

Berlin, 5. November 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Fakten und Argumente

Kosten von Wasserstoff durch rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

Kostenfaktoren und Minderungspotenziale der Gestehungskosten

Versionsnummer: 1.0

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Vorbemerkung.....	3
2	Erfassung aktueller Auswirkungen auf Gestehungskosten	4
	2.1 Aktuelle, konkrete Kostenfaktoren	4
	2.2 Aktuelle durch Bürokratie oder ungenutztes Potenzial entstehende Kostenfaktoren	5
3	Erfassung zukünftiger Auswirkungen auf Gestehungskosten	5
4	Fazit	8
5	Anhang.....	10

1 Vorbemerkung

Im vorliegenden Papier werden aktuell vorhandene sowie absehbar entstehende Kostenfaktoren der Wasserstoffgestehung aufgeführt, die aus rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen resultieren. Das Papier zeigt auf, wie die Rahmenbedingungen die Kostenstruktur beeinflussen und sich im Wasserstoffmarkt und auf die Wettbewerbsfähigkeit von hierzulande erzeugtem Wasserstoff im europäischen und internationalen Vergleich auswirken können.

Wasserstoff wird eine Schlüsselrolle in der Dekarbonisierung von Industrie und Energiewirtschaft spielen – nicht nur als dekarbonisiertes Molekül für Prozesse und Erzeugung, sondern auch mit seiner Systemfunktion, indem Wasserstoff Erneuerbare Energien speicherbar und damit verlässlich nutzbar macht. Derzeit befindet sich der Wasserstoffhochlauf jedoch noch in seiner initialen Phase, das heißt sowohl die notwendige Infrastruktur als auch der Markt selbst mit hinreichendem Angebot und Nachfrage müssen erst noch aufgebaut werden. In dieser initialen Hochlaufphase bedarf der Mengenhochlauf selbst einer Anschubförderung.

Die Förderung durch Haushaltsmittel kann, insbesondere vor dem Hintergrund des notwendigen kosteneffizienten Mitteleinsatzes, nur ein Baustein in der Aufbauphase sein. Zu bedenken ist, dass die Erzeugung von Wasserstoff zukünftig durch die Überregulierung mit immensen zusätzlichen Kosten belastet wird. Da der Markthochlauf von Wasserstoff mit einem Förderbedarf einhergeht, kann aus haushälterischer Sicht ein Abbau der aktuellen sowie absehbaren Kostenfaktoren für die Bundesregierung zielführend sein, um die Zahlungslücke zwischen Angebot und Nachfrage zu verringern. Die Bundesregierung muss daher Investitionssicherheit im Bereich der Erzeugung schaffen und sich für eine kurzfristige Reduktion der Wasserstoffgestehungskosten einsetzen. Dafür müssen die rechtlichen und regulatorischen Restriktionen für kohlenstoffarmen und erneuerbaren Wasserstoff insbesondere in den Delegierten Rechtsakten für RFNBO und Low Carbon Fuels abgebaut werden, um die derzeit daraus resultierende künstliche Verteuerung des Wasserstoffs zu beenden und zugleich den Förderbedarf zu reduzieren. Entscheidend ist dabei ein technologieoffener Ansatz, der sowohl erneuerbaren als auch kohlenstoffarmen Wasserstoff berücksichtigt.

Im Folgenden werden die Kostenfaktoren aufgeteilt nach aktuellen und künftigen bereits einzukalkulierenden Änderungen aufgelistet.

2 Erfassung aktueller Auswirkungen auf Gestehungskosten

2.1 Aktuelle, konkrete Kostenfaktoren

- **Stromsteuer:**

Nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 entfällt die Stromsteuer bei der Stromverwendung durch Unternehmen des Produzierenden Gewerbes „für die Elektrolyse“, jedoch nicht für sonstige Verbräuche, wie beispielsweise den Betriebsstrom oder Nebenaggregate oder die Kompression für die Netzeinspeisung. Für diese Verbräuche fallen nach § 3 (Steuertarif im Grundsatz) des Stromsteuergesetzes (StromStG) 20,50 €/MWh an. Nach § 9b Abs. 1, 2a fällt bei der Stromverwendung durch Unternehmen des Produzierenden Gewerbes „für betriebliche Zwecke“, also außerhalb des Elektrolyseprozesses eine Stromsteuer in Höhe von 15,37 €/MWh (0,50 €/MWh für 2024 und 2025) an. Dies entspricht ungefähr 0,12 €/kg Wasserstoff (entsprechend Tabelle 1 im Anhang).

