

# Kosten für die grüne Wasserstoffproduktion

## Ökonomische Annahmen und rechtliche Rahmenbedingungen

Stiftung Umweltenergierecht  
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.  
Online-Seminar | 28.01.2025



Trans4Real

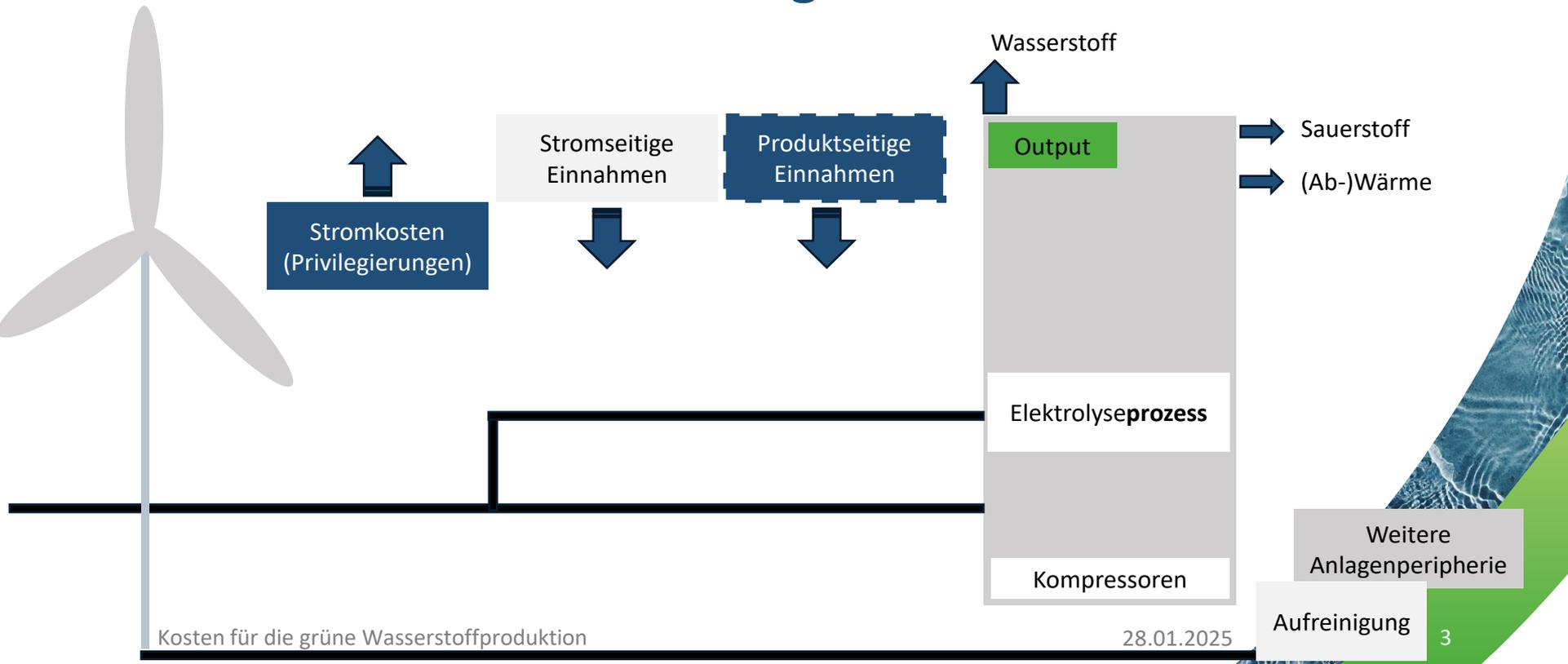


# Rechtliche Rahmenbedingungen



Stromkosten, Privilegierungen und Einnahmemöglichkeiten

# Die Wasserstoffproduktion – Kosten und Einnahmemöglichkeiten



# Netzentgelte für Strombezug

## Grundsatz

- ↷ Die Netzentgelte sind in Deutschland nicht einheitlich
- ↷ Ein Industriekunde zahlte 2024 durchschnittlich 4,12 ct/kWh (Quelle: BNetzA)

## Privilegierung

- ↷ Vollständige Netzentgeltbefreiung bei der Wasserstoffproduktion für 20 Jahre, § 118 Abs. 6 EnWG
- ↷ Gilt für Anlagen „*hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie*“
- ↷ Umfasst wohl Speicherverluste, aber nicht sonstigen Betriebsstrom
- ↷ Gilt nur für Anlagen mit Inbetriebnahme bis 3. August 2029 (künftig Regulierung durch BNetzA)



