben genau dann anfällt, wenn Strom knapp und teuer ist, und damit genau in Zeiten, in denen Elektrolyseure nicht laufen werden und hierfür Wasserstoffspeicher benötigt werden. Die Kosten für Transport und

Speicherung hängen von den Einsatzprofilen ab. Zwei wesentliche Parameter für unterschiedliche Transportkosten sind die Bezugsmengen (Fixkostendegression) und die Auslastung je Anlagenstandort (Shafiee et al. 2024).

Die Abbildung 1 gibt einen Überblick über typische Jahresvollbenutzungsstunden verschiedener heutiger Industrieprozesse und zukünftiger KWK- und Wasserstoffkraftwerke.

2.1. Industrielle Bandlast

Bandlastanwendungen benötigen nahezu unterbrechungsfreie Versorgung mit geringer Toleranz für Engpässe, da die Prozesse aus technischen und/oder wirtschaftlichen Gründen nicht gut angehalten und wieder angefahren werden können. Hohe Anlageinvestitionen verlangen möglichst hohe Auslastung, um wettbewerbsfähig produzieren zu können. Entsprechend ist davon auszugehen, dass Großanlagen z.B. aus der Grundstoffindustrie auch in Zukunft eher inflexibel betrieben werden. Ein Pipelineanschluss und verlässlicher Speicherezugang sind daher zentrale Bestandteile dieser Anwendungen, da sie dem schwankenden Grünwasserstoffdargebot - Elektrolyseure laufen überwiegend in Zeiten niedriger Strompreise - kaum sinnvoll folgen können. Traditionelle Beispiele hierfür sind die Stahlindustrie, Teile der Chemieindustrie sowie Prozesse in Raffinerien.

Die wasserstoffbasierte Direktreduktion (DRI/HBI) der Stahlherstellung wird als zukünftiges Verfahren zur Erreichung einer Minderung der Treibhausgase (THG) gesehen und ersetzt dabei das heute in Deutschland vorherrschende Hochofen-Konverter-Verfahren in koks-basierten Aggregaten. Das Nachfrageprofil ist in der Regel bandlastdominiert (sehr gleichmäßig und kontinuierlich). Allerdings können gerade DRI-Anlagen flexibel

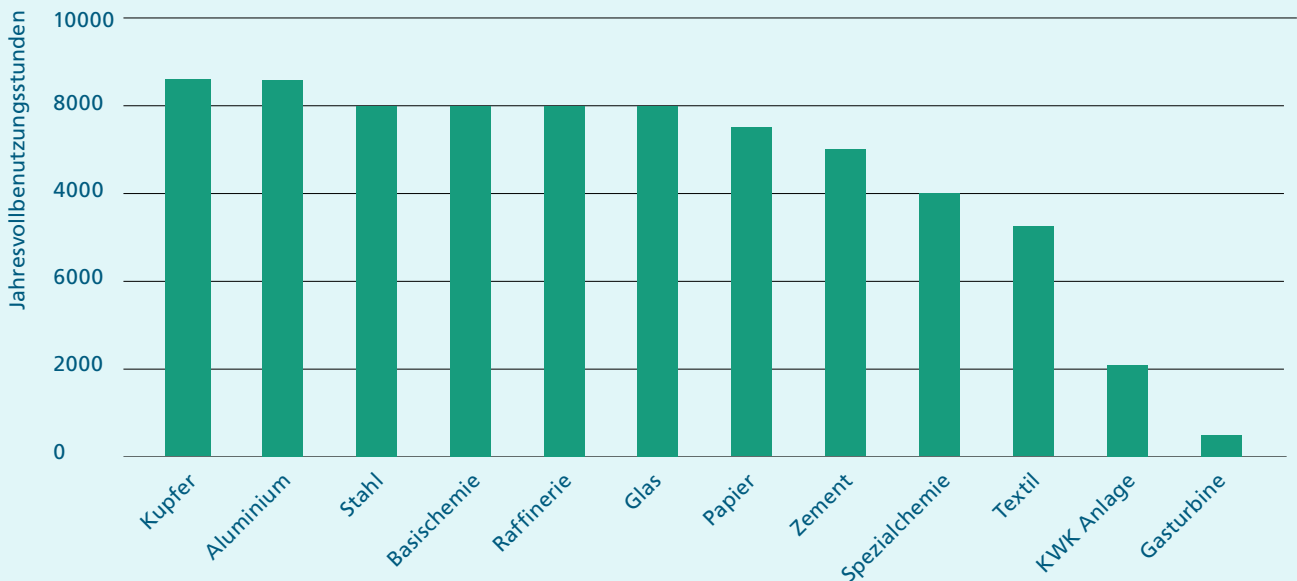


Abbildung 1: Typische Jahresvollbenutzungsstunden für verschiedene Prozesse (eigene Darstellung mit Daten aus Fraunhofer ISI et al. 2015, Lopez et al. 2023, Navigant et al. 2019, Fraunhofer ISE 2024, Pfennig et al. 2025)

Wasserstoff nutzen, wenn die Anlagen hybrid mit Erdgas betrieben werden. Das erscheint kurz- und mittelfristig aus wirtschaftlichen Gründen zielführend zu sein.

Zentrale Anwendungen der Basischemie, wie Ammoniak, Methanol, Raffinerie-Zwischenprodukte und unterschiedlichste Hydrierprozesse, sind in der Regel ebenfalls bandlastdominiert. Dabei ist aber zu erwähnen, dass die Prozesse teilweise technisch flexibel gefahren werden könnten, dies aber aus ökonomischen Gründen nicht vorgenommen wird. Die Preise fossiler Energieträger unterliegen täglich keinen oder unbedeutenden Schwankungen, so dass die Anlagen in Grundlast gefahren werden, um eine hohe Auslastung zu erzielen. Mit den stärker schwankenden Wasserstoffpreisen könnte daher für einige Bandlastprozesse ein dynamischer Betrieb sinnvoll sein.

Für den industriellen Einsatz von Wasserstoff sind bezüglich des Nachfrageprofils zwei extreme Auslegungen möglich. Auf der einen Seite integrierte Wasserstoffprojekte mit nahezu unbegrenzter Flexibilität beim Wasserstoffeinsatz, auf der anderen Seite ein Bandlastprofil, das (nahezu) ganzjährig und gleichmäßig versorgt werden muss. Ein Beispiel für die erste Konfiguration ist das Grünstahlprojekt von Stegra in der Nähe von Boden in Nordschweden. In diesem integrierten Projekt wird Wasserstoff vor Ort aus erneuerbarem Strom erzeugt (SMS Group 2025). Auf Infrastrukturen zum

Wasserstofftransport oder für eine längere Speicherung wird verzichtet. Die Anlage wird »stromgeführt« betrieben, das heißt sie produziert den Wasserstoff und damit reduziertes Eisen dann, wenn EE-Strom vorhanden ist. Das Konzept nutzt die Flexibilität des DRI-Prozesses: In der Reduktion des Eisens könnte die Anlage in Zeiten ohne ausreichenden EE-Strom und somit ohne Wasserstoff auch weiter mit Erdgas betrieben werden, da im Prozess recht nahtlos zwischen Wasserstoff und Erdgas gewechselt werden kann. In diesen Zeiten würde die Anlage zwar keinen grünen Stahl produzieren, aber durch die Graustahlerzeugung würde sich die Auslastung der DRI-Anlage und damit auch die Wirtschaftlichkeit der »grünen Route« verbessern. Bezüglich der Wasserstoffkosten ist das Konzept »Integriert & flexibel« zumindest dann die günstigste Variante, wenn vor Ort günstiger Grünstrom verfügbar ist. Es entstehen nur Kosten für die Wasserstofferzeugung, während Kosten für Transport und Speicherung entfallen.

Die zweite exemplarische Variante »Flexible Industrie mit Netz« ist ähnlich konzipiert, allerdings wird der Wasserstoff an einem anderen Ort erzeugt und zum Einsatzort transportiert. Es erfolgt aber keine Speicherung. Auch in diesem Konzept wird die Flexibilität des Industrieprozesses genutzt. Die Kosten der Wasserstoffversorgung setzen sich daher aus den Kosten für Erzeugung und Transport zusammen. Weiterhin unterscheiden sich diese beiden ersten Konzepte hinsichtlich der

Versorgungssicherheit. Wenn die unterstellte Pipelineversorgung entsprechend resilient ausgelegt ist, ist sie im zweiten Konzept höher.

Die dritte exemplarische Variante des Wasserstoffeinsatzes ist ein industrielles Bandlastprofil, bei dem ein Prozess kontinuierlich mit Wasserstoff versorgt werden muss. Während im ersten Fall die Nachfrage sehr flexibel war, ist sie in diesem Fall unflexibel. Die spezifischen Netzentgeltzahlungen für Elektrolyse ändern sich gegenüber dem zweiten Fall nicht. Auf der Seite der Ausspeisung werden die gleichen Gesamtkosten aber auf mehr Vollbenutzungsstunden umgelegt; die gleiche Anschlussleistung wird höher ausgenutzt, die spezifischen Kosten je Kilogramm Wasserstoff sinken somit zunächst.

2.2. Flexible Industrieprozesse

Der Bandlast gegenüber stehen flexible Industrieprozesse. Diese zeichnen sich durch zeitlich gebündelte und variierende Energienachfragen aus. Typische Beispiele sind kampagnenorientierte Prozesse in der Spezialchemie und intermittierende Hochtemperaturöfen in der Keramik- und Metallindustrie sowie Teilprozesse mit Zwischenproduktuffern in der Chemieindustrie. Allerdings gibt es hier auch weitere Einschränkungen zu beachten. Auch wenn Öfen in Chargen produzieren, sind sie nicht per se flexibel. Kosten für Lager, Temperaturgradienten beim Aufheizen, Kosten für Warmhalten des Ofens, Kosten für Personal, hohe Fixkosten etc. sind potenziell relevant für einen flexiblen Betrieb. Hier gilt, dass hybride Anlagen einen Übergangsweg darstellen (kurzfristig mit Erdgas und langfristig Strom mit Wasserstoff). (Siehe hierzu Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien 2024).

Für diese Prozesse bestehen zwei Möglichkeiten des Wasserstoffbezugs:

- **Mit Netzanschluss** an das derzeit in Vorbereitung befindliche Wasserstoffkernnetz beziehen flexible Industrieanwendungen Wasserstoff über Ausspeisepunkte des Wasserstoffnetzes und glätten Abrufe vertraglich und operativ (Kampagnenplanung, Zwischenproduktlager). Speicher dienen dann überwiegend der kurzfristigen Glättung statt der saisonalen Verschiebung. Neben Erzeugungskosten fallen kapazitätsbezogene Netzentgelte an. Deren spezifische Kosten sinken mit höheren Jahresvollbenutzungsstunden und geeigneter Buchungslogik (Jahres- vs. unterjährig Produkte). Der Pfad lohnt sich, wenn externe Erzeugungsvorteile wie Power Purchase

Agreements (langfristige erneuerbare Strombezugsverträge), Import, bessere Erneuerbare Erzeugung (EE-Standorte) die zusätzlichen Netzkosten übersteigen und wenn eine vertraglich abgesicherte Versorgung wichtiger ist als maximale lokale Autarkie.

- **Ohne Netzanschluss** (integriert & flexibel) werden Elektrolyse und Verbrauch am Standort gekoppelt und stromgeführt betrieben. Es werden keine Wasserstoffleitungsanschlüsse und Speicherkavernen benötigt. Kurzzeitige Puffer (Druck-/Kryotanks) reichen in der Regel aus. Die Wasserstoffkosten werden dann von der Erzeugung dominiert, da Transport entfällt und nur geringe Speicherkapazitäten benötigt werden. Der Ansatz eignet sich dort, wo günstiger erneuerbarer Strom verfügbar ist, die Regulierung verlässlich ist und die Prozesse eine hohe operative Flexibilität zulassen.

Ohne Netzanschluss werden Systemkomplexität und Kosten minimiert, wenn Standortstrom günstig ist und Prozesse anpassbar sind. Bei flexibler Industrie mit Netzanschluss wird die Versorgungssicherheit erhöht, aber die Standortwahl durch die erforderliche Nähe zum Wasserstoffleitungsnetz eingeschränkt.

2.3. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen

Wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK)-Anlagen weisen saisonale Lastgänge mit deutlich höheren Einsatzstunden im Winter auf und mit typischen Jahresvollbenutzungsstunden von etwa 2.000–3.000 h/a (Frischmuth et al. 2024, Pfennig et al. 2025). Der Gesamtwasserstoffbedarf ist damit recht gut planbar, fällt aber nicht kontinuierlich an. Der Speicherbedarf resultiert vor allem aus der zeitlichen Entkopplung zwischen Wasserstoffherzeugung und wärmegeführtem Einsatz. Sind die Anlagen stromgeführt, muss der gesamte Wasserstoff vorher gespeichert werden. Wie bei den flexiblen Industrieprozessen bestehen ebenfalls zwei grundlegende Möglichkeiten der Wasserstoffversorgung:

- **Mit Netzanschluss** sichern KWK ihre Wasserstoffleistung über das Kernnetz ab und sichern sich über dieses den Speicherzugang zur saisonalen Überbrückung. Der Vorteil liegt in höherer Versorgungssicherheit.
- **Ohne Netzanschluss** werden KWK-Anlagen als Speicherkraftwerks-Cluster ausgelegt. Elektrolyse

und Kaverne werden direkt am Standort oder in der Umgebung betrieben. Es werden daher keine Fernleitungen benötigt. Da die Transportkosten entfallen, werden die Systemkosten durch Erzeugung und Speicherung geprägt. Die saisonalen Profile lassen im Regelfall nur einen Speicherzyklus pro Jahr zu. Diese Konfiguration ist besonders dort vorteilhaft, wo Kavernen(-potenzial) und günstiger EE-Strom räumlich zusammenfallen.

2.4. Wasserstoffkraftwerke (Turbinen, Motoren)

Stromgeführte Wasserstoff-Kraftwerke decken kurzfristige Spitzen mit sehr geringen Jahresvollbenutzungstunden (oft deutlich unter 500 h/a (Pfennig et al. 2025)). Der Wasserstoffbedarf fällt nicht mit der Elektrolyseproduktion zusammen, weshalb eine vollständige vorgelagerte Speicherung nötig ist. Die Systemkosten werden von der Erzeugung und vor allem vom Speicher geprägt, zumal wenige Zyklen einer Ein- und Ausspeicherung pro Jahr die spezifischen Speicherkosten stark erhöhen. Wie später noch diskutiert wird, führt die geringe Auslastung aber auch zu substantiellen Netzkosten. Analog zu den KWK-Anlagen gibt es zwei grundlegende Möglichkeiten der Wasserstoffversorgung:

- **Mit Netzanschluss** kommt zur vollständigen Speicherabhängigkeit ein kapazitätsbezogener Netzzugang hinzu. Wegen der sehr wenigen Einsatzstunden führen Netzentgelte zu hohen spezifischen Wasserstofftransportkosten. Bei Speicherung entstehen zusätzlich Kosten durch Ein-/Ausspeisungen entlang der Kette. Ökonomisch ist dies vermutlich der kostenintensivste Rückverstromungspfad. Er bietet jedoch überregionale Beschaffungsoptionen und vertraglich abgesicherte Verfügbarkeit.
- **Ohne Netzanschluss** werden Wasserstoffkraftwerke als »Speicherkraftwerke« ausgelegt: Elektrolyse und Kaverne werden am Standort errichtet. Diese Variante passt zu Standorten mit verfügbarer Kaverne oder dem entsprechenden geologischen Potenzial und günstigem erneuerbarem Strom. Sie bietet hohe Autarkie und kurze Lieferketten, bleibt aber speichergetrieben und damit sensitiv gegenüber der erzielbaren Zyklenzahl und Kapitalkosten.

2.5. Zusammenfassung

Die Kosten der Wasserstoffversorgung werden durch Nachfrageprofile und Versorgungspfade geprägt. Dabei spielen die Jahresvollbenutzungstunden, der Speicheranteil und die Zyklenzahl, sowie die Netzentgeltssystematik eine entscheidende Rolle. Ein Netzanschluss erhöht die Versorgungssicherheit, schränkt allerdings die Standortwahl auf die Nähe zum Kernnetz ein. Im Folgenden werden die zentralen Kostenbausteine und deren Bandbreiten systematisch beziffert und daraus konsistente Kostenspannen je Anwendungsfall abgeleitet.