- **Baukostenzuschüsse Strom:**

Der Baukostenzuschuss für den Anschluss ans Stromnetz berechnet sich aus dem arithmetischen Mittel des Netzentgelte-Leistungspreises der letzten fünf Jahre und der installierten Leistung. Je nach Standort und Betrieb des Elektrolyseurs können zwischen 0,09 – 0,15 €/kg Wasserstoff anfallen.

- **KWKG- und Offshore-Umlage:**

Für die KWKG- und Offshore-Umlage kann in Summe ein Betrag von 1,093 ct/kWh anfallen. Zwar besteht eine Befreiung nach § 25 EnFG für erneuerbaren Wasserstoff, jedoch besteht eine Unsicherheit darin, wie erneuerbarer Wasserstoff definiert ist und ob diese Befreiung ausschließlich für den Elektrolyse-Stack-Strom oder auch für den Strombedarf der Peripherie gilt. Dies könnte zu einer zusätzlichen Belastung von ca. 0,08 €/kg Wasserstoff (entsprechend Tabelle 1 im Anhang) führen.

- **Konzessionsabgabe:**

Handelt es sich bei den Wasserstofferzeugungsanlagen um Sondervertragskunden zahlen diese eine Konzessionsabgabe im öffentlichen Raum von 0,11 ct/kWh ($\approx 0,06$ €/kg H_2 entsprechend Tabelle 1 im Anhang). Eine vollständige Befreiung nach § 2 Abs. 4 KAV ist zwar möglich, wenn bestimmte Befreiungstatbestände vorliegen, jedoch muss in diesem Fall ein Nachweis durch einen Wirtschaftsprüfer erfolgen.

2.2 Aktuelle durch Bürokratie oder ungenutztes Potenzial entstehende Kostenfaktoren

- **Nationales Nutzen-statt-Abregeln (§ 13k EnWG):**
Durch die meist unattraktive Ausgestaltung der Regelungen für Elektrolyseure bleibt ein Kostensenkungspotenzial durch niedrigere Strompreise ungenutzt. Die Höhe der potenziellen Kostensenkung ist schwierig zu quantifizieren, könnte aber deutlich größer als 1 €/kg Wasserstoff ausfallen.
- **Genehmigungsverfahren:**
Vorbereitung von Genehmigungen und Einhaltung von Vorschriften kosten bei Großprojekten häufig 1 – 3 Mio. €. Die hieraus entstehende Zeitverzögerung von bis zu zwei Jahren kann Zinskosten in Höhe von ca. 5 – 10 % der Investitionsausgaben verursachen. Die Vorgaben des vom Kabinett verabschiedeten Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes setzen hier richtige Impulse, führen jedoch noch nicht zu einer konkreten allumfassenden Kostenminderung. Zudem müssen zwingend Erzeugungsanlagen für kohlenstoffarmen Wasserstoff in das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz mit aufgenommen werden. Dies ermöglicht einen ganzheitlichen Mengenhochlauf und somit die Nutzung der Kostensenkungspotenziale durch Skalierung.

3 Erfassung zukünftiger Auswirkungen auf Gestehungskosten

- **EU-Vorgaben aus DA zu RFNBO-Kriterien – Additionalität und zeitliche Korrelation:**
Die Additionalität erfordert mittels des delegierten Rechtaktes für RFNBOs ab dem Jahr 2028 Investitionen in neue/zusätzliche EE-Kapazitäten, wodurch de facto mehr Kapital aufgewendet werden muss. Dies kann in einigen Fällen zur Verdopplung der Investitionsausgaben pro kg H₂-Ausstoß führen. Ein damit verbundener Effekt ergibt sich aus zusätzlichen Project-on-Project Risiken, insbesondere bei der gleichzeitigen Absicherung der Finanzierung von Elektrolyseuren und Erneuerbaren Energien Anlagen. Diese Risiken lassen sich derzeit aufgrund der großen Diskrepanz zwischen PPA- und Spotmarktpreisen marktlich nicht absichern und führen wiederum durch höhere Risikoaufschläge zu einem zusätzlichen Kostenfaktor.
Außerdem kann durch die Anforderung der zeitlichen Korrelation ab 2030 eine 2 – 5-fach höhere Auslegung von EE-Anlagen oder Elektrolyseuren erforderlich werden, um die angestrebte Wasserstoffproduktion in engen Zeitfenstern zu decken. Die zeitliche Korrelation beschreibt, in welchem Zeitintervall die Wasserstoffproduktion gemäß der Strombezugskriterien des DA RFNBO nachweislich mit der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien übereinstimmen muss. Ab 2030 muss dieser Nachweis stündlich anstatt monatlich erfolgen. Dadurch steigen die Anforderungen an die