# Umlagen, Konzessionsabgabe und Reduzierungsmöglichkeiten

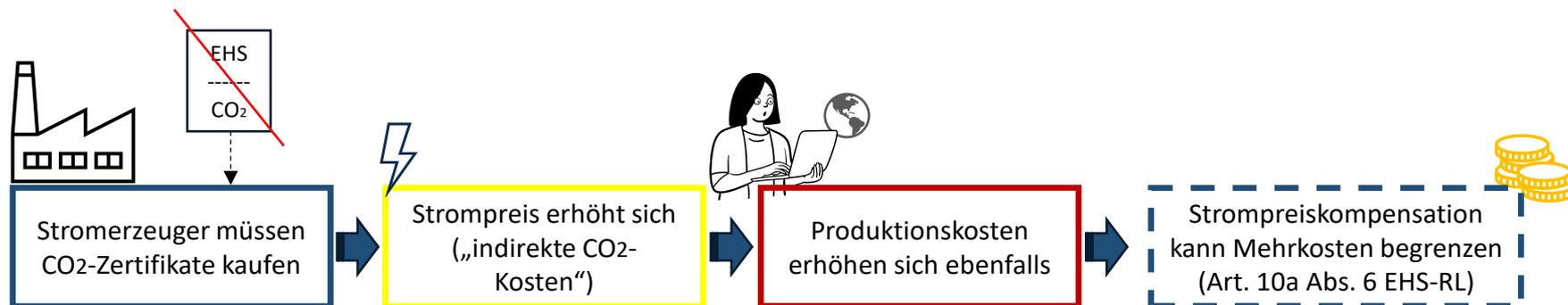
Art der Umlage	Höhe 2025	Reduzierung möglich?
Aufschlag für besondere Netznutzung (inkl. § 19 StromNEV-Umlage und Wasserstoff-Umlage)	1,558 ct/kWh ≤ 1 GWh, danach 0,050 ct/kWh	✓ bei Stromkosten > 4 % des Umsatzes 0,025 ct/kWh > 1 GWh; StromNEV tritt Ende 2028 außer Kraft (künftig Regelung durch BNetzA)
KWKG-Umlage	0,277 ct/kWh	✓ Befreiung nach § 25 EnFG (Herstellung von Grünem Wasserstoff) bei IBN vor 2030 oder Begrenzung nach § 36 EnFG (Herstellung von Wasserstoff in stromintensiven Unternehmen); Einzelheiten noch unklar
Offshore-Netzumlage	0,816 ct/kWh	✓ Entsprechend der KWKG-Umlage
Konzessionsabgabe	für Sondervertragskunden max. 0,11 ct/kWh	✓ Befreiung bei Strompreis unter Grenzpreis nach § 2 Abs. 4 KAV (Basisjahr 2023: 24,27 ct/kWh)



# Stromsteuertarife und Privilegierungen im Überblick

Regelungsort (Stromsteuergesetz)	Stromverwendung (Systemgrenze)	Höhe der Stromsteuer	Sonstiges
§ 3 (Steuertarif im Grundsatz)	Sämtliche Verbräuche	20,50 €/MWh	-
§ 9a Abs. 1 Nr. 1 (Erlass, Erstattung oder Vergütung für bestimmte Prozesse oder Verfahren)	Entnahme durch Unternehmen des Produzierenden Gewerbes "für die Elektrolyse"	"Null"	Gilt nicht für sonstige Verbräuche (Betriebsstrom)
§ 9b Abs. 1, 2a (Entlastung für Unternehmen)	Entnahme durch Unternehmen des Produzierenden Gewerbes für betriebliche Zwecke	15,37 Euro/MWh (0,50 Euro/MWh für 2024 und 2025)	Relevant für Stromverbrauch außerhalb des Elektrolyseprozesses
§ 9 Abs. 1 Nr. 1 u. 3 (Steuerbefreiungen für EE-Strom)	Selbstverbrauch, räumlicher Zusammenhang	"Null"	Hohe Anforderungen und im Einzelnen umstritten