3. Datengrundlage und Bandbreiten für Wasserstofferzeugungs-, Transport- und Speicherkosten

Zuerst wird kurz diskutiert, warum es aktuell kaum belastbare Daten zu Marktpreisen für Wasserstoff in Deutschland und der EU gibt. Dann wird auf die relevanten Kostenblöcke und deren Unsicherheitsbandbreiten für Wasserstoffpreise basierend auf Erkenntnissen aus der Literatur und aus eigener Modellierung eingegangen. Im Ergebnis werden in diesem Kapitel die Werte herausgearbeitet, die für die dann folgende Berechnung der Bereitstellungskosten je Anwendungsfall verwendet werden.

3.1. Aktuelle Marktpreise für Wasserstoff

Es gibt derzeit noch keinen echten Wasserstoffmarkt. Die meisten Wasserstoffprojekte sind integriert geplant, d. h. Erzeugung, Einsatz und Infrastrukturen sind gemeinsam geplant. Des Weiteren erfahren die Projekte umfangreiche Förderungen, welche mögliche Preisinformation stark verzerren. Als einfaches Beispiel: Wird Wasserstoffherstellern eine Förderung gezahlt, können sie Wasserstoff günstiger anbieten, die Preise erscheinen daher niedriger, als dies ohne Förderung der Fall wäre. Wird die Förderung hingegen der Nachfrageseite gewährt, hat diese eine höhere Zahlungsbereitschaft und könnte – bei entsprechender Höhe der Förderung – auch subventionierten Wasserstoff beziehen. Unterschiedliche Förderungen haben daher unterschiedliche Auswirkungen auf die Preise, die Nachfrager Anbietern zahlen.

Derzeit existieren keine Marktpreise, zumindest nicht in dem Sinne, dass Angebot und Nachfrage in Reflexion ihrer vollen Kosten oder Zahlungsbereitschaft Preise aushandeln. Allerdings gibt es Marktanbieter, die regelmäßig Kostenbewertungen vornehmen. Nach einer Auswertung in Matthes et al. 2025 zeigen die kostenorientierten Indikatoren für nordwesteuropäische Länder derzeit

eine Bandbreite von 7,50 bis 8,50 €/kg Wasserstoff. Diese Bandbreite wird durch die aktuellen Ergebnisse der Ausschreibung der EU Hydrogen Bank bestätigt, die für Deutschland eine Bandbreite von 6,5 bis 9,2 €/kg Wasserstoff bei den Auktionspreisen für grünen Wasserstoff bei einer durchschnittlichen Inbetriebnahmezeit von 3,7 Jahren ergeben hat (siehe EU 2025).

3.2. Erzeugungskosten

Die Produktionskosten (ab Werk) von elektrolytischem Wasserstoff werden von einer Vielzahl techno-ökonomischer Faktoren beeinflusst. Signifikante Hebel stellen die Strombezugskosten dar, deren Höhe vom Strompreis, dem Marktwert der Erneuerbaren (EE), der Vertragsgestaltungen und der Regulatorik für den EE-Strombezug abhängt. Als zweiter wesentlicher Faktor folgen die kapitalgebundenen Kosten (CAPEX), welche durch die Investitionssumme und die Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital (WACC)) bestimmt werden. Sonstige Betriebskosten sowie die Lebensdauer des Elektrolyse-Stacks sind nachgelagerte Einflussgrößen, während die Kosten für die Wasserbereitstellung in der Gesamtkalkulation üblicherweise kaum ins Gewicht fallen.

3.2.1. Kostentreiber und technoökonomische Annahmen

Strombezugskosten und Regulatorische Rahmenbedingungen

Wie auch in FfE 2025 und Matthes et al. 2025 beschrieben, ist die Wasserstofferzeugung technisch sowohl mit direktem als auch mit netzbezogenem Strom möglich.

Um jedoch gemäß den geltenden EU-Richtlinien (Delegated Acts) als nachhaltig eingestuft zu werden und die Voraussetzungen für Förderungen zu erfüllen, müssen spezifische Kriterien eingehalten werden. Für die Klassifizierung als emissionsarmer Wasserstoff (mindestens 70 Prozent Treibhausgasminderung gegenüber grauem Wasserstoff) kann im aktuellen deutschen Strommix kein genereller Netzbezug angesetzt werden. Für die Einstufung als erneuerbarer Wasserstoff (Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO)) gelten derzeit noch strengere Kriterien, insbesondere hinsichtlich der zeitlichen und der geographischen Korrelation sowie der Zusätzlichkeit der EE-Anlagen. Voraussichtlich muss für eine RFNBO-konforme Wasserstoffproduktion in Deutschland im Jahr 2035 bei Netzbezug (PPA) zwingend eine stündliche zeitliche Übereinstimmung zwischen Stromerzeugung und Verbrauch nachgewiesen werden. Weiterhin müssen die Anlagen in der gleichen Gebotszone wie die Elektrolyse stehen und – für alle nicht vor 2028 in Betrieb genommenen Anlagen – das Kriterium der Zusätzlichkeit (Bezug aus neuen, ungeforderten EE-Anlagen) gelten.

Die Bandbreiten und Unsicherheiten bei den künftigen Strombezugskosten sind auf vielfältige Ursachen zurückzuführen.

- **Grünstromanteil:** Unsicherheiten bestehen bezüglich des Anteils an erneuerbarem Strom im Netz, der für die regulatorisch konforme Wasserstoffherzeugung (z. B. Netzbezug nach RFNBO-Kriterien) relevant ist. Hierbei spielt der Zuschnitt der Gebotszonen eine zentrale Rolle. In der aktuellen, einheitlichen deutschen Gebotszone wird der geforderte durchschnittliche Erneuerbare-Energie-Anteil (z. B. >90 Prozent im Bidding Zone Review) voraussichtlich deutlich später – ggf. erst nach 2040 – erreicht als in einer potenziellen norddeutschen Zone mit hohem Windkraftanteil. Die Unterteilung von Deutschland in mehrere Gebotszonen wird teilweise gefordert (siehe z.B. ENTSO-E 2025). Die aktuelle Bundesregierung lehnt dieses ab (siehe BMWF 2025b).
- **PPA-Ausgestaltung:** Bei der Direktleitung oder dem Abschluss von PPAs und Netzbezug hängt die Kostenstruktur maßgeblich von der vertraglichen Ausgestaltung ab. Die Preise orientieren sich entweder an den Stromgestehungskosten (LCOE) der Anlagen oder an den Opportunitätslöhnen (z. B. bei »Pay-as-Produced«-Verträgen). In letzterem Fall bestimmt meistens der Marktwert, den der EE-Strom alternativ

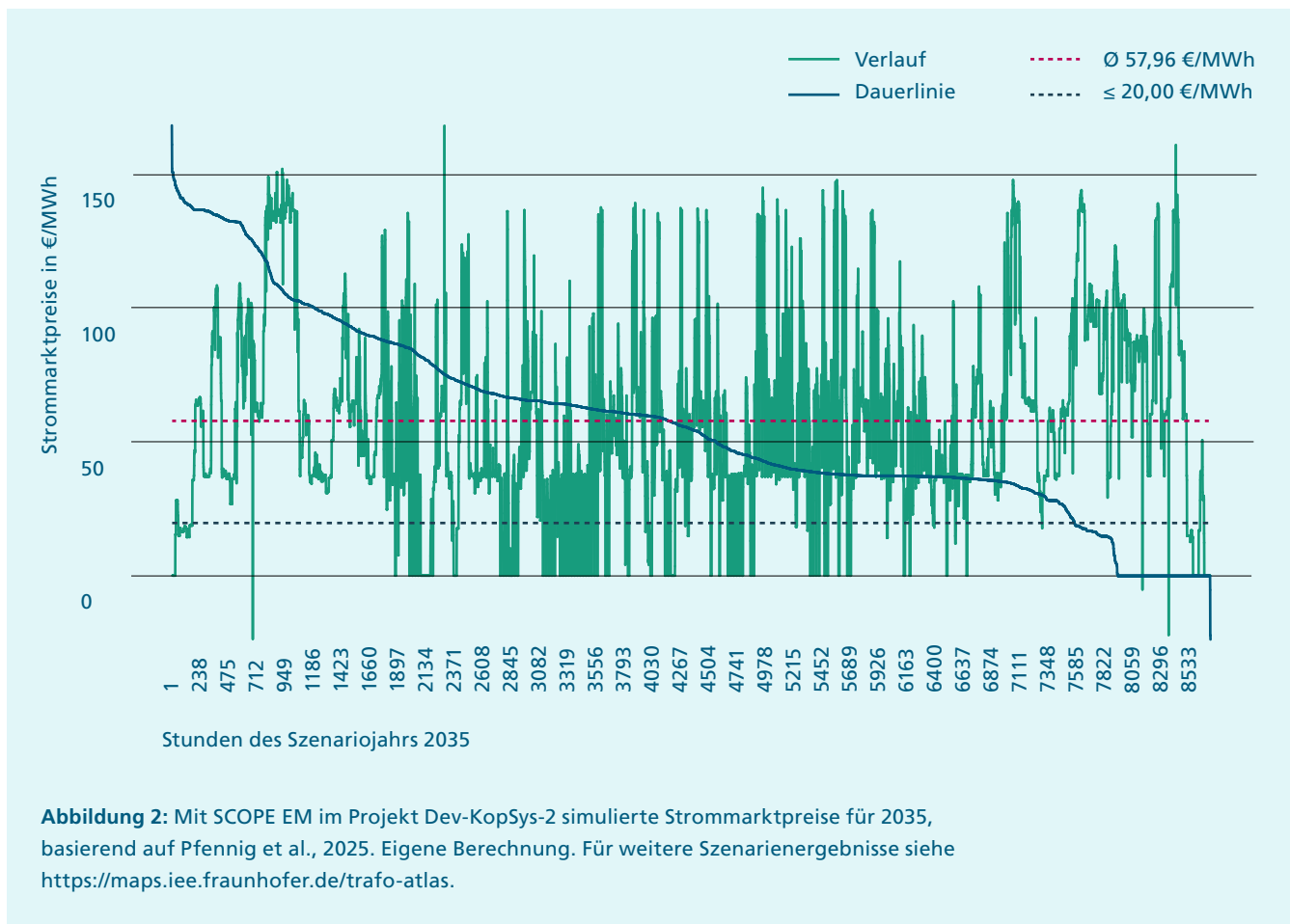
am Strommarkt erzielen würde, die Preisuntergrenze für den Wasserstoffproduzenten. Zusätzlich werden je nach Ausgestaltung Abwicklungs- und Risikokosten, Kosten für Herkunftsnachweise (HKN), sowie Abnahmeverpflichtungen vereinbart.

- **Marktwerte der Erneuerbaren:** Die Preisentwicklung am Spotmarkt und der Marktwert des EE-Stroms hängen von fundamentalen Faktoren wie Brennstoffpreisen, Nachfrage, flexiblen Verbrauchern und Speicherverfügbarkeit und auch vom Marktdesign ab. Regulatorische Instrumente wie »Nutzen statt Abregeln«, marktbasierter Redispatch oder eine mögliche Gebotszonenteilung haben signifikante Auswirkungen sowohl auf die standortspezifischen Marktwerte von EE-Anlagen und damit auf die Beschaffungskosten als auch auf die Wirtschaftlichkeit der GroBelektrolyseure.
- **Regulatorische Anforderungen und Sonderfälle:** Die gesetzlichen Anforderungen unterliegen einem stetigen Wandel, was die Kalkulationsgrundlagen verändert. Nach heutigem Stand (Delegated Acts) wird es etwa eine wichtige Ausnahmeregelung für die zeitliche Korrelation geben: Das Erfordernis der stundenscharfen Lieferung mit EE-Strom gilt als erfüllt, solange der Großhandelspreis bei 20 €/MWh oder weniger liegt oder einen dynamischen Schwellenwert (0,36-faches des ETS-Preises) unterschreitet (Matthes 2025). Änderungen an solchen Schwellenwerten oder Fristen beeinflussen die effektiven Strombezugskosten direkt.

Nach den im Projekt Dev-KopSys-2 berechneten und am NEP2023 Szenario B¹ angelegten Strommarktszenarien (Pfennig et al. 2025) liegen die durchschnittlichen Strompreise in Deutschland bei 76,9 €/MWh im Jahr 2030 und sinken auf 58 €/MWh im Jahr 2035. In Matthes et al. 2025 wird diese Größenordnung bestätigt: Dort wird aufgrund der aktuell geltenden Regularien kurzfristig von höheren Stromeinstandskosten von ca. 80 €/MWh ausgegangen, während mittelfristig eine Bandbreite von 40 bis 60 €/MWh angenommen wird. In Abbildung 2 sind die mit dem Strommarktmodell SCOPE EM² berechneten Strompreise für das Szenariojahr 2035 dargestellt. Der Strompreis liegt in 1149 Stunden des Jahres bei ≤ 20 €/MWh, was dem statischen Schwellwert entspricht und es dem Elektrolyseur erlaubt in diesen Stunden zusätzlich Strom an der Börse zu beschaffen, um grünen Wasserstoff herzustellen.

1 Die EE-Zielwerte des NEP für das Szenario B haben sich in der Version 2025 nicht geändert.

2 <https://www.iee.fraunhofer.de/de/forschungsschwerpunkte/energiwirtschaft-systemanalyse/scope.html>



Investitionen für Elektrolyseure (CAPEX) und Marktentwicklung

Bei den Investitionen für Elektrolyseure zeigt sich eine erhebliche Bandbreite der Angaben, die oft auf unterschiedliche Systemgrenzen zurückzuführen ist. Diskrepanzen zwischen verschiedenen Studien resultieren häufig daraus, dass Kostenblöcke wie Detailplanung, Beschaffung, Installation, Versicherung, Wasser- und Stromanschlusskosten oder Projektmanagement teilweise vernachlässigt und Skaleneffekte in der Vergangenheit überschätzt wurden (vgl. FfE 2025).

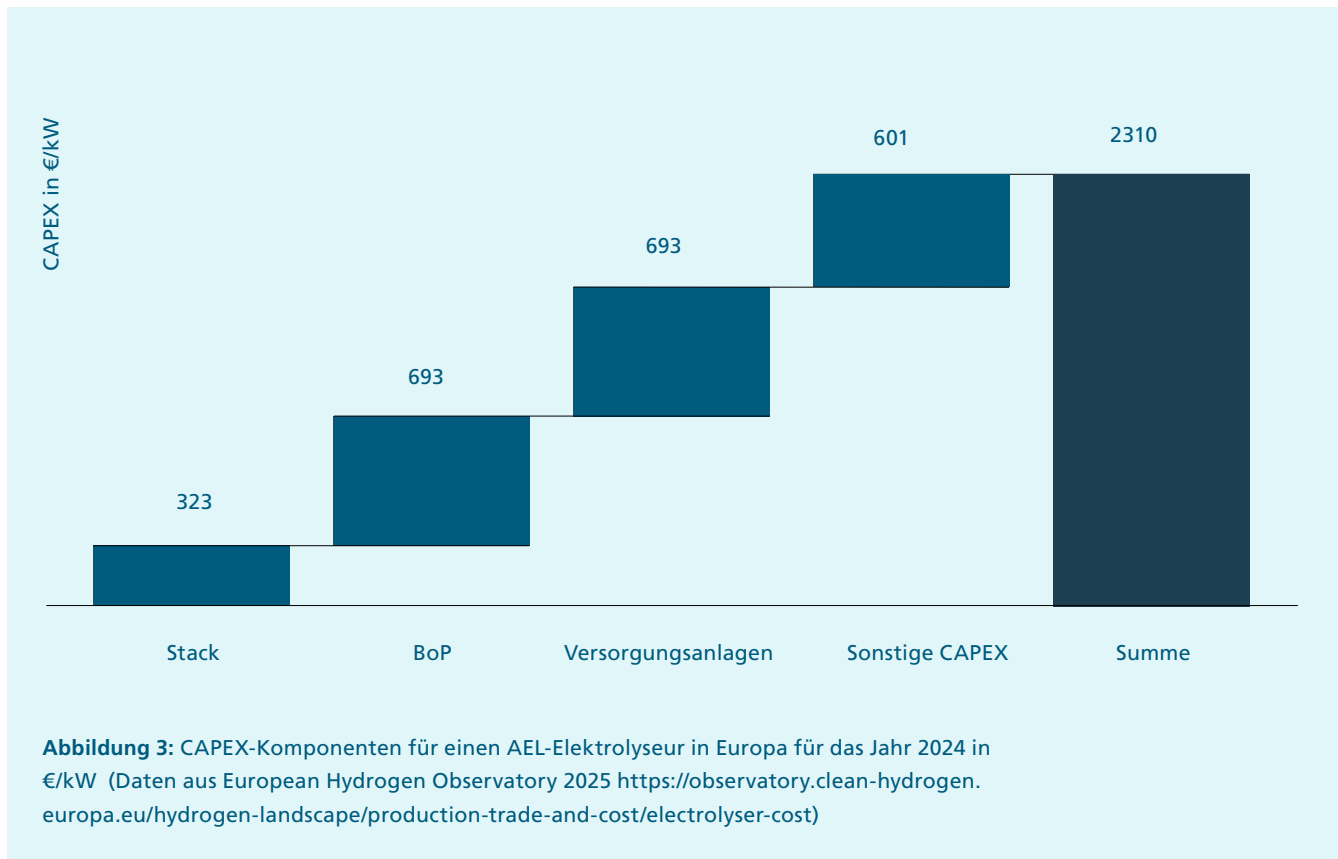
Für eine fundierte Betrachtung lassen sich die Investitionen in vier Hauptkategorien unterteilen.