Betriebsführung und Flexibilität der Anlagen deutlich. Um die stündliche Korrelation zu gewährleisten, ist eine sehr hohe Überbauung notwendig, d.h., das Verhältnis der Nennleistung des Elektrolyseurs zur Nennleistung der kontrahierten Erneuerbaren Energien ist deutlich größer zwei. Zudem erfordert die stündliche Korrelation eine breite Diversifizierung des PPA-Portfolios über verschiedene erneuerbare Erzeugungsanlagen. Nur so kann in möglichst vielen Stunden eine Wasserstoffproduktion sichergestellt werden, die den Anforderungen des Strombezuges entspricht. Gleichzeitig führt dies aber auch dazu, dass in EE-reichen Stunden projektbezogener Überschussstrom zu dann meist sehr niedrigen Strompreisen am Spotmarkt verkauft werden muss. Hierdurch – auch in Verbindung zum Additionalitätskriterium – erhöhen sich die Bereitstellungskosten pro kg Wasserstoff stark. Hinzu können weitere Kosten für notwendige H₂-Speicherung kommen. Eine Quantifizierung ist abhängig von einer Vielzahl von Faktoren, u.a. ob und zu welchen Kosten Speicherkapazität im System vorhanden ist, welche Kosten zusätzliche Elektrolysekapazität hervorruft sowie welche Flexibilität auf Seite der Abnehmer besteht. Je nach individueller Projektausgestaltung können die Kriterien die Kosten um etwa 30 – 40% bzw. bis zu 2 – 3 €/kg Wasserstoff erhöhen. Die zukünftigen Verschärfungen der Strombezugskriterien wirken sich bereits jetzt auf die Kosten aus.

- **Strombezugskriterien des Delegierten Rechtsakt Low Carbon Fuels:**

Auch die im Delegierten Rechtsaktes zu Low Carbon Fuels befindlichen regulatorischen Vorgaben führen zu einem zusätzlichen Kostenfaktor in der Produktion von kohlenstoffarmen Wasserstoff: An die Begründung der Strombezugskriterien für die RFNBO-konforme Wasserstofferzeugung anlehnend werden auch beim kohlenstoffarmen Wasserstoff die geforderten Grünstromkriterien im Falle einer CO₂-freien/armen Anrechnung des verwendeten Stroms zu einem erheblichen Kostenfaktor führen.

- **Wegfall der Netzentgeltbefreiung ab 2029 (§ 118 EnWG):**

Der Wegfall der Netzentgeltbefreiung ab 2029 für Elektrolyseure kann zu einem deutlichen Kostenfaktor führen. Eine allgemeine Quantifizierung des Kostenfaktors ist jedoch schwierig: Netzentgelte schwanken regional und nach Netzebene sehr stark. Zudem entfällt der Großteil des Kostenfaktors auf leistungsbezogene Kosten, die sich bei flexiblen Elektrolyseuren mit geringen Volllaststunden besonders stark auf die Wasserstoffgestehungskosten in €/kg auswirken. Dies ist ein Fehlanreiz zum Nachteil der flexiblen Fahrweise von Elektrolyseuren. In Abhängigkeit der Höhe der Netzentgelte und der Spannungsebene würden der Kosten 2 – 3 €/kg Wasserstoff betragen.