# Strompreiskompensation (SPK)



- ✓ SPK ist seit 2021 auch bei EE-Strombezug möglich (vgl. 5.2.5 SPK-Förderrichtlinie)
- ✓ Wasserstoffherstellung ist grundsätzlich beihilfefähig (Nr. 14 Anhang I EU Beihilfe-Leitlinien)
- ✓ SPK nur für beihilfefähige Produkte (nicht für Sauerstoff oder Wärme)
- ✓ Aufteilung der Strommengen kann anhand der Wertschöpfung erfolgen

# Umfang und Höhe der SPK

## Beihilfebetrag =

**Beihilfeintensität \* Zertifikatpreis \* CO2-Emissionsfaktor \* Fallback-Stromeffizienzbenchmark \* Stromverbrauch**

Begrenzung auf  
75 % des CO2-  
Preises

∅ (EUA t/CO2)  
Abrechnungsjahr

0,72 t CO2/MWh  
Mittelwesteuropa

80 % des Stromverbrauchs;  
sinkt jährlich um 1,09 %

Für beihilfefähige  
Produkte

**Ergänzende Beihilfe:** Begrenzung der CO2-Kosten auf 1,5 % der Bruttowertschöpfung

**Gegenleistung:**  
1. Energiemanagementsystem und  
2. Effizienzmaßnahmen oder Nutzung von mindestens 30 % EE-Strom (gekoppelte HKN)

Auszahlung steht unter **Haushaltsvorbehalt**



# Schlussfolgerungen

- ✔ Zur Wasserstofferzeugung genutzter Strom ist weitgehend von Abgaben, Umlagen und Entgelten befreit (aber „Systemgrenzen“ beachten)
- ✔ Die Anforderungen an Privilegierungen sind teilweise nicht aufeinander abgestimmt
- ✔ Unklarheiten bei Höhe und Dauer von Privilegierungen verringern die Planungssicherheit
- ✔ Sofern Privilegierungen bei den Stromnebenkosten für wirtschaftliche Produktion nicht ausreichen, könnten weitere Anreize (auf der Einnahmeseite) nötig sein



# Systemgrenze und Datenannahmen



# Modellierte Kostenbestandteile

## Elektrolysekosten



Investitionskosten



Betriebskosten

## Strombezug und -handel



Grünstrom-PPA



Strommarkt

## Regulatorische Bestandteile



Staatlich induzierte Preisbestandteile



Kompensationsmechanismen

# Kostenparameter der Elektrolyse

Kosten für  
Neuinvestitionen im  
jeweiligen Jahr

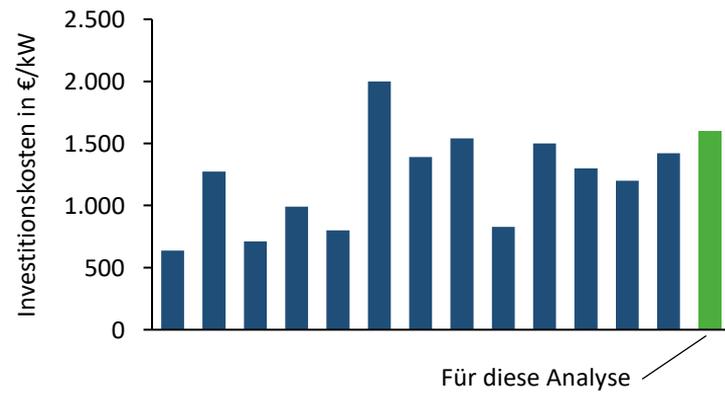


	2025	2040
<b>Investitionskosten</b>	1.500 €/kW	1.265 €/kW
<b>O&amp;M-Kosten</b>	3,4 %	3,6 %
<b>Stack-Lebensdauer</b>	55.000 h	75.000 h
<b>Austausche des Stacks innerhalb der Amortisationszeit</b>	2 x	1 x
<b>Stack-Kosten</b>	500 €/kW	420 €/kW