- **Stack:** Ausrüstung, technische Planung, Beschaffung und Installation der Zelleinheiten.
- **Balance of Plant (BoP):** Kosten für Ausrüstung, technische Planung, die Beschaffung und Installation von Nebenanlagen wie Gleichrichter, Transformatoren, Gas-/Flüssigkeitsabscheider, Wasser-/Laugenversorgung und Gasreinigung.

- **Weitere Versorgungsanlagen:** Ausrüstung, Engineering, Beschaffung und Installation von Hochspannungstransformatoren, Wasseraufbereitung, Kühlung, ggf. Wasserstoffkompression (falls für das System erforderlich), Steuerungssystem und sonstige Dienstleistungen.
- **Sonstige CAPEX:** Grundstücks- und Netznutzungsgebühren, Versicherungen, Genehmigungen, Machbarkeitsstudien, Risikorückstellungen und EPC-Management (Engineering, Procurement, Construction).

In Abbildung 3 sind die Investitionen nach den vier Kategorien aufgezeigt.

Diese aktuellen Daten zeigen, dass der reine Stack nur einen geringeren Teil der Gesamtkosten ausmacht, während BoP und Peripherie dominieren. Analysen des IEA Global Hydrogen Reviews bestätigen, dass die Systempreise in Europa auch heute noch bei über 2.000 €/kW liegen (IEA 2025, aber siehe auch FfE 2025). Zudem hat die Anlagengröße einen relevanten Einfluss auf die spezifischen Kosten (Holst et al. 2023) sowie Lernkurven (Bühler et al. 2024). Es lässt sich festhalten, dass



historische Annahmen zu Kostensenkungspotenzialen der Gesamtinvestition allerdings oft zu optimistisch waren (Vgl. hierzu die prognostizierten Elektrolyseurkosten aus den jährlichen IEA Global Hydrogen Reviews).

Ein signifikanter Unterschied besteht im internationalen Vergleich: Laut IEA 2025 liegen die Investitionen in China derzeit zwischen 500 und 1.100 €/kW, während für außerhalb Chinas hergestellte und aufgestellte Anlagen 1.800 bis 2.300 €/kW aufgerufen werden. Zwar erklären geringere Personal- und Energiekosten einen Teil dieser Differenz, jedoch verteuern Steuern, Transport und Compliance-Anforderungen den Import chinesischer Anlagen nach Europa wieder. Zudem entfallen laut IEA 2025 mehr als die Hälfte der Gesamtinvestitionen auf standortabhängige Faktoren wie die Beschaffung, die Ingenieurleistung beim Projektieren und auf unvorhergesehene Aufwendungen, die nicht importiert werden können (siehe auch Abbildung 3). Nach IEA 2025 stehen den Kostenvorteilen chinesischer Anlagenbauer derzeit außerdem noch Leistungs- und Effizienzprobleme sowie unsichere Instandhaltungsdienstleistungen gegenüber.

Aus Auktionen in China werden teilweise sehr niedrige Kosten für Elektrolyseure berichtet (siehe Hydrogen Insight 2025). Inwieweit neben den oben aufgeführten

Gründen hier strategisches Verhalten zur Gewinnung von Marktanteilen, nicht ausgelastete Produktionskapazitäten (nach IEA 2025 übersteigen die Produktionskapazitäten die Nachfrage derzeit sehr deutlich), staatliche Förderpolitiken und Umwelanforderungen eine weitere Rolle spielen, lässt sich schwer abschätzen.

Dass es künftig relevante Potenziale zur Senkung der Investitionen in Elektrolyseure gibt, wird in den ausgewerteten Studien generell gesehen. Die Höhe ist allerdings umstritten. In einigen Studien werden nur die Investitionen für den Stack und den BoP berücksichtigt (siehe z.B. IEA 2019), bzw. es ist unklar, welche Investitionen einbezogen werden.

Für die folgenden Auswertungen werden als Ausgangspunkt die Werte aus der aktuellen IEA-Studie (IEA 2025), die alle Kostenkategorien der Investitionen umfasst, genommen. Da diese nur für 2030 vorliegen, werden diese auf 2025 herunterskaliert. Angenommen werden 1.200 €/2024/kW im Basisszenario und 800 €/2024/kW in einem optimistischen Szenario. Die Spannweite stellt moderate Werte dar, in der Literatur gibt es extremere Annahmen in beiden Richtungen.

3.2.2. Modellgestützte Erzeugungskosten in Deutschland

Um die Bandbreite der künftigen Wasserstoffgestehungskosten fundiert abzuschätzen, werden eigene Modellrechnungen für das Jahr 2035 basierend auf aktuellen Daten und Annahmen durchgeführt. Ziel dieser Analyse ist es, unter Berücksichtigung der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien und verschiedener Sensitivitäten (Strombeschaffungsoptionen, Entwicklung der Investitionen für Anlagen) belastbare Kostenkorridore für die heimische Erzeugung zu ermitteln.

Methodik und Modellansatz

Die Ermittlung der Kosten erfolgt mithilfe eines linearen Optimierungsmodells in stündlicher Auflösung für die netzgebundene Herstellung von Wasserstoff in der deutschen Gebotszone. Dieser Ansatz ist notwendig, um die technische Betriebsweise des Elektrolyseurs an das fluktuierende Dargebot von Wind- und Solarenergie anzupassen und somit realistische Vollbenutzungsstunden und Gestehungskosten zu simulieren. Die Zielfunktion des Modells minimiert die jährlichen Investitionen (CAPEX) und die variablen Betriebskosten (OPEX), unter Einhaltung technischer und regulatorischer Nebenbedingungen. Es wird in diesem Berechnungsschritt angenommen, dass der Elektrolyseur den produzierten Wasserstoff zu jeder Stunde und in jeder Größenordnung in das Wasserstoffkernnetz einspeisen kann. Als Ergebnis liefert das Modell die optimal dimensionierte Anlagenkonfiguration sowie die resultierenden spezifischen Wasserstoffherzeugungskosten »Ex-factory« (ohne Transport, ohne anwendungsspezifische Wasserstoffspeicherung) für das Betrachtungsjahr 2035. Die Rückkopplung der Betriebsweisen der Elektrolyseure auf den Strompreis in Deutschland wird im Rahmen dieser Arbeit vernachlässigt und sollte in zukünftigen Forschungsprojekten untersucht werden.

Annahmen und Szenariendefinition

Strombezug (Basisszenario Base):

- **EE-Standorte:** Basierend auf den im Modell SCOPE EM simulierten EE-Zubauszenarien werden fünf Windregionen aus fünf unterschiedlichen Standortgüteklassen und drei Photovoltaikregionen aus drei unterschiedlichen Solar-Standortgüteklassen ausgewählt. Die ausgewählten Flächen sind in Abbildung 4 dargestellt.

Es werden alle Wind- und Solar-Standorte für die Modellierung unterschiedlicher Strombezugsfälle paarweise kombiniert. Für jedes Szenario werden alle 15 Standortkombinationen (Wind- & Solar-PPA Fälle) optimiert. Darüber hinaus wird von der Zusätzlichkeit der EE-Kapazitäten ausgegangen.

- **Pay-as-Produced:** Es wird eine »Pay-as-Produced«-PPA-Vertragssituation modelliert. Der Elektrolyseur nimmt den Strom zu dem Zeitpunkt ab, zu dem er an einem Standort mit hohen Erneuerbare-Energien-Kapazitäten erzeugt wird (stündliches Matching). Der Abnahmepreis wird über den durchschnittlichen Marktwert über das Jahr 2035 des jeweiligen EE-Standorts oder die Stromgestehungskosten am EE-Standort bestimmt – je nach dem welcher Wert höher ist. Netzanschlusskosten werden berücksichtigt.
- **Abnahmeverpflichtung:** Es wird eine Abnahmeverpflichtung, wie in PPA-Verträgen üblich, angenommen, da dies für die Finanzierbarkeit der EE-Anlagen wichtig ist. Das heißt die EE-Einspeisung kann nicht ohne Kosten abgeregelt werden. In stark begrenztem Umfang (≤ 2 Prozent der Strommenge) kann Strom zu dem festgelegten Preis bezogen und am Spotmarkt zu den oben dargestellten Spotmarktpreisen verkauft werden.
- **Netzentgelte, Umlagen, Abgaben:** Es wird die regulatorische Annahme getroffen, dass für die Produktion von grünem Wasserstoff im Jahr 2035 eine Befreiung von Netzentgelten, Umlagen und Abgaben besteht, wie es aktuell bis 2029 in Deutschland gilt.
- **Kosten für Herkunftsnachweise und Abwicklung:** Zusätzlich zu den reinen Energiekosten werden Transaktionskosten in Höhe von insgesamt 5,00 €/MWh angenommen. Dieser Aufschlag deckt sowohl die Beschaffung der Herkunftsnachweise (3,00 €/MWh) als auch die administrativen Kosten für die Fahrplanbewirtschaftung und Abwicklung (2,00 €/MWh) ab.

Weitere techno-ökonomische Parameter:

- Für die Investitionen (CAPEX) des Elektrolysesystems wird im Basisszenario ein Wert von 1.200 €₂₀₂₄/kW angesetzt (siehe Herleitung weiter oben). Dies deckt das gesamte System inklusive Balance of Plant und Installation ab.

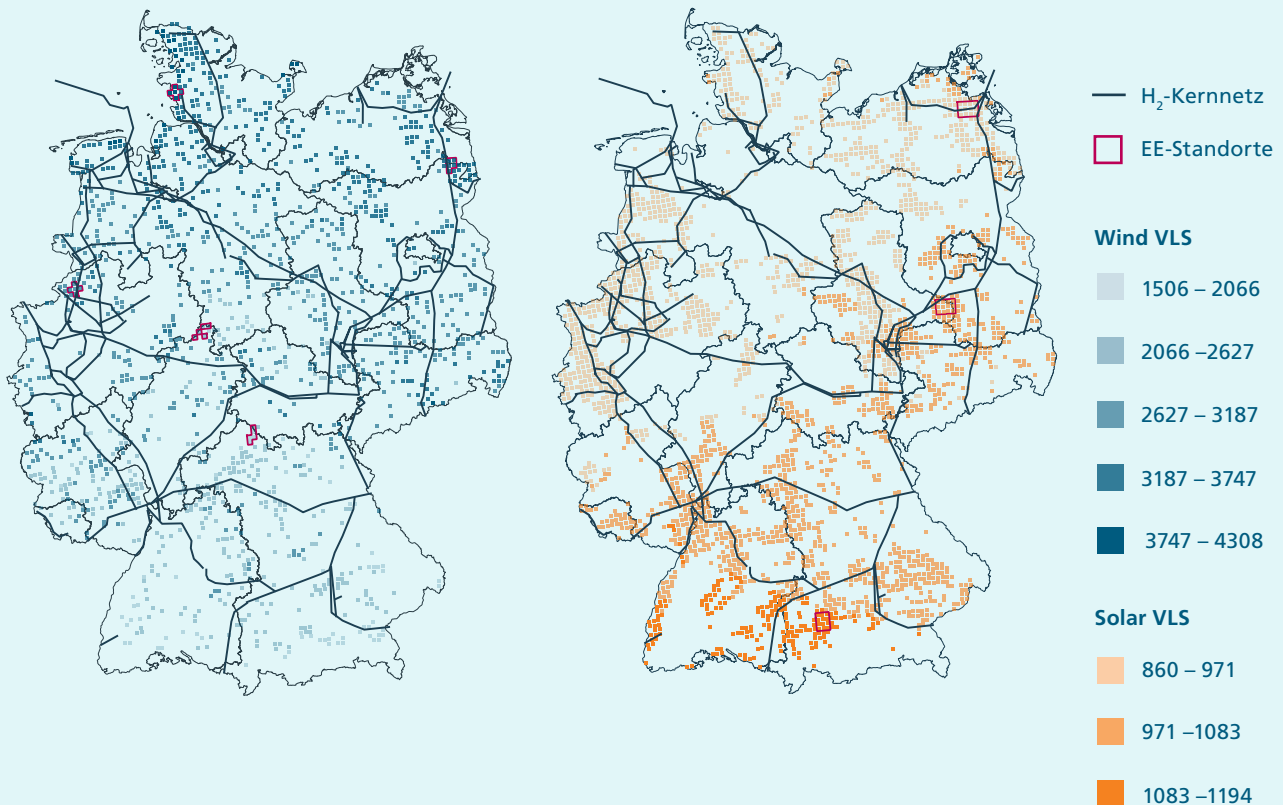


Abbildung 4: Darstellung der kategorisierten Volllaststunden (VLS) für Wind und Solar PV für Flächen mit $\geq 40\text{MW}$ Leistung je Zelle im Jahr 2035 nach Simulation mit dem Modell energy-ANTS. Ausgewählte EE-Flächen für die PPA-Fälle sind in rot hervorgehoben. Die Nähe zum geplanten H₂-Kernnetz veranschaulicht darüber hinaus das Potential für Direktbezug. Eigene Berechnung und Darstellung

- Die Kapitalkosten werden mit einem realen WACC (Weighted Average Cost of Capital) von 7,2 Prozent, entspricht 9,4 Prozent nominal, abgeschätzt.
 - Der Elektrolyse-Wirkungsgrad wird konservativ mit 65,4 Prozent angenommen.
 - Für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden $550 \text{ €}_{2024}/\text{kW}$ für Photovoltaik und $1280 \text{ €}_{2024}/\text{kW}$ für Onshore Wind angenommen.
- Um Unsicherheiten hinsichtlich künftiger Entwicklungen zu berücksichtigen, werden zusätzlich zum Basisszenario die folgenden drei **Szenariooptionen** variiert und deren Kombinationen berechnet. Zu beachten ist, dass für jedes Szenario (außer PPP) alle 15 Standortkombinationen modelliert werden.
- »S20« (**Spotmarkt-Zukauf**): Ergänzend zum PPA-Bezug darf der Elektrolyseur Strom am Spotmarkt (Day-Ahead) zukaufen, sofern der Preis unter 20 €/MWh fällt. Dies ermöglicht eine flexible Nutzung von EE-Strom über den Strommarkt.
 - »PPP« (**PPA-Portfolio**): Anstatt die Versorgung über einen einzelnen Standort abzubilden, wird in diesem Szenario ein diversifizierter Portfolioansatz simuliert. Der Elektrolyseur bezieht Strom aus einem Pool aller in der Analyse betrachteten Wind- und PV-Standorte. Durch die räumliche Verteilung und die Kombination unterschiedlicher Erzeugungsprofile werden wetterbedingte Schwankungen geglättet (Portfolioeffekt), was zu einer verstetigten Stromeinspeisung führt.
 - »LOW« (**Technologie-Fortschritt**): Es wird eine optimistische Entwicklung der Anlageninvestitionen angenommen, bei der die CAPEX auf $800 \text{ €}_{2024}/\text{kW}$ sinken sowie eine Verbesserung des Elektrolyseur-Wirkungsgrades auf 70 Prozent.