- **Geplante Baukostenzuschüsse Wasserstoff:**
Auch für den Anschluss an das Wasserstoffnetz werden Baukostenzuschüsse geplant. Der daraus resultierende Kostenfaktor kann derzeit aber kaum quantifiziert werden.
- **Wegfall Strompreiskompensation (SPK) nach 2030:**
Der mögliche Wegfall der Strompreiskompensation führt zu einer weiteren regulatorischen Unsicherheit, unter der Investitionsentscheidungen erheblich erschwert werden. Der Effekt auf die Kosten bei der Wasserstoffproduktion ist stark abhängig von diversen Faktoren, unter anderem dem CO₂-Preis im ETS, der eingesetzten Strommenge und der Beihilfeintensität. Die Vielzahl an Einflussfaktoren führt zu einer breiten Kostenspanne. Der Wegfall der SPK kann bspw. bei der erneuerbaren Wasserstoffproduktion zu Kosten in Höhe von 1,6 bis 3,2 €/kg H₂ führen.
- **Wegfall Befreiung Offshore Netzumlage ab Inbetriebnahme 2030 (§ 25 EnFG):**
Der Wegfall der Befreiung der Offshore Netzumlage ist schwer abschätzbar, er könnte je nach Trendentwicklung in etwa 1,5 ct/kWh ($\approx 0,75$ €/kg H₂ entsprechend Tabelle 2 im Anhang) betragen.
- **Wegfall Befreiung § 19 StromNEV Aufschlag ab Inbetriebnahme 2030 (§ 25 EnFG):**
Der Wegfall der Befreiung von § 19 StromNEV ist ebenfalls schwer abschätzbar, er könnte je nach Trendentwicklung in etwa 0,1 ct/kWh ($\approx 0,05$ €/kg H₂ entsprechend Tabelle 2 im Anhang) betragen.
- **Wegfall Befreiung KWKG-Umlage ab Inbetriebnahme 2030 (§ 25 EnFG):**
Der Wegfall der Befreiung von der KWKG-Umlage ist äußerst schwer abschätzbar, er könnte je nach Trendentwicklung in etwa 0,3 ct/kWh ($\approx 0,15$ €/kg H₂ entsprechend Tabelle 2 im Anhang) betragen.
- **Möglicher Wegfall der freien Zuteilung von ETS-Zertifikaten (EU-EHR, EU-ZuVO, TEHG, EHV 2030):**

Wasserstofferzeugungsanlagen können unter bestimmten Bedingungen eine freie Zuteilung von ETS-Zertifikaten erhalten, auch wenn sie selbst keine direkten Emissionen verursachen. Diese Zertifikate können am Markt für den Gegenwert von etwa 0,5 – 1 €/kg Wasserstoff verkauft werden, in Abhängigkeit vom ETS-Preis. Voraussetzung hierfür ist ein Fortbestand des entsprechenden Benchmarks in der derzeit in Bearbeitung befindlichen Verordnung.

4 Fazit

Die aktuellen rechtlich und regulatorisch bedingten Kostenfaktoren stellen einen erheblichen Belastungsfaktor für die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffproduktion dar. Die Kostenstruktur wirkt sich unmittelbar auf die Rentabilität von Wasserstoffprojekten aus. Um die absehbar höheren Projekt- und Betriebskosten durch veränderte Rahmenbedingungen (u.a. Netzentgelte, Offshore-Netzumlage, StromNEV-Aufschlag, KWKG-Umlage) auszugleichen, müsste beim Preis für erneuerbaren Wasserstoff über 2 €/kg mehr einkalkuliert werden. Die Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff in Deutschland ist bereits heute teilweise mit diesen Kosten belastet. Grundsätzlich ist im Rahmen des Markthochlaufes ein technologieoffener Ansatz, bei dem RFNBO-konformer und kohlenstoffarmer Wasserstoff berücksichtigt werden, von zentraler Bedeutung. Auf diese Weise lässt sich das politisch gewünschte Angebot in der wichtigen Initial- und Aufbauphase erheblich vergrößern, was zu einem liquideren Markt, sinkenden Preisen und höherer Kalkulierbarkeit führt. Das langfristige Zielbild einer Wasserstoffversorgung auf Basis von Erneuerbaren Energien bleibt dabei unberührt.