# Kostenparameter der Elektrolyse

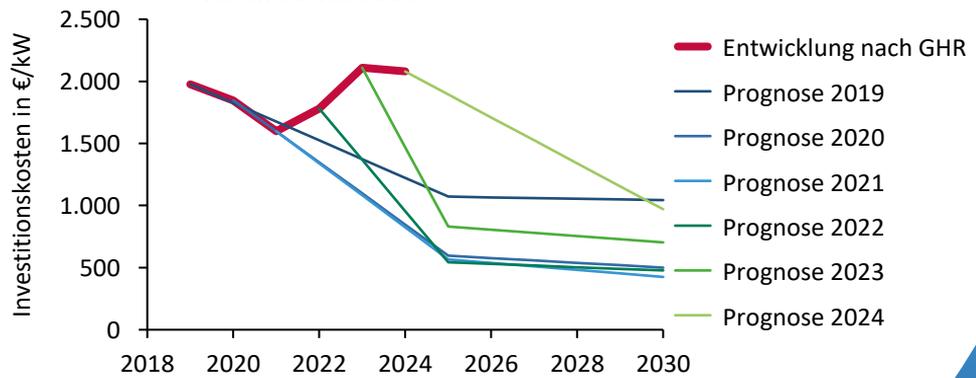
 **Sehr divergente Kostenschätzungen in Literatur und Praxis**

Investitionskosten für PEM-Elektrolyse in € / kW nach verschiedenen Literaturquellen für 2020



 **Prognosen tendieren zu Optimismus**

Investitionskosten für Elektrolyse in € / kW und Prognose des Global Hydrogen Review verschiedener Jahre



# Parameter für den Strombezug



## Annahmen für PPA-Gestaltung

<b>EE-Typ</b>	Wind Onshore	Typische Alternative: Offshore-Wind
<b>Standort</b>	Hersfeld-Rotenburg (Hessen)	Mittlere Volllaststunden
<b>PPA-Typ</b>	Pay-as-produced, Fixed price	
<b>Wetterdaten (für Modellierung)</b>	ERA5, Wetterjahr 2012	

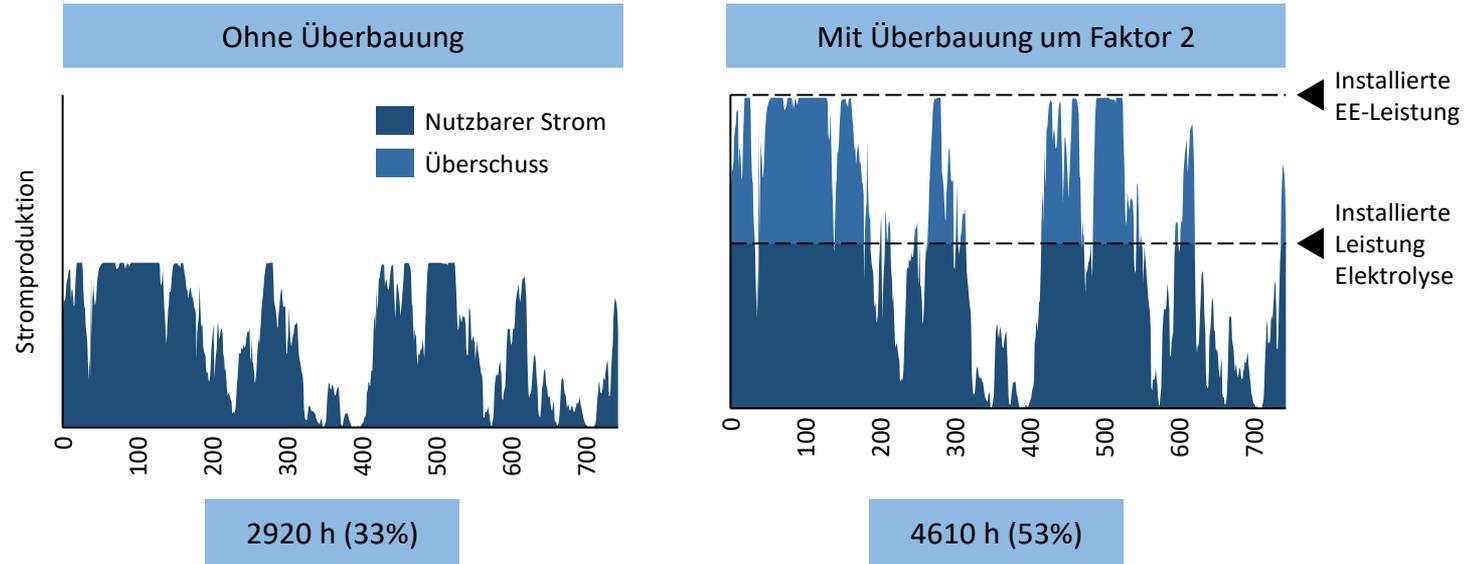
**Erhöhung der Volllaststunden möglich durch...**