Ergebnisse der Modellierung

Die Modellierungsergebnisse für das Jahr 2035 zeigen, dass die heimische Wasserstoffherzeugung stark von den Standortbedingungen und der Flexibilität der Strombeschaffung abhängt. Tabelle 1 fasst die Ergebnisse zusammen.

Im **Basisszenario (BASE)** ergeben sich durchschnittliche Gestehungskosten von **5,90 €/kg**. Die Spreizung der Werte (**5,00 bis 7,30 €/kg**) sowie die Bandbreite der Volllaststunden (ca. 3.480 bis 4.860 h/a) verdeutlichen, dass Standortbedingungen ohne Optimierungsstrategien signifikant auf die Kosten durchschlagen. Dies liegt auch an der Annahme, dass bei Standorten mit niedrigeren Marktwerten die höheren Stromgestehungskosten (LCOE) als Preisreferenz im PPA greifen.

Durch den Zukauf über den Spotmarkt (**Szenario S20**) können die Durchschnittskosten um etwa **8 Prozent** auf **5,40 €/kg** gesenkt werden. Der Zukauf von günstigem Strom in Niedrigpreisphasen erhöht zudem die durchschnittliche Auslastung auf knapp 4.300 Stunden und glättet die Unsicherheit: Die Kostenbandbreite verengt sich signifikant, da Ausfallzeiten der EE-Anlagen teilweise durch Spotmarktbezug kompensiert werden können. Unter der Annahme im **Szenario PPP**, dass die Elektrolyse aus einem Portfolio mehrerer Wind-, Solar- oder Hybridstandorte versorgt wird, ergeben sich Produktionskosten von **5,00 €/kg** bei einer Auslastung von über 4.900 VLH.

Dies entspricht einer Reduktion von **15 Prozent** gegenüber dem Basisszenario und der stabil höchsten Auslastung der Elektrolyse.

Im Vergleich der einzelnen Szenarien bietet eine Reduktion des spezifischen Investitionsbedarfs um ein Drittel (von 1200 auf 800 €/kW im **Szenario LOW**) das höchste Kostensenkungspotenzial. Dadurch reduzieren sich die Gestehungskosten auf im Schnitt **4,80 €/kg** (-18,6%). Im Kombinationsszenario (**»S20+LOW«**), in welchem niedrige Investitionskosten auf eine hybride Beschaffung treffen, können Gestehungskosten von **3,80 €/kg bis 5,20 €/kg** (**4,30 €/kg** im Durchschnitt) realisiert werden.

Im Best-Case (**»S20+PPP+LOW«**) werden optimierte Produktionskosten von **3,80 €/kg** berechnet; dies entspricht einer Reduktion um rund **36 Prozent** gegenüber dem Durchschnittswert des Basisszenarios.

Zusammenfassend zeigt die Analyse für 2035 einen Kostenkorridor für die Erzeugungskosten in Deutschland zwischen **3,80 €/kg und 7,30 €/kg** insgesamt sowie zwischen **3,80 und 5,90 €/kg** im Mittel, wobei die vertragliche und regulatorische Ausgestaltung des Strombezugs (PPA, Hybridmodell) und die Entwicklung der spezifischen Investitionen (inklusive Installation, BoP, etc.) entscheidende Hebel zur Kostenreduktion darstellen. Es ist unsicher, ob im Jahr 2035 über den Spotmarkt-Zukauf bei Preisen unter 20 €/MWh grüner Wasserstoff produziert werden kann. Werden diese

Szenario	Gestehungskosten Ø (€/kg)	Kostenbandbreite (€/kg)	Volllaststunden Ø (h/a)	Volllaststunden Bandbreite (h/a)
BASE	5,9	5,0 – 7,3	4.149	3.482 – 4.857
S20	5,4	4,2 – 5,6	4.276	3.380 – 4.971
PPP	5,0	5,0	4.926	4.926
LOW	4,8	3,7 – 5,6	4.061	3.056 – 4.786
S20 + PPP	4,7	4,7	5.021	5.021
S20 + LOW	4,3	3,8 – 5,2	3.770	2.142 – 4.740
LOW + PPP	4,1	4,1	4.884	4.884
S20 + PPP + LOW	3,8	3,8	4.746	4.746

Tabelle 1: Modellierte Wasserstoffgestehungskosten und Vollbenutzungsstunden (VLH) der Elektrolyseure in Deutschland für das Jahr 2035 (eigene Berechnung)

Fälle vernachlässigt, ergibt sich ein Kostenkorridor von **4,1 €/kg bis 7,3 €/kg**.

Limitation und Einordnung der Modellierung

Die vorliegende Modellierung der Wasserstoffgestehungskosten unterliegt methodischen Annahmen, die bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen sind.

- Die Modellierung abstrahiert von Netzeinsparungen und unterstellt eine uneingeschränkte Einspeisung ins H₂-Kernnetz. Zudem wird eine weitgehende Befreiung von Abgaben und Netzentgelten für die Netznutzung vorausgesetzt. Restriktivere regulatorische Rahmenbedingungen oder physische Einspeisebeschränkungen würden die realen Bereitstellungskosten gegenüber den Modellwerten erhöhen.
- Die Analyse weist *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH) aus Produzentensicht aus, keine Marktgleichgewichtspreise. Lokale Knappheitssignale oder Grenzkosten der Einspeisung bleiben unberücksichtigt. Die Ergebnisse spiegeln somit die zur Kostendeckung notwendigen Erlöse wider, nicht die am Markt erzielbaren Preise unter Berücksichtigung von Mengenverhältnissen, Grenzerzeugungskosten oder Nachfrageelastizitäten.
- Elektrolyseure werden als Preisnehmer modelliert und Rückkopplungseffekte werden vernachlässigt. In der Realität oder in einer iterativen, gekoppelten Modellierung würde eine flexible Wasserstoffproduktion in Niedrigpreisphasen die Stromnachfrage erhöhen und preisstabilisierend wirken, was die effektiven Marktwerte der Erneuerbaren beeinflussen könnte.
- Die Marktwerte und PPA-Konditionen des Jahres 2035 werden statisch fortgeschrieben. Reale Risiken wie das »Merchant Tail Risk« (Vermarktung nach PPA-Laufzeitende) oder interannuelle Wertschwankungen sind über die Kapitalkostensätze (WACC) pauschalisiert abgebildet, jedoch nicht explizit stochastisch modelliert.

Einordnung der Ergebnisse und Vergleich zum aktuellen Marktumfeld

Die ermittelten Kostenkorridore für 2035 (im Mittel 3,80 €/kg bis 5,90 €/kg) liegen signifikant unter den Gestehungskosten heutiger Vorhaben. Dieser Unterschied ist methodisch begründet und resultiert aus

Annahmen und Optimierungen für das Jahr 2035, die sich in drei wesentlichen Faktoren vom Status quo unterscheiden:

- Die Modellierung unterstellt für 2035 etablierte industrielle Lieferketten. Während heutige Projekte oft mit »First-of-a-Kind«-Risiken, manueller Fertigung und hohen Sicherheitsaufschlägen (EPC-Kosten) kämpfen, basieren die Annahmen für 2035 auf automatisierten Fertigungsprozessen, Skaleneffekten (vgl. Annahme sinkender CAPEX) und Elektrolyseleistungen ≥ 60 MW.
- Die Fälle mit günstigen Erzeugungskosten ergeben sich u.a. über die Abbildung von Standorten mit überdurchschnittlich guten Wind- und Solarbedingungen. Generell werden die Anlagen kostenminimal dimensioniert und vernachlässigen dabei ggf. Einschränkungen der Anlagendimensionierung in der Realität.
- Die Rechnung vergleicht nicht bestehende Altanlagen, sondern Investitionsentscheidungen, die im Jahr 2035 für Neuanlagen getroffen werden. Die Kapitalkosten und Technologieparameter bilden somit den »State of the Art« der Zukunft ab, nicht den Durchschnitt des Bestands.

Zusammenfassend ist selbst das Basisszenario (BASE) nicht als pessimistische Fortschreibung des aktuellen Marktes zu verstehen. Es zeigt auf, welches Kosten-niveau technisch und ökonomisch erreichbar ist, wenn Standortwahl, Technologie und regulatorischer Rahmen (Abgabenbefreiung) ineinandergreifen. Reale Projekte, die an suboptimalen Standorten realisiert werden oder höhere Risikoprämien tragen müssen, werden sich eher am oberen Ende des ermittelten Korridors (ca. 7,30 €/kg) bewegen. Höhere Kosten sind ebenfalls möglich, sollte sich der regulatorische Rahmen verschlechtern oder sollten die Skaleneffekte nicht eintreten.

3.2.3. Außereuropäische Importkosten 2035

Alternativ kann der Wasserstoff auch aus dem Ausland, wie etwa Spanien oder nicht-EU Ländern, bezogen werden. Dort liegen oftmals niedrigere Stromgestehungskosten aufgrund höherer Kapazitätsfaktoren für Wind- und Solarstromproduktion und hohe Flächenpotenziale vor (Pfennig et al. 2023). Allerdings kommen für den länderübergreifenden Transport Schiffs- oder Pipelinetransportkosten hinzu (siehe <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/>). Außerdem können höhere

Kapitalkosten (siehe Kapitel 3.5) dazu führen, dass die Wasserstoffherzeugungskosten in Exportländern trotz vorteilhafter klimatischer Voraussetzungen nicht wettbewerbsfähig sind. In EWI & BET (2025) wird über einen Studienvergleich gezeigt, dass die Importkosten von Wasserstoff in einer ähnlichen Größenordnung liegen wie eine heimische Produktion. Im folgenden Kapitel werden die potenziellen Importkosten aus Standorten in südamerikanischen Ländern, MENA-Ländern oder in Sub-Sahara Afrika konsistent (identische techno-ökonomische Parameter, länderspezifische gewichtete Kapitalkosten) zu den Annahmen der Berechnung der inländischen Erzeugungskosten bestimmt.

Methodik und Modellansatz

Die Modellierung der Importkosten unterscheidet sich vom vorherigen Kapitel, da hier internationale Transportkosten mitberücksichtigt werden müssen, da von dedizierten PtX-Produktionsstandorten- und -Infrastrukturen ausgegangen wird und da eine Importkostenkurve mit Mengen und Kosten gebildet wird. Es werden 250 potenzielle Erneuerbaren-Standorte, wie im PtX Atlas dargestellt, in den genannten Regionen bestimmt und zu 68 PtX-Systemen zusammengefasst. Insgesamt umfasst die techno-ökonomische Analyse die Kette: Erneuerbare Stromerzeugung, Stromanschluss- und netzkosten bis zum Elektrolysestandort am Hafen, Elektrolyse, Haber-Bosch-Synthese, Schiffstransport nach Wilhelmshaven und die dortige Rückumwandlung in gasförmigen Wasserstoff. Die Modellkette für die Analyse geeigneter Standorte im globalen Kontext wird in Pfennig et al. 2023 beschrieben. Neben der Kostenberechnung werden Annahmen zu verfügbaren Importmengen getroffen: Die Produktionspotenziale je Land werden aus herunter-skalierten geplanten Projektkapazitäten (IEA-Projektdatenbank) abgeleitet: Es wird angenommen, dass größere Projekte unwahrscheinlicher sind und dass Deutschland maximal 20 Prozent der potenziell realisierbaren Exportmengen je Exportland importieren kann.

Annahmen und Szenariendefinition

Für die Synthese wird das etablierte Haber-Bosch-Verfahren unterstellt (vgl. Ikäheimo et al. 2018). Es wird ammoniakbetriebener Schiffstransport angenommen, wobei der verwendete grüne Ammoniak-Treibstoff zu den im Modell bestimmten Kosten der Herstellung bezogen wird. Dies ist im Vergleich zu LNG-betriebenen

Schiffstransport teurer. Weiterer kritischer Kostentreiber für den Importpfad von Wasserstoff (nicht Ammoniak als Endprodukt) ist die Rückumwandlung im Zielhafen. Es wird ein autothermer Cracking-Prozess modelliert. Dabei erfolgt die Deckung des Wärmebedarfs für die endotherme Spaltreaktion nicht durch externe Energiequellen, sondern durch die Verbrennung des sogenannten »Tail-Gas« (PSA-Off-Gas) im Prozessofen. Dieses Gas fällt bei der Reinigung des Wasserstoffs mittels Druckwechseladsorption (PSA) an, um die geforderte Reinheit nach ISO 14687 zu erreichen. Dieser Ansatz minimiert die Abhängigkeit von externer Energieinfrastruktur, reduziert jedoch die stoffliche Ausbeute (Wasserstoff-Output), mit einer massebezogenen »recovery rate« von 76-78 Prozent (vgl. Johnson et al. 2023 & Topsoe 2023). Dies unterscheidet die vorliegende Analyse von Studien, die eine externe Wärmezufuhr z. B. durch günstigere Fernwärme annehmen (vgl. Egli et al. 2025).

Um die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber technologischen Lernkurven und Finanzierungsbedingungen abzubilden, werden folgende Szenarien definiert:

- **BASE:** Konservative Technologieannahmen (Elektrolyse CAPEX 1.200 €/2024/kW). Die Kapitalkosten spiegeln die realen länderspezifischen Risiken der Exportländer wider.
- **LOW:** (Technologie-Fortschritt): Analog zur heimischen Erzeugung wird hier angenommen, dass die spezifischen Investitionen (CAPEX) für Elektrolyseure, Syntheseanlagen und Cracker durch Skaleneffekte und technologischen Fortschritt sinken: Elektrolyse CAPEX von 1200 auf 800 €/2024/kW, Solar PV von 550 auf 500 €/2024/kW. Zudem werden optimierte Wirkungsgrade für die Prozesskette unterstellt.
- **EQUAL:** Dieses Szenario adressiert die hohen Kapitalkosten in Nicht-EU-Ländern. Im Basisszenario (BASE) spiegeln die Kapitalkosten (WACC) die länderspezifischen Risiken wider (oft > 10–12 Prozent). Im Szenario EQUAL wird angenommen, dass durch De-Risking-Instrumente (z. B. H₂Global3, staatliche Garantien) die Kapitalkosten der Exportprojekte auf ein europäisches Niveau angeglichen werden können.

Ergebnisse der Modellierung

Die folgende Tabelle veranschaulicht die Kosteneffekte verschiedener Szenarien auf die Importkette. Dargestellt

3 Siehe [URL <https://h2-global.org/>]

Szenario	Preis- bzw. Kostenbandbreite für NH ₃ -Import (€/t NH ₃)	H ₂ -Kostenbandbreite nach Rückumwandlung (€/kg H ₂)
BASE	742 – 1003	5,92 – 7,80
EQUAL	700 – 932	5,61 – 7,29
LOW	625 – 846	5,07 – 6,67
LOW + EQUAL	587 – 778	4,79 – 6,18

Tabelle 2: Modellierter Ammoniakimportkosten und Wasserstoffbereitstellungskosten nach Ammoniakimport und -Spaltung für das Jahr 2035 (eigene Berechnung).

werden die Ammoniakimportkosten und die daraus resultierenden Wasserstoffbereitstellungskosten nach der Rückumwandlung (inklusive Prozessverluste und Cracker-Investition). Der Minimalwert repräsentiert die günstigsten Importkosten, der Maximalwert die Grenzimportkosten bei einer angenommenen Importnachfrage von 20 TWh_{NH₃} in Deutschland.

Zunächst ist methodisch zu beachten, dass sich die Betrachtung auf Wasserstoff als Zielprodukt konzentriert und nicht die direkte Nutzung von grünem Ammoniak vergleicht. Die Ergebnisse zeigen, dass importierter Wasserstoff über die Ammonia-Cracker-Route im Jahr 2035 unter den getroffenen Annahmen nicht pauschal günstiger ist als die heimische Produktion.

Im **Basisszenario** liegen die Importkosten inklusive Cracking zwischen **5,92 €/kg und 7,80 €/kg**. Damit startet das Kostenniveau fast exakt auf dem Durchschnittswert der heimischen Erzeugung (Basis: 5,90 €/kg), reicht jedoch in der Spitze etwas höher. Der Kostenvorteil der günstigen Erneuerbaren Energien im Ausland wird durch die Transportkosten, Umwandlungsverluste (insb. Cracking mit 78 Prozent Recovery) und die hohen Kapitalkosten kompensiert.