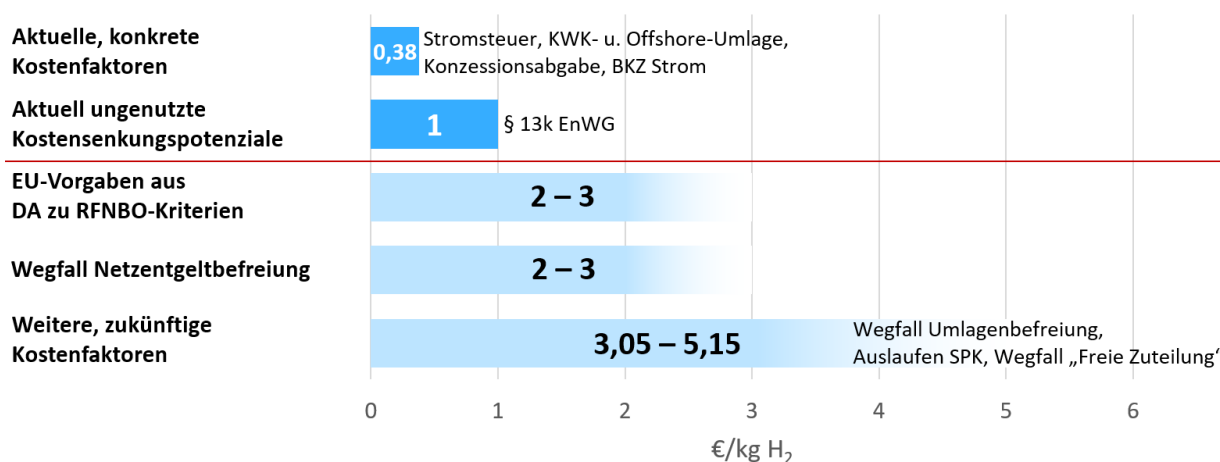
Der Strombezug der Nebenanlagen ist ein erheblicher Kostenfaktor für die Höhe der Gesteungskosten. Wichtig ist zudem die Strompreiskompensation (SPK) zu nennen, die derzeit bis 2030 gilt, laut Koalitionsvertrag jedoch „dauerhaft“ verlängert werden soll. Grundsätzlich gleicht die SPK die indirekten CO₂-Kosten aus, die stromintensive Unternehmen infolge des EU-Emissionshandels über höhere Strompreise tragen müssen. Ein Wegfall der SPK würde auch die Wasserstoffproduktion betreffen, da diese als beihilfefähiger Teilsektor gemäß [Anhang I der Beihilfe für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten](#) gilt.

Bei angenommenen Gesteungskosten von rund 10 €/kg für RFNBO-konformen Wasserstoff in Deutschland im Jahr 2030 könnten mehr als 50 % durch regulatorische Vorgaben verursacht werden. Die Strombezugskriterien der Delegierten Rechtsakte sowie der Wegfall der Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure bilden die größten potenziellen Kostenfaktoren. Dennoch sind auch die geringeren Kostenfaktoren, wie diverse Umlagen oder die geplanten Baukostenzuschüsse in Summe erhebliche zusätzliche Belastungen, die Business Cases verhindern können. Es wird deutlich, dass eine umfassende Entlastung bei Abgaben und Umlagen in der Hochlaufphase ein zentraler Hebel sein kann. Diese müssen jedoch immer systemisch betrachtet

werden, um andere Netznutzer oder Wertschöpfungsstufen nicht übermäßig zu belasten. Abbildung 1 veranschaulicht die aktuellen sowie zukünftigen potenziellen Kostenfaktoren, die bei der Risikobewertung von Projekten und ihren Betriebskosten einkalkuliert werden müssen. Zu beachten ist hierbei, dass die hierbei abgebildeten Potenziale zu Kostensenkungen oder drohenden regulatorischen Kosten im Zusammenhang mit der Erzeugung von Wasserstoff aufgrund ihrer unterschiedlichen Erzeugungsprozesse nicht generell additiv betrachtet werden können.

Die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für erneuerbaren sowie kohlenstoffarmen Wasserstoff müssen dringend angepasst werden, um Investitionen nicht zu gefährden und den Hochlauf einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft erfolgreich zu ermöglichen. Hinzu kommt, dass eine Kostenreduktion durch den Abbau von rechtlich und regulatorisch induzierten Kostenfaktoren auch im Falle einer staatlichen Förderung von Projekten zu Beginn des Hochlaufes die notwendige Fördersumme und somit die Belastung des Haushaltes erheblich reduziert.