- **Überdimensionierung der EE-Anlage**
- **Kombination von Windanlagen mehrerer Standorte (inkl. Offshore)**
- **Kombination von Wind, PV und Wasserkraft**

# Überbauung der Windanlage zur Erhöhung der Volllaststunden



Windprofil (nur Januar gezeigt)



Volllaststunden der Elektrolyse

 **Ideale PPA-Struktur hängt von Markteinschätzung, Risikobewertung und Verfügbarkeit ab**

# Strombezug mit und ohne DA-Kriterium „Gleichzeitigkeit“



	2025	2040
<b>PPA (fixed price)</b>	4.610 h 102 €/MWh	4.610 h 62 €/MWh
<b>Zukauf (Strommarkt)</b>	1.190 h 61 €/MWh	Nicht erlaubt
<b>Gesamt</b>	<b>5.800 h</b> <b>94 €/MWh</b>	<b>4.610 h</b> <b>62 €/MWh</b>

Durchschnittspreis unter Berücksichtigung des Überschusses (ohne Stromverkauf)

Günstigste Stunden für Zukauf



 **Monatliche Gleichzeitigkeit erlaubt höhere Volllaststunden. Aber Stromzukauf kann durchschnittlichen Strompreis auch erhöhen!**

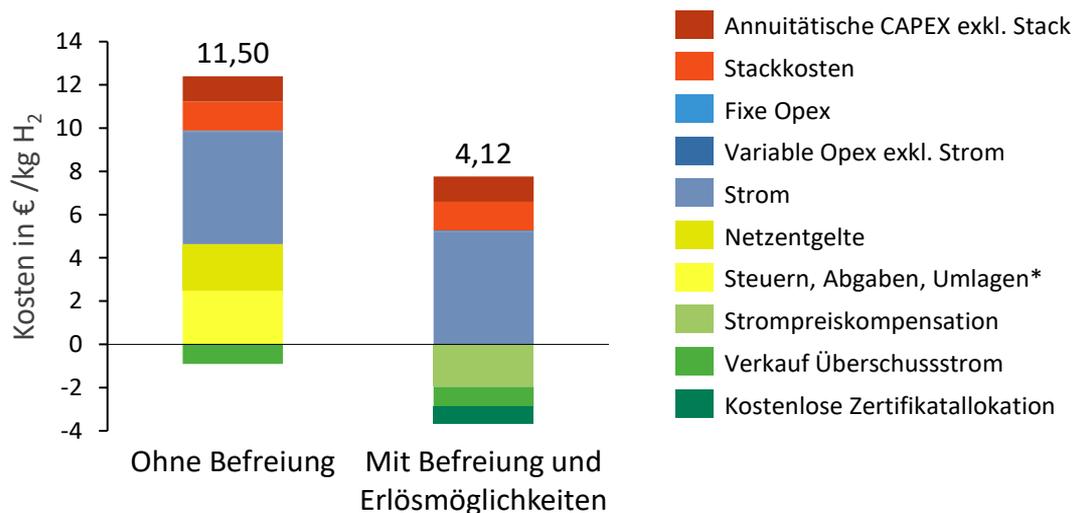


## Ergebnisse

# Quantifizierung regulatorischer Tatbestände und Erlösmöglichkeiten



Status Quo Vergleich der Kostenbestandteile der Produktion von grünem Wasserstoff mit und ohne Befreiung und Erlösmöglichkeiten