Das **Szenario EQUAL** verdeutlicht die enorme Hebelwirkung von Finanzierungsinstrumenten: Gelingt es, die Kapitalkosten durch De-Risking anzugleichen, sinken die Importkosten auf **5,61 bis 7,29 €/kg**. Dies ist wettbewerbsfähig zum heimischen Basisszenario, liegt jedoch weiterhin oberhalb einer optimierten heimischen Produktion (Szenario S20+PPP+LOW: 3,80 €/kg).

Erst im **Best-Case (LOW+EQUAL)**, bei dem günstige Technik auf günstige Finanzierung trifft, werden Importkosten von unter **5,00 €/kg (4,79 €/kg)** erreicht.

Zusammenfassend sind H₂-Importe aus Übersee (via Ammoniak) aufgrund der hohen Flächen- und damit

Mengenpotentiale eine potenzielle Ergänzung bei fehlenden Mengen, stellen aber unter den Annahmen (hohe WACC, autothermes Cracking) keinen automatischen Preisdämpfer gegenüber einer effizienten heimischen Produktion dar. Die Wettbewerbsfähigkeit des H₂-Imports hängt maßgeblich von der Senkung der Kapitalkosten (Politikhebel) und der Effizienz der Transportkette ab. Einschränkend ist zu erwähnen, dass die Modellierung sehr gute, aber nicht ausschließlich die allerbesten, Standorte für die modellierte Exportkette nach Deutschland untersucht.

3.3. Transportkosten

Die künftige Wasserstoffbereitstellung wird sich voraussichtlich auf dafür besonders geeignete Standorte bündeln: Elektrolysekapazitäten an Wind- und Photovoltaikgünstigen Erneuerbare-Energien-Schwerpunkten sowie Importkorridoren in Küstenregionen mit Anlandeterminals. Demgegenüber entsteht die Nachfrage an anderen Orten, gegenwärtig primär geprägt durch die Stahlindustrie und Raffinerien, perspektivisch aber auch durch die Chemieindustrie, Kraftwerke und größere Wärmenetze. Zur sinnvollen Kopplung von Angebot und Nachfrage ist daher ein überregionaler Pipelineverbund erforderlich; in Deutschland übernimmt diese Rückgratfunktion das Wasserstoff-Kernnetz (vgl. Bundesnetzagentur 2025b).

Das Kernnetz ist als bundesweites Leitungsnetz konzipiert, das schrittweise durch Umstellung bestehender Erdgasleitungen und durch Neubauabschnitte entsteht. Ziel ist die flächige Anbindung zentraler Erzeugungs-, Import- und Verbrauchsstandorte. Politisch beschlossen wurde das Vorhaben, um das klassische »Henne-Ei-Problem« zu entschärfen: Ohne Klarheit über künftige Anschlussmöglichkeiten lassen sich Investitionen in Produktion und Abnahme nur schwer planen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben nach enger Abstimmung mit den zuständigen Bundesministerien den Antrag für das Kernnetz erarbeitet und die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat diesen genehmigt und damit den regulatorischen Rahmen für Planung, Bau und Betrieb gesetzt. Die Inbetriebnahme erfolgt etappenweise: Erste kleinere Abschnitte sind bereits in Betrieb, weitere größere Abschnitte im Bau. Die Fertigstellung ist im Verlauf der 2030er Jahre vorgesehen. Die BNetzA legt maßgebliche Regeln zur Entgelt- und Erlösregulierung fest. Parallel läuft die Netzentwicklungsplanung, in der der Ausbaubedarf fortlaufend abgeschätzt und der Ausbaupfad angesichts erheblicher Unsicherheiten adaptiv angepasst wird.

Für das Kernnetz gilt ein bundesweit einheitliches, distanzunabhängiges »Hochlaufentgelt«. Es ist kapazitäts- und zeitbezogen (also bezogen auf €/kWh/h/a) ausgestaltet und wird an Ein- und Ausspeisepunkten erhoben. Marktteilnehmende buchen Transportkapazität, also die nutzbare stündliche Ein- bzw. Ausspeiseleistung. Dies erfolgt typischerweise als Jahresfestkapazität, später kommen kürzere Produkte (z. B. Monats- oder Tagesprodukte) hinzu. Die tatsächlich transportierte Energiemenge oder die Distanz beeinflussen die individuellen Netzkosten nicht, bezahlt wird für die Anschluss- und Nutzungsmöglichkeit. Die BNetzA hat das einheitliche Hochlaufentgelt auf 25 €/kWh/h/a (bezogen auf den Brennwert) festgelegt (BNetzA 2025b). Regelmäßige Überprüfungen erlauben Anpassungen an Kosten-, Auslastungs- und Preisniveaueffekte.

Grundsätzlich erfolgt die Finanzierung privatwirtschaftlich über Netzentgelte. Um den Hochlauf trotz anfänglich geringer Auslastung zu ermöglichen, wird ein intertemporaler Ausgleich eingesetzt: Frühjährige Unterdeckungen werden auf einem Amortisationskonto verbucht und bei steigender Netznutzung später ausgeglichen. Die Zwischenfinanzierung erfolgt über ein KfW-Darlehen mit Bundesabsicherung. Die BNetzA überwacht das Modell und justiert Parameter bei Bedarf.

Durch die Entgeltsystematik hängen die spezifischen Kosten des Wasserstofftransports vor allem von der Auslastung ab. Eine für das ganze Jahr gebuchte Kapazität, die in 3.000 Stunden im Jahr genutzt wird, kostet die Netznutzenden das gleiche, wie die gleiche Kapazität, die 6.000 Stunden im Jahr genutzt wird. Die Kosten verteilen sich im ersten Fall aber auf weniger Stunden, so dass die spezifischen im ersten Fall doppelt so hoch sind wie im zweiten Fall.

Kurz- bis mittelfristig gilt ein (real, inflationsbereinigt) unterstelltes Hochlaufentgelt von 29,5 €/kWh/h/a.

Es erfolgt, wegen des rein nutzer:innenfinanzierten Modell, keine direkte staatliche Förderung. Für die Netzkosten können zwei verschiedene Fälle unterschieden werden.

1. Fall: Direkter Transport ohne Speicherung

Wasserstoff wird produziert, in das Fernleitungsnetz eingespeist, überführt und direkt an die Endanwendungen oder in ein Verteilnetz ausgespeist. Für Ein- und Ausspeisung fallen Netzentgelte an. Die Einspeisung wird voraussichtlich als durchgängige Jahreskapazität gebucht. Als Beispiel: Läuft die Elektrolyse mit 5.000 Vollbenutzungsstunden, so ergeben sich auf der Einspeiseseite spezifische Kosten von rund 0,19 €/kg. Für die Ausspeisung aus dem Wasserstoffnetz hängt es von der jeweiligen Anwendung ab. Für stark saisonale Ausspeisungen (z. B. Kraftwerke oder Heizwerke) ist ein unterjähriges Produkt plausibel; bei angenommenen 70 Prozent der Kosten einer ganzjährigen Buchung (vgl. Pfluger et al. 2025) und 500 Vollbenutzungsstunden für Spitzenlast-Kraftwerke resultieren Kosten von 1,39 €/kg. Für industrielle Anwendungen, die ein Bandlastprofil mit 8.000 Vollbenutzungsstunden fahren, liegen die spezifischen Kosten der Ausspeisung hingegen bei 0,12 €/kg und somit deutlich niedriger.

2. Fall: Transport mit Speicherung

Bei überwiegend sommerlicher Produktion (PV-lastig) bzw. in Frühling/Herbst (sonnig und windig) ist saisonale Speicherung notwendig. Speicherung ist zudem von besonderer Bedeutung für Kraftwerke, die, zumindest bei hinreichend ausgebautem Stromnetz, niemals gleichzeitig mit der Grünwasserstoffproduktion laufen werden, sowie für inflexible Industrie, die ein Bandlastprofil fahren muss oder den Wasserstoff zu bestimmten Zeiten benötigt. Speicher zahlen ebenfalls Netzentgelte, sowohl bei der Ein- als auch der Ausspeisung. Für die Netzausspeisung in die Speicher wird eine durchgängige Buchung angenommen. Das Profil der Rückeinspeisung hängt ebenfalls wieder am Nachfrageprofil. Für stark saisonale Nachfragen können unterjährige Produkte gebucht werden (Gesamtkosten ~70 Prozent einer Jahresbuchung), für Bandlastprofile ist eine durchgehende Buchung erforderlich. Damit entstehen für den Fall einer Speicherung zusätzlich die gleichen Kosten, die beim Transport ohne Speicherung entstehen. Die Gesamttransportkosten des Pfades sind entsprechend doppelt so hoch wie im Fall ohne Speicherung.

Die Kosten des Wasserstofftransports hängen (mit gewissen Vereinfachungen) im Wesentlichen von zwei Faktoren ab: Den Volllaststunden auf der Ausspeiseseite und dem Anteil des am Ende bezogenen Wasserstoffs der zwischengespeichert wird.

Die höchsten spezifischen Kosten für die Netznutzung entsteht daher bei den Kraftwerken: Deren Volllaststunden können sogar unter 500 h/a liegen und der genutzte Wasserstoff muss näherungsweise immer vorher gespeichert werden. Auf der anderen Seite des Spektrums liegt der industrielle Grundlastbezug, bei der eine Anwendung nahezu ganzjährig mit Wasserstoff versorgt wird. Das Netzentgelt kann dann auf bis zu 8.760 Benutzungsstunden im Jahr umgelegt werden.

Die Annahme, dass das Netzentgelt real konstant bleibt, ist eher konservativ. Verläuft der Markthochlauf langsamer als in den Entgeltkalkulationen unterstellt, verteilen sich die Netzkosten auf weniger Nutzende, die BNetzA müsste das Hochlaufentgelt entsprechend anheben. Angesichts des eher schleppenden Ausbaus erscheint zumindest eine Absenkung derzeit hingegen wenig wahrscheinlich.

Günstiger ist die Wasserstoffnutzung ohne Netzanschluss. Dies ist für bestimmte Anwendungen eine reale Option (siehe die ausführlichen Diskussionen in Kapitel 4): Kraftwerke könnten in der Nähe von Speicherung mit einer eigenen Wasserstoffproduktion als reine »Speicherkraftwerke« ohne Netzananschluss errichtet werden. Zeitlich flexible industrielle Nachfrage in Regionen mit niedrigem Strompreis könnten ihre Produktion an das Wasserstoff-Dargebot anpassen und auf einen Netzananschluss verzichten.

3.4. Speicherkosten

Wasserstoffspeicher übernehmen im erneuerbaren Energiesystem die Rolle von Langzeitspeichern mit Zeitskalen von Wochen bis hin zu ganzen Jahreszeiten. Sie entkoppeln die fluktuierende Erzeugung aus Wind- und Solarenergie zeitlich von der Nachfrage und ermöglichen damit eine bessere Integration erneuerbarer Energien sowie die Bereitstellung sektorenübergreifender Flexibilität.

Wasserstoffspeicher können grundsätzlich in kleinskalige oberirdische Speicher und großskalige unterirdische Speicher unterschieden werden. Erstere basieren auf oberirdischen Druck- oder Kryotanks. Aufgrund hoher spezifischer Kosten werden sie primär vor Ort in industriellen und chemischen Prozessen eingesetzt, in denen

Wasserstoff kontinuierlich oder mit hoher Verfügbarkeit benötigt wird, um kurzfristig die Versorgung zu puffern.

Für großskalige Anwendungen sind geologische Speicher analog zur heutigen Erdgasinfrastruktur relevant, welche sich durch Salzkavernen und porösen Formationen (Aquifere bzw. ausgeförderte Lagerstätten) unterscheiden. Aus heutiger Sicht sind Salzkavernen für Wasserstoff technisch am weitesten entwickelt und daher kurz- und mittelfristig wahrscheinlicher einsetzbar als Porenspeicher, die sich noch in der Erprobung befinden (DENA 2024). Kavernenspeicher können außerdem unterschiedliche Flexibilitätsanforderungen bedienen. Auf der einen Seite sind sie mit ihren hohen Kapazitäten, wenn auch diese aufgrund der geringeren volumetrischen Energiedichte deutlich unter derer von Erdgas liegen, prädestiniert für saisonale Speicherung. Zugleich können sie in Kopplung mit Wasserstoffkraftwerken zugleich kurzfristige Strommarkt- und Systemdienstleistungen bereitstellen.

Beim Ausbau bieten sich Umwidmung bestehender Infrastrukturen und Neubau an. In Deutschland wird das Potential für aus Methankavernenspeichern umgewidmete Wasserstoffkavernenspeicher auf etwa 30–33 TWh geschätzt (DENA 2024). Die praktische Umsetzung wird jedoch durch den fortbestehenden Bedarf an Erdgasspeicherung begrenzt. Das Potenzial für den Neubau von Kavernenspeichern wird für Deutschland auf sehr hohe rund 35 PWh abgeschätzt, mit Schwerpunkt in Norddeutschland und offshore in der Nordsee (DENA 2024).

Der Monitoringbericht Energiewende sieht in Deutschland eine szenarioabhängige Bandbreite an benötigter Wasserstoffspeicherkapazität zwischen 12 und 56 TWh für 2035 und zwischen 32 und 130 TWh für 2050 (EWI & BET, 2025).

Die Kosten der Wasserstoffspeicherung weisen eine erhebliche Bandbreite auf und sind stark von Zyklenzahl und Betriebsweise abhängig. Das EWI beziffert die spezifischen Einspeicherkosten für Kavernenspeicher auf 0,66–1,75 €/kg, bezogen auf ausgespeicherten Wasserstoff. Unter besonders günstigen Randbedingungen mit bis zu drei Zyklen pro Jahr sind etwa 0,45 €/kg möglich, während sie unter ungünstigen Annahmen bei nur einem Zyklus auf bis zu 3,5 €/kg steigen können (EWI 2024). Für die in Kapitel 2 besprochenen Anwendungsfälle ergeben sich unter Einbezug des individuellen Bedarfs an eingespeichertem Wasserstoff jeweils individuelle Kosten. Da Spitzenlastanwendungen wie die Rückverstromung gegenläufig zur Erzeugung laufen, wird davon ausgegangen, dass diese ihren gesamten Bedarf an Wasserstoff aus Speichern decken müssen. Für Bandlastanwendungen sind Speicher zwar auch

relevant, um das fluktuierende Angebot an Wasserstoff für den kontinuierlichen Betrieb zu glätten, diese können jedoch zu günstigen Zeiten, in denen die Elektrolyseure laufen Wasserstoff direkt beziehen ohne ihn zwischenzuspeichern.

Aufgrund der sehr unterschiedlichen Lastprofile der Anwendungsfälle ist zu erwarten, dass Speicher je nach Einsatz unterschiedlich viele vollständige Zyklen der Be- und Entladung durchlaufen, was sich stark auf die Kosten auswirkt. Die Anzahl der Zyklen, die ein Speicher im Jahr durchläuft, sind der Einflussparameter auf dessen umzu-legenden Kosten. Führt ein Speicher nur einen Zyklus pro Jahr statt zwei halbiert sich die ausgespeicherte Wasserstoffmenge, sodass sich die spezifischen Einspeicherkosten verdoppeln. Während sich im Erdgasmarkt historisch infolge des höheren gasgedeckten Wärmebedarfs im Winter ein ausgeprägt saisonales Speicherprofil etabliert hat, dürfte sich dieses Muster bei Wasserstoff verändern. Auf der Nachfrageseite wird erwartet, dass der Anteil saisonaler Wärmebereitstellung durch Wasserstoff deutlich geringer ausfällt als im Erdgasmarkt. Auf der Einspeiseseite kann sich das Profil je nach Produktions- bzw. Importpfad des Wasserstoffs unterscheiden, besonders die Wetterabhängigkeit der zugrundeliegenden erneuerbaren Stromproduktion führt voraussichtlich zu deutlich volatileren Einspeiseprofilen als bei Erdgas.

Ein konsistenter rechtlicher Rahmen für Betrieb und Finanzierung von Wasserstoffspeichern fehlt derzeit sowohl in Deutschland als auch auf EU-Ebene. Auch der Monitoringbericht (EWI & BET 2025) mahnt an, dass die Etablierung eines Speichermarkts für Wasserstoff noch unklar, aber notwendig ist.