Potenzielle Kosten* bei der Erzeugung von Wasserstoff



*abgebildet sind Potenziale zu Kostensenkungen oder drohende regulatorische Kosten im Zusammenhang mit der Erzeugung von Wasserstoff, die aufgrund unterschiedlicher Erzeugungsprozesse nicht generell additiv betrachtet werden können. Quelle: BDEW

Abbildung 1: Potenzielle Kostenfaktoren bei der Erzeugung von Wasserstoff

5 Anhang

Tabelle 1: Aktuelle Auswirkungen auf die Gestehungskosten

Posten	Kostenfaktor (Schätzungen)	Umrechnung* in €/kg H ₂	Bemerkung
Aktuelle, konkrete Kostenfaktoren			
Stromsteuer	= 15,37 €/MWh (ab 2026)	≈ 0,12 €/kg H ₂	Stromsteuer entfällt nicht für sonstige Verbräuche, wie z.B. Balance of Plant (BOP) oder Kompression für die Netzeinspeisung.
Baukostenzuschüsse Strom		≈ 0,12 €/kg H ₂	Beträgt zwischen 0,09 – 0,15 €/kg H ₂ , je nach Standort und Betrieb des Elektrolyseurs.
KWKG- und Offshore-Umlage	≈ 1,1 ct/kWh	≈ 0,08 €/kg H ₂	Unsicherheit, ob die bestehende Befreiung nur für den Stack-Strom oder auch für Peripherie besteht.
Konzessionsabgabe	= 0,11 ct/kWh	≈ 0,06 €/kg H ₂	Nur, wenn Wasserstofferzeugungsanlagen Sondervertragskunden sind; Befreiung in bestimmten Fällen möglich.
Aktuelle durch Bürokratie oder ungenutztes Potenzial entstehende Kostenfaktoren			
Nationales Nutzen-statt-Abregeln (§ 13k EnWG)		≈ 1 €/kg H ₂	Durch unattraktive Ausgestaltung bleibt Potenzial meist ungenutzt.
Genehmigungsverfahren	+ 5 – 10% CAPEX		Bei Großprojekten ausgelöst durch Zeitverzögerung.

*Annahme: Strombedarf pro kg H₂: 50 kWh (≈66% Systemwirkungsgrad); Anteil BoP am Strombedarf 15%

**Strompreise für Nicht-Haushaltskunden ohne erstattungsfähige Steuern und Jahresstromverbrauch zwischen 20.000 – 70.000 MWh (bei 4.000 Volllaststunden eines 5 – 17,5 MW Elektrolyseurs)

Tabelle 2: Zukünftige Auswirkungen auf die Gestehungskosten

Posten	Kostenfaktor (Schätzungen)	Umrechnung* in €/kg H ₂	Bemerkung
Zukünftige Auswirkungen auf die Gestehungskosten			
Delegierter Rechtsakt RFNBO (Verschärfte Strombezugskriterien)		≈ 2 – 3 €/kg H ₂	Es kann eine 2 – 5-fache höhere Auslegung von EE-Anlagen erforderlich werden (Additionalität ab 2028 bzw. stündliche Korrelation ab 2030).
Delegierter Rechtsakt LCF			Schwer abschätzbar, kann jedoch zu einem erheblichen Kostenfaktor führen.
Wegfall Netzentgeltbefreiung		≈ 2 – 3 €/kg H ₂	(ab 2029)
Geplante Baukostenzuschüsse Wasserstoff			Schwer abschätzbar, abhängig vom Standort und Betrieb des Elektrolyseurs.
Wegfall Strompreiskompensation		≈ 1,6 – 3,2 €/kg H ₂	Stark abhängig von diversen Faktoren (gilt aktuell bis 2030).
Wegfall Befreiung Offshore Netzumlage	≈ 1,5 ct/kWh	≈ 0,75 €/kg H ₂	Je nach Trendentwicklung (ab Inbetriebnahme 2030).
Wegfall Befreiung § 19 StromNEV Aufschlag	≈ 0,1 ct/kWh	≈ 0,05 €/kg H ₂	Je nach Trendentwicklung (ab Inbetriebnahme 2030).
Wegfall Befreiung KWKG-Umlage	≈ 0,3 ct/kWh	≈ 0,15 €/kg H ₂	Je nach Trendentwicklung (ab Inbetriebnahme 2030).
Wegfall Freie Zuteilung von ETS-Zertifikaten (EU-EHR, EU-ZuVO, TEHG, EHV 2030)		≈ 0,5 – 1 €/kg H ₂	Möglicher Kostensenker; abhängig vom ETS-Preis und bei Fortbestand der Benchmarks.

*Annahme: Strombedarf pro kg H₂: 50 kWh (≈66% Systemwirkungsgrad); Anteil BoP am Strombedarf 15%