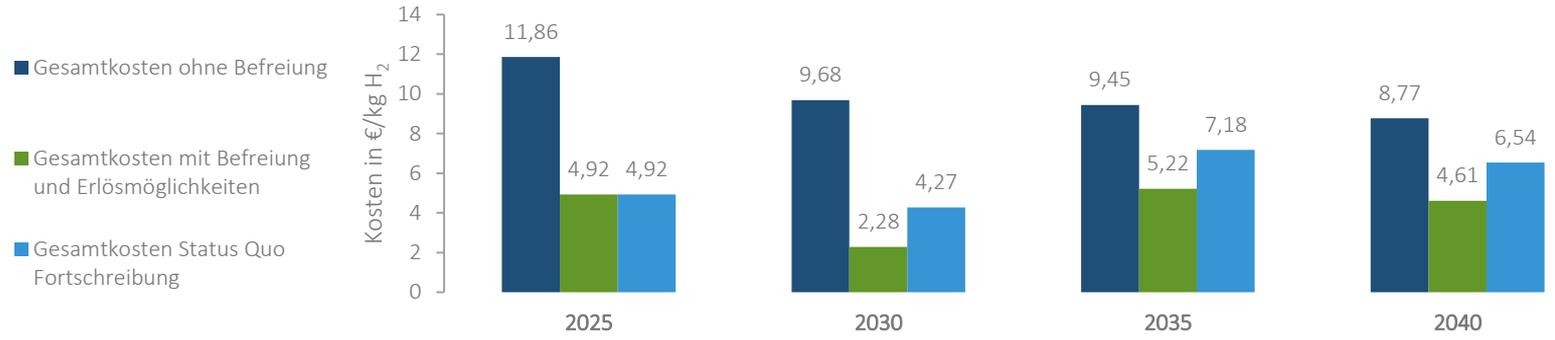


- „Mit Befreiung und Erlösmöglichkeiten“ entspricht dem aktuell realen Regelungsbestand
- Die Befreiung von Netzentgelten sowie Steuern, Abgaben und Umlagen für Elektrolyseure reduzieren die H<sub>2</sub>-Kosten um 4,63 €/kg H<sub>2</sub>
- Die Strompreiskompensation und die kostenlose EU ETS Zertifikatallokation können die Kosten um 2,75 €/kg H<sub>2</sub> reduzieren
- Mögliche Zusatzerlöse durch Verkauf von Überschussstrom i.H. v. 0,80 €/kg H<sub>2</sub>

\* Stand 2025

# Entwicklung der Wasserstoffproduktionskosten

Vergleich der Gesamtkosten von grünem Wasserstoff mit und ohne Befreiungs- und Erlösmöglichkeiten von 2025 bis 2040



Netzentgeltbefreiung
Befreiung Steuern, Abgaben, Umlagen
Strompreiskompensation
Kostenfreie Allokation EU ETS Zertifikate
DA-Kriterium Gleichzeitigkeit

✗	✓	✓
	✗	✗

		✗
✗	✓	✓
✓		

		✗
✗	✓	✓
	✗	✗
✓	✓	✓

		✗
✗	✓	✓
	✗	✗
✓	✓	✓

# Kernergebnisse

1

## **Stromkosten als entscheidende Preiskomponente**

Als größter Kostenfaktor stellen die Stromkosten die wichtigste Kostenkomponente in der Produktion von grünem Wasserstoff dar und beeinflussen maßgeblich die Wirtschaftlichkeit des Prozesses.

2

## **Regulatorische Befreiungs- und Erlösmöglichkeiten als wesentlicher Entlastungsfaktor**

Die Befreiung der grünen Wasserstoffproduktion von Netzentgelten, Umlagen und Steuern sowie zusätzliche Erlösmöglichkeiten durch die Strompreiskompensation und den Verkauf kostenfreier Emissionszertifikate können die Wirtschaftlichkeit der grünen Wasserstoffproduktion signifikant verbessern.

3

## **Planungssicherheit trotz Befreiungs- und Erlösmöglichkeiten nicht gegeben**

Trotz Befreiungs- und Erlösmöglichkeiten ist keine langfristige Planungssicherheit für Unternehmen gegeben. Einerseits sind die Befreiungs- und Erlösmöglichkeiten größtenteils zeitlich befristet. Andererseits erschwert eine komplexe Umsetzung der Strompreiskompensation und der kostenlosen Allokation von Emissionszertifikaten eine tatsächliche Nutzung in der Praxis.



# Diskussion und Ausblick



Trans4ReaL

# Diskussion und Ausblick

Gibt es Fragen oder Anmerkungen?



Vielen Dank.



Valerie Ziemsky  
+49(0)89 158121-24  
[vziemsky@ffe.de](mailto:vziemsky@ffe.de)



Stephan Mohr  
+49 (0)89 158121-88  
[smohr@ffe.de](mailto:smohr@ffe.de)



Burkhard Hoffmann  
+49 931 794077-0  
[hoffmann@stiftung-umweltenergierecht.de](mailto:hoffmann@stiftung-umweltenergierecht.de)



Oliver Antoni  
+49 931 794077-0  
[antoni@stiftung-umweltenergierecht.de](mailto:antoni@stiftung-umweltenergierecht.de)