Eine vom BMWK beauftragte dena-Studie empfiehlt, ab Mitte 2026 einen klaren Regulierungsrahmen samt staatlich abgesichertem Finanzierungsmodell einzuführen, um Nachfragerisiken zu mindern und eine einfachere Projektfinanzierung zu ermöglichen (DENA 2024). Als zentrales Förderinstrument werden erlösbasierte Contracts for Difference (CfD) vorgeschlagen, deren Refinanzierung über ein Amortisationskonto erfolgen soll, das die Kosten zeitlich gestreckt auf eine breite Nutzerbasis verteilt. Diese Kombination soll den Markthochlauf beschleunigen, Fördermittel effizient zuweisen und zugleich private Investitionen mobilisieren.

3.5. Kapitalkosten und Risikoaufschläge

Die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff als Energieträger und die stoffliche Nutzung erfordern umfassende Investitionen in Anlagen zur Bereitstellung von Elektrizität und Wasser als auch in Umwandlungs- und Anwendungstechnologien. Zur Mobilisierung privaten Kapitals ist die Renditeerwartung unter Berücksichtigung vorhandener Risiken ausschlaggebend, während für die Bereitstellung von Fremdkapital das Ausfallsrisiko relevant ist, siehe Gerhard et al. 2015. Ein hohes Risiko treibt die Finanzierungskosten in die Höhe, siehe Agora Energiewende 2018, die sich in den spezifischen Herstellungskosten niederschlagen.

Eine Kennzahl, die für die Ermittlung der Kapitalkosten in Studien (Reul et al. 2025, Pfennig et al. 2025, Egli et al. 2025), Lehrbüchern (Brealey et al. 2020) und auch hier herangezogen wird, sind die durchschnittlichen,

	Länderrisikoprämie	Steuersatz	WACC nominal	WACC real
Chile	1.1%	27%	10%	7,9%
Ägypten	10%	22%	13,9%	11,7%
Marokko	3.3%	32%	10,6%	8,4%
Südafrika	4%	27%	11,2%	9,0%
Deutschland	0%	30%	9,4%	7,2%

Tabelle 3: Länderspezifische Werte der WACC-Berechnung für die betrachteten Länder und Deutschland als Vergleichswert. (Quelle: Pfennig et al. 2025 und Jansen 2026)

gewichteten Kosten für Kapital (WACC – Weighted Average Cost of Capital). Diese setzen sich aus den gewichteten Kosten für Eigen- und Fremdkapital zusammen. Die Fremdkapitalkosten basieren auf einem Referenzzins (3 Prozent), abgeleitet von der SWAP-Rate oder Staatsanleihen) zuzüglich einer Kreditmarge (2 Prozent). Die Eigenkapitalkosten werden mithilfe des Capital Asset Pricing Models (CAPM), erweitert um einen Länderrisikoaufschlag (vgl. Damodaran 2023a und 2023b) bestimmt. Vereinfacht bestimmen sich die Eigenkapitalkosten das Branchenrisiko für den grünen Energiesektor den Länderrisikoaufschlag abbildet. Die Parametrisierung erfolgt auf Basis aktueller Datensätze von Damodaran 2026a und 2026b, wobei die nominalen Ergebnisse für die techno-ökonomische Analyse unter Annahme einer Inflationsrate (2 Prozent) in reale Kapitalkosten überführt werden. Der verwendete Ansatz mit weiteren Details wird ebenfalls in (Pfennig et al. 2025) beschrieben. Die Werte der realen WACC gehen nach den getroffenen Annahmen global von 7,2 Prozent bis 17,6 Prozent – eine sehr signifikante Bandbreite.

Wie in (Matthes et. al 2025) dargestellt, führt ein WACC-Unterschied von 5 Prozent zu Kostenunterschieden bei der Wasserstoffherstellung von rund 25 Prozent. Es werden außerdem für einige Regionen die Unterschiede von Wasserstoffkosten mit und ohne Kapitalkosten verglichen. Die Unterschiede liegen dabei je nach Regionen für 2025 zwischen ca. 1,5 bis 2,5 €/kg Wasserstoff. Dies unterstreicht die Relevanz sowie die auftretende Bandbreite bei den Kapitalkosten (siehe hierzu auch die Ausführungen in Wietschel et al. 2024)

Die so berücksichtigten Risikoprämien beziehen sich nur auf Risiken der Makroebene, die allgemein für das Land und den grünen Energiesektor gelten. Zur Bewertung der Risiken kann man aber auf der Mesoebene alle Aspekte umfassen, die speziell für den Wasserstoffderivate-Sektor gelten, wie Markt- und Technologiereife, Infrastrukturen, etc. Weiterhin sind auf Projektebene im Wesentlichen die Standortbedingungen vor Ort, wie natürliche Ressourcen, spezielle Vertragsausgestaltungen und Projektstrukturen sowie eingebundene Akteure ausschlaggebend.

Verschiedene Studien (z. B. AURES II) sowie Expertenaussagen deuten darauf hin, dass die Risiken auf der Makroebene jedoch die Finanzierungskosten dominieren (siehe Aures 2021).

Die Höhe der Kapitalkosten können sich zukünftig stark ändern und sind häufig Resultat der aktuelleren Ereignisse und politischen Situationen. Darum ist es wichtig, sich die qualitativen, aber auch sektoralen Aspekte

anzuschauen, um neben den aktuellen Kapitalkosten eines Landes auch deren zukünftige Entwicklung abzuschätzen. Insgesamt wird ersichtlich, dass aktuelle hohe wirtschaftliche Risiken zu hohen Verzinsungsansprüchen führen und sich somit die Kosten der Wasserstoffherzeugung selbst in Ländern mit großen und kostengünstigen Potentialen stark erhöhen können. Einige Studien kommen deshalb zu dem Schluss, dass die Wasserstoffherstellung in EU-Ländern wirtschaftlicher ist als in Nicht-EU-Ländern mit höherem WACC.

Den hohen Kapitalkosten kann mit bilateralen Verträgen und finanzinstitutionellen Risikoaufteilungen entgegengewirkt werden (siehe Öko-Institut 2021). Ein Teil der Risiken kann damit von staatlichen Finanzakteuren der Importländer übernommen werden, wodurch Kapitalkosten einzelner Projekte sinken können. Auch generelle Kreditausfallrisiken ändern sich im Laufe der politischen und wirtschaftlichen Entwicklung der Länder.

3.6. Von Kosten zu Preisen

Die heutige Wasserstoffwirtschaft ist aktuell noch ein Sektor ohne größere Handelsaktivitäten. Nur fünf Prozent des weltweit erzeugten Wasserstoffs werden momentan transportiert und gehandelt (siehe Monopolkommission 2021). Dieser Handel wird hauptsächlich von Industriegasanbietern betrieben, die große Industrieverbraucher direkt anschließen. Der Großteil der momentanen Wasserstoffherstellung findet entweder durch diese Industriegasanbieter oder lokal am Ort der Nachfrage durch die Industriebetriebe selbst statt, etwa direkt in den Raffinerien, die den Wasserstoff dann weiter nutzen. Daher besteht gegenwärtig ein geringer Bedarf für eine ausgebaute Transportinfrastruktur von Wasserstoff. Wasserstoff wird somit heute nicht auf einem Markt gehandelt. Deshalb sind auch die Preise für Wasserstoff meist nicht öffentlich zugänglich oder bei bilateralen Verträgen nicht im Sinne eines freien öffentlichen Markts verfügbar.

Weiterhin sind die meisten Wasserstoffprojekte integriert geplant, d. h. Erzeugung, Einsatz und Infrastrukturen sind gemeinsam geplant. Zudem erfahren die Projekte umfangreiche Förderungen, welche mögliche Preisinformation stark verzerren. Allerdings gibt es Marktanbieter, die regelmäßige Kostenbewertungen vornehmen.

Werden Studien zu Wasserstoffkosten und deren künftige Entwicklung analysiert so fällt auf, dass in vielen Studien nur die reinen Herstellkosten ohne Steuern und

Abgaben ausgewiesen werden. Weiterhin werden dabei oftmals keine Gewinnaufschläge, Versicherungskosten, FuE-Kosten, oder Vertriebskosten etc. berücksichtigt. Allerdings funktioniert eine Wirtschaft bzw. ein Markt nicht auf der Basis von Herstellkosten. Die Analyse anderer Energiemärkte wie die Öl- und Gasmärkte zeigt, dass die Importpreise auch durch ganz andere Faktoren wie Knappheiten oder strategischem Verhalten wesentlich geprägt sind und oftmals weit über den Explorations- und Transportkosten liegen, z.B. bei Gas und Erdöl heute ca. mit einem Faktor von drei.

Eine ökonomische Bewertung von Wasserstoff- und Derivatimporten muss deshalb über die reine Analyse der Herstellkosten hinausgehen. Einige Ansätze existieren, um Marktpreise zu prognostizieren, sie basieren aber i.d.R. auf der Annahme von vollkommenen Märkten auf der Basis der Grenzkostenpreisbildung. Diese dürften sich für Wasserstoff aber erst nach 2035/40 in größerem Umfang herausbilden.

Derzeit befindet sich der Markt erst im Aufbau. Angeregt durch staatliche Maßnahmen wie Auktionen oder direkte Projektförderung wird der Markt aufgebaut. Bilaterale Verträge mit längerfristigen Produktions- und Abnahmevereinbarungen dürften in den nächsten Jahren dominieren. Regionale Schwerpunkte werden durch den Aufbau erster Transportinfrastrukturen, insbesondere Umwidmung bestehender Erdgas-Pipelines vorgegeben. Diese verorten sich ab dem Jahre 2030, da erst ab diesem Zeitpunkt voraussichtlich relevante Produktionsmengen zur Verfügung stehen werden. Erste Langstrecken-Pipelineverbindungen auf dem europäischen Kontinent könnten dann entstehen. Evtl. könnte es sein, dass zu diesem Zeitpunkt eine begrenzte Menge an Anbietern einer größeren Menge an Nachfragern gegenübersteht (angebotsseitiges Oligopol oder auch »Seller's Market«). Die Anbieter haben in diesem Fall eine größere Marktmacht und können die Preise weitestgehend festlegen, da die Nachfrager gerade am Anfang zum großen Teil der sogenannten »No regret«-Gruppe angehören und keine großen Alternativen haben.

Für einen Übergang von Kosten- zu Preisberechnungen existieren erste Analysen (siehe z.B. Wietschel et al. 2024), die allerdings auf vollkommenen Wettbewerbsmärkten und einer Preisbildung auf Grenzkostenbasis basieren. Da dies erst deutlich nach 2030/35 der Fall sein wird, wird für die hier durchgeführten Analysen auf eine Preismodellierung verzichtet und mit durchschnittlichen Kostenbandbreiten als Proxy gearbeitet, wohlwissend, dass damit die möglichen Marktpreise unterschätzt werden.

4. Anwendungsspezifische Bezugskosten

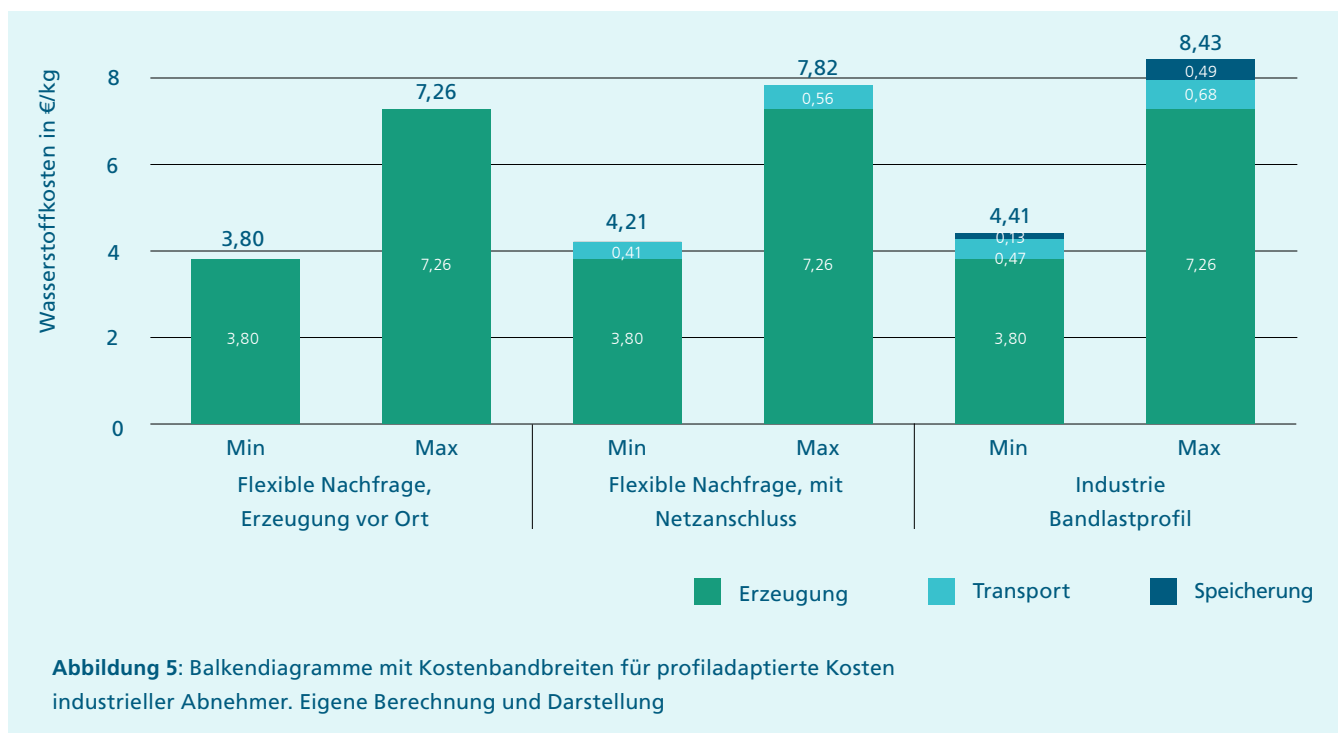
Im Folgenden werden sämtliche Kosten ermittelt, die anfallen, um den Wasserstoff entsprechend den Anforderungen der jeweiligen Anwendung bereitzustellen, einschließlich dem Transport und der Speicherung zum Erreichen der spezifischen Volllaststunden der Anwendung. Es handelt sich somit um anwendungsfallspezifische Wasserstoffbezugskosten, die häufig auch als Levelized Cost of Delivered Hydrogen (LCODH) bezeichnet werden.

Abbildung 5 stellt das Ergebnis der Berechnung für verschiedene Abnehmer der Industrie dar. Bezüglich der Erzeugungskosten liegen die Analysen im Range von anderen aktuellen Studien (siehe die Auswertung verschiedener Studien in EWI & BET 2025, ohne extreme Wert nach oben oder unten abzubilden. Zu den

Transport- und Speicherkosten gibt es bisher kaum vergleichbare Studien, welche diese für verschiedene Anwendungsfälle berechnet haben.

Die Ergebnisse zeigen, dass es keine einheitlichen Kosten für Wasserstoff für verschiedene Anwendungsfälle gibt, so wie es auch nicht einen einheitlichen Strompreis für alle Endkunden gibt: Die Bezugskosten für Wasserstoff hängen von einer Reihe von Faktoren ab. Der für die Unterschiede ausschlaggebendste Faktor ist dabei das Profil der Nachfrage.

Bezüglich der Wasserstoffkosten ist das Konzept »Integriert & flexibel« (flexible Wasserstoffnachfrage ohne Anschluss an das Wasserstoffnetz, siehe hierzu die ausführliche Darstellung in Kapitel 2.1) zumindest dann die



günstigste Variante, wenn vor Ort günstiger Grünstrom verfügbar ist. Es entstehen nur Kosten für die Wasserstoffherzeugung, während Kosten für Transport und Speicherung entfallen.

Die Variante »Flexible Industrie mit Netz« ist ähnlich konzipiert, allerdings wird der Wasserstoff an einem anderen Ort erzeugt und zum Einsatzort transportiert. Es erfolgt aber keine Speicherung. Auch in diesem Konzept wird die Flexibilität des Industrieprozesses genutzt. Die Kosten der Wasserstoffversorgung setzen sich daher aus den Kosten für Erzeugung und Transport zusammen. Sowohl für die Einspeisung als auch die Ausspeisung ist in den Rechnungen eine jährliche Kapazitätsbuchung unterstellt. Wasserstoffproduzenten und -nutzer zahlen also entsprechend dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Hochlaufentgelt 25 €/kWh/h/a, und legen diese auf ihre Vollbenutzungsstunden um. In den im Abschnitt 3.2 vorgestellten Berechnungen zur Elektrolyse wurden zwischen 3.482 und 4.746 Volllaststunden erreicht. Folgt die Wasserstoffnutzung der Erzeugung vollständig, ergeben sich durch die Netzentgelte spezifische Kosten von 0,41 bis 0,56 €/kg.

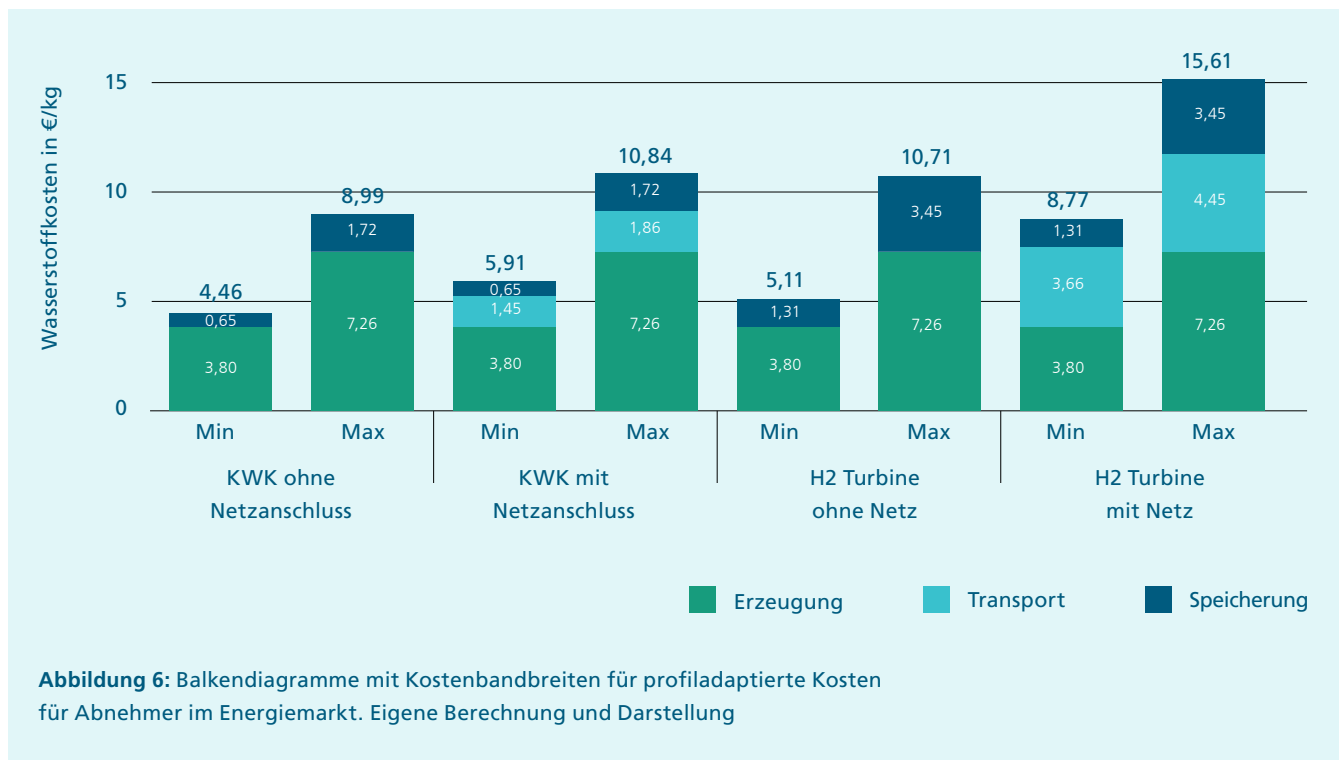
Das Konzept einer Versorgung aus der Ferne ohne Zwischenspeicherung kann sinnvoll sein, wenn Wasserstoff vor Ort entweder nicht erzeugt werden kann oder Wasserstoff von anderer Stelle so viel günstiger beschafft werden kann, dass sich der Transport lohnt. Weiterhin könnten sich diese beiden ersten Konzepte hinsichtlich der Versorgungssicherheit unterscheiden. Wenn die unterstellte Pipelineversorgung entsprechend resilient ausgelegt ist, ist sie im zweiten Konzept höher. Um einen temporären Ausfall der Erzeugung auszugleichen, müssten allerdings gespeicherte Wasserstoffmengen oder freie Kapazitäten auf der Erzeugungsseite vorhanden sein.

Die dritte exemplarische Variante des Wasserstoffeinsatzes ist ein industrielles Bandlastprofil mit unflexibler Nachfrage. Die spezifischen Netzentgeltzahlungen für Elektrolyse ändern sich gegenüber dem zweiten Fall nicht. Auf der Seite der Ausspeisung werden die gleichen Gesamtkosten aber auf mehr Vollbenutzungsstunden umgelegt; die gleiche Anschlussleistung wird höher ausgenutzt, die spezifischen Kosten je Kilogramm Wasserstoff sinken somit zunächst. Dieser Effekt wird aber überkompensiert, da bei der nun erforderlichen Ein- und Ausspeisung in Speicher ebenfalls Netzentgelte anfallen. Dies betrifft in diesem Fall je nach Auslastung des Elektrolyseurs 41 bis 56 Prozent des genutzten Wasserstoffs. Im minimalen Fall wird für Speicher ein Netzentgelt-rabatt von 30 Prozent angenommen, der im maximalen Fall nicht gewährt wird. Somit ergeben sich in Summe Kosten für den Transport von 0,47 bis 0,68 €/kg.

Für die eigentlichen Kosten der Speicherung des Wasserstoffs in Kavernen wird auf EWI (2024) zurückgegriffen und die Bandbreiten der dort berechneten Levelized Cost of Storage (LCOS) verwendet (siehe Kapitel 3.4). Für eine industrielle Bandlastnachfrage wird dabei angenommen, dass die Speicher vier Zyklen pro Jahr erreichen. Somit ergeben sich für den gespeicherten Wasserstoff Kosten 0,33 bis 0,86 €/kg. Erreicht die Elektrolyse hohe Volllaststunden (hier angenommen: 4.746 h/a), müssen nur 41 Prozent des Wasserstoffs zwischengespeichert werden, für die niedrigere Auslastung (3.482 h/a) sind es 56 Prozent. Für den im Schnitt genutzten Wasserstoff fällt der Kostenbestandteil für Speicherung somit mit 0,13 bis 0,46 €/kg geringer aus.

Die Kosten für eine durchgängige Versorgung fallen naturgemäß höher aus als für eine Versorgung ohne Anspruch an das Profil, also mit geringer Versorgungssicherheit. Insgesamt betragen die zusätzlichen Kosten durch Infrastrukturen aber maximal 16 Prozent. Welche Variante insgesamt günstiger ist, hängt von vielen Faktoren ab. Dabei muss abgewogen werden zwischen den Kosten für Flexibilität auf der Nachfrageseite, also in der Industrieanlage, und den Kosten für die Bereitstellung der Flexibilität bzw. Versorgungssicherheit aus dem Wasserstoffsystem.

Für Kraftwerke sind die Kostenbestandteile für Infrastrukturen im Vergleich zur Industrie bedeutsamer, wie Abbildung 6 zeigt. Dies liegt zum einen daran, dass Wasserstoffrückverstromung im Regelfall nur in Stunden stattfinden wird, in denen keine Erzeugung von grünem Wasserstoff erfolgt. Der gesamte Wasserstoff muss daher zwischengespeichert werden. Die Kosten der Speicherung hängen stark davon ab, wie viele Zyklen die Speicher pro Jahr durchlaufen (siehe Abschnitt 3.4). Fixkosten machen den Großteil der Kosten aus, sodass eine Verdopplung der Zyklen die Kosten annähernd halbiert. Die für Kraftwerke relevante Zyklenzahl hängt von deren Fahrweise ab. In Szenariomodellierungen, u. a. den Langfristszenarien des Bundeswirtschaftsministeriums, werden viele Spitzenlastkraftwerke oftmals nur für 500 Stunden oder weniger im Jahr genutzt, stark konzentriert auf die Wintermonate. Zumindest für dieses stark saisonale Profil ist bei den Kavernenspeichern nur ein Zyklus pro Jahr möglich, was mit vergleichsweise hohen Kosten einhergeht. Die Kosten für Speicherung liegen mit den hier unterstellten Annahmen bei 0,65 bis 3,45 €/kg. Diese Kosten betreffen sowohl Kraftwerke mit Netzanschluss als auch reine Speicherkraftwerke ohne Netzanschluss, die direkt am Speicherstandort mit einem eigenen Elektrolyseur zur Wasserstoffproduktion gebaut und betrieben werden.



Kraftwerke mit Netzanschluss müssen zusätzlich Netzentgelte zahlen. Da diese leistungsbezogen sind und auf wenige Stunden umgelegt werden müssen (hier unterstellt sind 500 Stunden), entstehen auch hier hohe spezifische Kosten. Im Gegensatz zu Speicherkraftwerken ohne Netzanschluss, die keine Netzentgelte zahlen, müssen hier entsprechend der aktuellen Regulierung viermal Netzentgelte entrichtet werden (Auspeisung Elektrolyse, Einspeisung in die Speicher, Auspeisung aus den Speichern und die Auspeisung zu den Kraftwerken). Die Vorkette aus Erzeugung und Speicherung wird ihre Netzentgelte an die Endkund:innen weitergeben. Die Kosten für den Transport liegen im Minimalfall bei 1,01 €/kg für KWK-Anlagen, im Maximalfall bei 4,45 €/kg für H₂-Turbinen. Theoretisch ermöglicht der Netzanschluss zwar die Nutzung von günstigerem Wasserstoff aus besseren Produktionsstandorten; durch die einheitliche Gebotszone unterscheiden sich Kostenfaktoren in Deutschland aber heute nicht ansatzweise in der erforderlichen Größenordnung. Auch mögliche Kostenvorteile durch Import werden zumindest für H₂-Turbinen nicht die Netzkosten von 4 bis 4,45 €/kg aufwiegen können. Das gleiche Problem zeigt sich in abgemilderter Form auch bei KWK-Anlagen. Für diese sind hier 2.500 Volllaststunden unterstellt, was die spezifischen Kosten aus zwei Gründen reduziert: Zum einen werden Netzentgelte auf mehr Betriebsstunden umgelegt. Dieser Effekt wird dadurch leicht gemindert, dass für diese weniger saisonale Fahrweise vermutlich keine unterjährigen Produkte

gewählt werden, sondern eine durchgängige Buchung der Wasserstoffnetzkapazität erfolgen würde. Zum anderen erlaubt der häufigere Einsatz aber auch eine flexiblere Nutzung der Speicher, für die hier mindestens zwei Zyklen angenommen wurden. In Summe führen diese beiden Effekte zu deutlich geringeren spezifischen Kosten für den Wasserstoffbezug. Zu beachten ist dabei allerdings, dass es sehr kostspielig ist, Wasserstoffkraftwerke in der Mittellast einzusetzen. Ein Kraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 500 MW_{el}, bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 45 Prozent würde bei 2.500 Vollbenutzungsstunden 83.300 t Wasserstoff benötigen. In den oben berechneten Kostenbandbreiten ergäben sich damit Kosten von 371 bis 860 Mio. €/a. Der Wasserstoffbedarf für KWK ist spezifisch günstiger, die Gesamtbrennstoffkosten sind durch den höheren Bedarf aber deutlich größer als bei Spitzenlastkraftwerken.

Insgesamt zeigt sich, dass die Kosten für Infrastrukturen besonders bei Kraftwerken einen großen Teil der Endabnehmerkosten ausmachen: Sie bedeuten für KWK einen Aufschlag gegenüber den reinen Erzeugungskosten von 17 bis 44 Prozent, bei H₂-Turbinen mit 500 Volllaststunden von 34 bis 131 Prozent. Dass der Netzanschluss dabei einen so großen Anteil ausmacht, ist insofern problematisch, als dass dieser nicht ohne Alternative ist. Fallen Kraftwerke aber als Ankerkunden des Wasserstoffnetzes aus, ist dessen Topologie nicht angemessen und das Finanzierungsmodell gefährdet.

5. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Der Markthochlauf von grünem Wasserstoff wird aktuell durch hohe Kosten und Unsicherheiten bezüglich deren zukünftiger Entwicklung gebremst. Während viele Studien die reinen Produktionskosten und ihre potenzielle Entwicklung in der Zukunft analysieren, werden in der vorliegenden Analyse auch die Vollkosten ohne Steuern und Abgaben der Versorgung für bestimmte Anwendungen betrachtet. Hierbei sind zusätzlich vor allem die Kosten für Transport und Speicherung zu berücksichtigen. Diese hängen stark von den jeweiligen Nachfrageprofilen ab, weshalb verschiedene relevante Anwendungsfälle in der Industrie und der Stromerzeugung herausgearbeitet wurden. Für diese wurden die jeweiligen Wasserstoffbezugskosten für das Jahr 2035 in Deutschland analysiert. Da bezüglich der Entwicklung der einzelnen Kostenbestandteile noch größere Unsicherheiten existieren, wurden dabei Bandbreiten aufgezeigt.

Die wesentlichen Ergebnisse werden im Folgenden zusammengefasst und Schlussfolgerungen abgeleitet.

Die Erzeugung von grünem Wasserstoff wird auch mittelfristig (bis 2035) recht teuer bleiben.

Maßgebliche Kostentreiber sind Strombezugskosten und Investitionen in die Elektrolyseure. Für die heimische Produktion in Deutschland wird ein Kostenkorridor von 3,8 €/kg (Best-Case) bis 7,3 €/kg (pessimistischere Annahmen) berechnet. Allerdings ist davon auszugehen, dass bei der oberen Bandbreite des Kostenkorridors derartige Anlagen nicht gebaut werden. Es zeigt sich über die Szenarienanalyse, dass durch Optimierungsstrategien die durchschnittlichen Erzeugungskosten signifikant gesenkt werden können: Eine flexible Zukaufmöglichkeit über den Spotmarkt (bei Strompreisen unter 20 €/

MWh) ermöglicht eine Reduktion der durchschnittlichen H₂-Erzeugungskosten um etwa 8 Prozent, während Portfolio-Effekte (Bündelung von Wind- und PV-Standorten) eine Einsparung von rund 15 Prozent bewirken und um 50 Prozent reduzierte spezifische Investitionen verbunden mit einem höheren Wirkungsgrad 19 Prozent Reduktion ergeben. Im Best-Case, der diese Strategien mit technologischem Fortschritt vereint, können die Kosten um bis zu 36 Prozent gesenkt werden.

Der Import von Wasserstoff aus weit entfernten Regionen wird in den nächsten Jahren hauptsächlich über Wasserstoffderivate erfolgen, die dann wieder in Wasserstoff rückumgewandelt werden müssten; möglicherweise ist jedoch die Nutzung der Derivate selbst in vielen Fällen attraktiver⁴. Die analysierten Importkosten über Schiffstransport zeigen, dass diese im Jahr 2035 in einer ähnlichen oder sogar leicht höheren Bandbreite liegen wie die Erzeugungskosten in Deutschland an günstigen Standorten.

Künftig werden neben Kostenanalysen auch Analysen zur marktlichen Preisbildung benötigt, die derzeit kaum sachgerecht durchgeführt werden können.

Die oben ausgewiesenen Kosten beziehen sich auf einzelne, im Jahr 2035 errichtete Anlagen und Versorgungspfade und sind keine Marktpreisprognosen. Wasserstoff ist heute noch keine Commodity die in relevantem Umfang an echten Märkten gehandelt wird; die künftige Preisbildung in den sich erst herausbildenden Märkten ist sehr ungewiss. Die oftmals und auch hier durchgeführte Analyse von Herstellungs- und Wasserstoffbezugskosten dürfte künftige Marktpreise bis 2035 eventuell deutlich unterschätzen, u.a. wegen Knappheiten und

⁴ Die direkte Nutzung der Derivate ist in vielen Fällen energetisch und ökonomisch attraktiver als eine Rückumwandlung in Wasserstoff. Letztere wird primär dann relevant, wenn im Hochlauf der großskaligen Produktion oder der Transportinfrastruktur in Deutschland (lokal) H₂-Knappheit entsteht.

Marktrisiken sowie Oligopolmärkten. Von staatlicher Seite sind erste Instrumente in Form von Auktionen etabliert worden, die es weiterzuentwickeln gilt.

Bei den Kosten einer Wasserstoffbereitstellung machen Infrastrukturen für Transport und Speicherung, einen bedeutenden Teil der Endkundenpreise aus.

Wasserstoffend Anwendungen müssen die Kosten der vorgelagerten Infrastrukturen mittragen. Je niedriger die Jahresvollbenutzungsstunden der Anwendungen und je höher der Anteil des zuvor zwischengespeicherten Wasserstoffs, desto stärker schlagen leistungsbezogene Netzentgelte und Speicherkosten auf die Wasserstoffbezugskosten durch. Spitzenlast und saisonale Anwendungen (z. B. Kraftwerke) zahlen dadurch pro kg H₂ deutlich mehr für Infrastrukturen als eher bandlastige Industrieanfragen, welche die erforderlichen Infrastrukturen höher auslasten können. Der Aufschlag für die Nutzung der Infrastrukturen auf die reinen Produktionskosten liegt für den Einsatz in der Industrie zwischen 8 und 16 Prozent, für KWK-Anlagen bei 17 bis 44 Prozent und für Wasserstoffturbinen bei 34 bis 131 Prozent. Die Infrastrukturkosten sollten deshalb in künftigen Analysen stärker berücksichtigt werden.

Die Kosten von Wasserstoff für Kraftwerke sind so hoch, dass zweifelhaft ist, dass Kraftwerke mit Netzanschluss im bestehenden System marktläh betrieben werden können.

Bei einer Wasserstoffturbine zur Stromerzeugung sind die Kosten für Transport und Speicherung höher als Wasserstoffproduktionskosten, was zu spezifischen Wasserstoffbezugskosten von 8,8 bis 15,2 €/kg (bzw. 265 bis 460 €/MWh) führt. Ein rein marktbasierter Betrieb im Energy-Only-Markt (d.h. nur über den produzierten Strom finanziert) erscheint für Wasserstoffkraftwerke mit derart hohen spezifischen Kosten derzeit schwer vorstellbar. Es stellt sich die Frage, ob alternative Optionen Spitzenlaststrom nicht günstiger bereitstellen können; denkbar sind unter anderem Wasserstoffkraftwerke ohne Netzanschluss oder Kraftwerke, die andere Brennstoffe nutzen, wie z.B. regenerativ erzeugtes Methanol. Onsite-Lösungen mit Wasserstoffproduktion und Abnahme lokal an Standorten mit günstigem erneuerbarem Strom können Infrastrukturkosten teilweise umgehen; sie sind aber zum einen standortabhängig, da sie günstige Erneuerbare Potenziale benötigen, zum anderen erfordern sie, dass die Anwendung sehr flexibel gefahren werden kann.

Um dem Wasserstoffhochlauf wieder in Gang zu bringen, muss die Wirtschaftlichkeit der möglichen Anwendungen genau analysiert und der regulatorische Rahmen und Förderinstrumente anwendungsspezifisch darauf abgestimmt werden.

Das Beispiel der Wasserstoffturbinen zeigt: Die Ausgestaltung von Netzentgelten und Speicherregeln entscheidet maßgeblich darüber, welche Anwendungsfelder wirtschaftlich mit Wasserstoff arbeiten können. Fallen bestimmte Anwendungen wie beispielsweise Kraftwerke aus, stellt dies wiederum ein substantielles Problem für Finanzierung der Infrastrukturen dar.

Der Bau einer europäischen Transport-Pipelinennetzes ist grundsätzlich sinnvoll, muss aber sehr genau an den Bedarf angepasst sein.

Die Entwicklung der künftigen Wasserstoffpreise ist weiterhin durch große Unsicherheiten geprägt, was dazu führt, dass die künftige Nachfrage auch unsicher ist. Der politische Wille zur Förderung auch über längere Zeiträume ist dabei einer der wichtigsten Parameter, ohne den zumindest mittelfristig kein Wasserstoffprojekt bestehen kann. Es besteht eine wechselseitige Abhängigkeit: Bestimmte Wasserstoffanwendungen und Versorgungsoptionen sind auf Infrastrukturen angewiesen, gleichsam sind aber die Infrastrukturen auf einen erfolgreichen Wasserstoffhochlauf angewiesen. Die Pipeline- und Speicherinfrastruktur muss daher genauer als bisher an künftigen Bedarfen ausgerichtet sein und sich auf die Versorgung relevanter Anwendungsfelder konzentrieren. Wird dies beachtet, erscheint das verbleibende volkswirtschaftliche Risiko im Vergleich zu anderen Investitionen in Energieinfrastrukturen vertretbar.

Industrieunternehmen brauchen Preisabsicherungsstrategien statt Punktprognosen.

Für die Industrie sollte der Fokus weniger auf einem »best guess«-Preis für 2030 oder 2035 liegen, sondern auf Bandbreiten, Risikoanalyse und Hedging-Strategien (Vertragsdauern, Indexierung, Diversifikation von Bezugsquellen, optional Onsite-Kapazitäten), da strukturelle Unsicherheit auch bei guter Politikgestaltung bleiben wird. Politische Instrumente zur Flankierung des Hochlaufs müssen beim Management dieser Unsicherheit unterstützen, gleichzeitig aber Effizienz anreizen.

Literatur

Agora Energiewende (2018): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Jahresauswertung_2018/125_Agora-JAW-2018_WEB.pdf. Abgerufen am 19.02.2026

Ariadne (2021). Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Ariadne-Report. https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222_corr0524.pdf. Abgerufen am 19.02.2026

Aures (2021): Breitschopf, B. et al. Renewable energy financing conditions in Europe: Survey and impact analysis. <https://doi.org/10.24406/publica-fhg-301122>. Abgerufen am 19.02.2026

BMWE (2025a): Klimaneutral werden – wettbewerbsfähig bleiben. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/klimaneutral-werden-wettbewerbsfaehig-bleiben.pdf?__blob=publicationFile&v=26. Abgerufen am 19.02.2026

BMWE (2025b): Aktionsplan Gebotszone – Gemäß Art. 15 Verordnung EU 2019/943. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/aktionsplan-gebotszone-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Abgerufen am 19.02.2026

Bühler, L.; Möst, D. (2024): Derivation of One-and Two-Factor Experience Curves for Electrolysis Technologies (May 31, 2024). Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=4861183>. Abgerufen am 19.02.2026

Bundesnetzagentur (2025): Bundesnetzagentur legt Hochlaufentgelt für das Wasserstoff-Kernnetz fest. <https://bundesnetzagentur.de/1065986>. Abgerufen am 19.02.2025

Bundesnetzagentur (2025b): Wasserstoff Kernnetz. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>. Abgerufen am 19.02.2026

Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.html>. Abgerufen am 19.02.2026

Brealey, R.; Myers, A.; Stewart, C.; Allen, F. (Eds.) (2020): Principles of corporate finance. Thirteenth edition. New York NY: McGraw-Hill Education.

Damodaran, A. (2023a): Country Risk: Determinants, Measures and Implications – The 2023 Edition.

Damodaran, A. (2023b): Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications - The 2023 Edition.

Damodaran, A. (2026a): Country Default Spreads and Risk Premiums. NYU Stern. https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html. Abgerufen am 19.04.2026

Damodaran, A. (2026b): Betas by Sector (US). NYU Stern. https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html. Abgerufen am 19.04.2026

DENA (2024): Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland. Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.). <https://www.dena.de/infocenter/aufbau-und-finanzierung-von-wasserstoffspeichern-in-deutschland/>. Abgerufen am 19.02.2026

Egli, F.; Schneider, Fl.; Leonard, A.; Halloran, C.; Salmon, N.; Schmidt, T.; Hirmer, St. (2025): Mapping the cost

- competitiveness of African green hydrogen imports to Europe. In Nat Energy. DOI: 10.1038/s41560-025-01768-y.
- ENTSO-E (2025): Bidding Zone Review of the 2025 Target Year. European Network of Transmission System Operators for Electricity. https://www.entsoe.eu/documents/nc/NC%20CACM/BZR/2025/Bidding_Zone_Review_of_the_2025_Target_Year.pdf. Abgerufen am 19.02.2026
- EU (2025): IF24 Auction - Awarded projects, https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/calls-proposals/if24-auction_en. Abgerufen am 19.02.2026
- EWI (2024): Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern – Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf. Abgerufen am 19.02.2026
- EWI & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=20. Abgerufen am 20.02.2026
- FfE (2025): Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht. Diskussionspapier FfE. https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/07/Discussion_Paper-Investitionskosten_Elektrolyse-2.pdf. Abgerufen am 19.02.2026
- FNB Gas (2025): Wasserstoff-Kernnetz. <https://fnb-gas.de/wasserstofftransport/wasserstoff-kernnetz/>. Abgerufen am 19.02.2026
- Fraunhofer ISE (2024): MPapWP – Hochtemperatur-Wärmepumpen für die Papierindustrie. Fraunhofer ISE. <https://edocs.tib.eu/files/e01fb24/1903451027.pdf>. Abgerufen am 19.02.2026
- Fraunhofer ISI et al. (2015): Electricity Costs of Energy Intensive Industries – An International Comparison. Fraunhofer ISI, ECOFYS. <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Electricity-Costs-of-Energy-Intensive-Industries.pdf>. Abgerufen am 19.02.2026
- Frischmuth, F.; Berghoff, M.; Braun, M.; Härtel, P. (2024): Quantifying seasonal hydrogen storage demands under cost and market uptake uncertainties in energy system transformation pathways. In Applied Energy, Volume 375
- Gerhard, M., Rüsch, T., Sandhövel, A. (Hg.), (2015). Finanzierung Erneuerbarer Energien, 2nd ed. Frankfurt-School-Verlag, Frankfurt am Main, XXIX.
- Grave, K., Hazrat, M., Boeve, S., Blücher, F., Bourgault, C., Breitschopf, B.; Friedrichsen, N., Arens, M., Aydemir, A., Pudlik, M., Duscha, V., Ordonez, J., Lutz, C., Großmann, A., Flaute, M.: Electricity costs of energy intensive industries. Fraunhofer-Gesellschaft. <https://doi.org/10.24406/publica-fhg-297725>. Abgerufen am 19.02.2026
- Holst, M.; Aschbrenner, S.; Smolinka, T.; Voglstätter, Ch.; Grimm, G.: (2021): Cost forecast for low-temperature electrolysis. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg.
- Hübner, T. Guminski, A.; von Roon, S.; Rouyre, E. (2020): Energiewende in der Industrie Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor Flexibilitätssteckbrief der Zementindustrie, Navigant, Ffe
- Hydrogen Insight (2025): Cost halved in two years | Amazingly low electrolyser prices among winning bids at Chinese green hydrogen auction. <https://www.hydrogeninsight.com/electrolysers/costs-halved-in-two-years-amazingly-low-electrolyser-prices-among-winning-bids-at-chinese-green-hydrogen-auction/2-1-1795630>. Abgerufen am 19.02.2026
- IEA (2019): The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities, Report prepared by the IEA for the G20, Japan. International Energy Agency. Paris. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Abgerufen am 19.02.2026
- IEA (2025): Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database, IEA, Paris. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>, Licence: CC BY 4.0. Abgerufen am 19.02.2026
- Ikäheimo, Jussi; Kiviluoma, Juha; Weiss, Robert; Holttinen, Hannele (2018): Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system. In International Journal of Hydrogen Energy 43 (36), pp. 17295–17308. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.06.121.
- Jansen, Lukas (2026): Global WACC Calculator. <https://websites.fraunhofer.de/global-wacc/>

- Johnson Matthey, KBR, Thyssenkrupp Uhde, Duiker, Proton Ventures, Casale (2023): Converting clean ammonia back into hydrogen. Nitrogen+Syngas (Issue 383). https://www.bcinsight.crugroup.com/wp-content/uploads/sites/7/2024/11/NS_383.pdf. Abgerufen am 19.02.2026
- Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (Hg.) (2024): Flexibilisierung elektrifizierter Industrieprozesse – Eine Analyse der technischen und ökonomischen Herausforderungen aus Unternehmens- und Systemperspektive, 1. Aufl., Cottbus.
- Lopez, G., Galimova, T., Fasihi, M., Bogdanov, D., Breyer, C. (2023): Towards defossilised steel: Supply chain options for a green european steel industry. Energy 273, 127236 (2023). <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127236>. Abgerufen am 19.02.2026
- Matthes, F.; Brauer, J. (2025): Wasserstoff-Erzeugungskosten – Determinanten, Stand und Perspektiven; Öko-Institut, Deloitte Sustainability & Climate GmbH. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Matthes_Brauer-Wasserstoff-Erzeugungskosten.pdf. Abgerufen am 19.02.2026
- Monopolkommission (2021): Energie 2021: Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen 8. Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG 2021). https://monopolkommission.de/images/PDF/SG/8sg_energie_volltext.pdf. Abgerufen am 19.02.2026
- Nationaler Wasserstoffrat (2024): Wasserstoffhochlauf in Gefahr – Sofortmaßnahmen dringend erforderlich. Stellungnahmen des Nationalen Wasserstoffrat. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-06-21_NWR-Stellungnahme_H2-Hochlauf_in_Gefahr.pdf. Abgerufen am 19.02.2026
- Navigant et al. (2019): Energiewende in der Industrie Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor Flexibilitätssteckbrief der Zementindustrie. Navigant, IER Universität Stuttgart, FFE, BBG und Partner.
- Öko-Institut (2021): Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland. Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Die-Wasserstoffstrategie-2-0-fuer-DE.pdf>. Abgerufen am 19.02.2026
- Pfennig, M.; Böttger, D.; Häckner, B.; Geiger, D.; Zink, Ch.; Bisevic, A.; Jansen, L. (2023): Global GIS-based potential analysis and cost assessment of Power-to-X fuels in 2050. In Applied Energy 347, p. 121289. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121289.
- Pfennig, M.; Jansen, L.; Häckner, B.; Frischmuth, F.; Harms, Y.; Damm, N. et al. (2025): Dekarbonisierung Verkehr - Rückkopplung Energiesystem - global bis regional: DeV-KopSys-2 - Robuste Wege zur Erreichbarkeit der Klimaziele des Verkehrs in Rückkopplung mit dem Energiesystem - global bis regional. DOI: 10.34657/26177.
- Pfluger, B.; Oberle, S.; Manz, P.; Fritz, M. (2024): Heizen mit Wasserstoff – Aufwand und Kosten für Haushalte anhand aktueller Daten und Prognosen. Kurzgutachten im Auftrag von Gaswende und Greenpeace. https://www.greenpeace.de/publikationen/251014_Studie_Heizen_mit_Wasserstoff_20251013.pdf. Abgerufen am 19.02.2026
- Pfluger, B.; et al. (2025): Hintergrundscenarien zur Festlegung des Hochlaufentgelts im Wasserstoff-Kernnetz. Fraunhofer IEG, Fraunhofer ISI. <https://publica.fraunhofer.de/bitstreams/29abeba8-6422-44ff-8f43-6f94f31e5f59/download>. Abgerufen am 19.02.2026
- Reul, J.; Mpinga, L.; Graul, H.; Häckner, B.; Fetkötter, J.; Zink, C. et al. (2025): Renewable Ammonia: Kenya's Business Case. With assistance of Fraunhofer IEE, Strathmore University. H2Global Foundation. <https://doi.org/10.24406/publica-4688>. Abgerufen am 19.02.2026
- Schöttl, P.; Wittstadt, U.; Flur, Th. (2023): Schlussbericht Mikroprojekt MPapWP – Hochtemperatur-Wärmepumpen für die Papierindustrie, 2023, Fraunhofer ISE
- Shafiee, R.; Schrag, D. (2024): Carbon abatement costs of green hydrogen across end-use sectors. In: Joule 8 (12), S. 3281–3289. DOI: 10.1016/j.joule.2024.09.003.
- SMS Group (2025): Das erste klimaneutrale Stahlwerk der Welt. <https://www.sms-group.com/de-de/anlagen/projekte/stegra>. Abgerufen am 19.02.2026
- Wietschel, M.; et al. (2024): HYPAT Abschlussbericht. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (ed.). <https://hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HYPAT-Abschlussbericht.pdf>. Abgerufen am 19.02.2026
- Topsoe (2023): Efficient and proven ammonia cracking at scale. Nitrogen+Syngas (Issue 385). <https://www.bcinsight.crugroup.com/2023/09/30/efficient-and-proven-ammonia-cracking-at-scale/>. Abgerufen am 19.02.2026