

HyLand – Vernetzungstreffen

Presentation by **PwC**
7. Oktober 2022

 **HYDROGEN
ENERGY
STORAGE**

 **pwc**

Ihre Referenten



Michael Küper
Partner
Energierecht

+49 211 9815-396
michael.küper@pwc.com



Dr. Georg Queisner
Local Partner
Vergaberecht

+49 30 2636-2203
georg.queisner@pwc.com



Christian Linden
Senior Manager
Energy Consulting

+49 211 9814-433
christian.linden@pwc.com



Verena Elisa Brökelmann
Associate
Energierecht

+49 521 9649-7111
verena.elisa.broekelmann@pwc.com

Agenda

01

Begrüßung und Einleitung

02

Status Quo – Regulierungsrahmen für die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland

03

Entlang der H₂-Wertschöpfungskette

- Produktion
- Transport
- Anwendung



A large, bold white number '2' is positioned on the left side of the image. The background is a dark blue gradient. A circular graphic, resembling a splash or a ring of water, is centered behind the text. The graphic has a textured, almost crystalline appearance with some internal detail and a slightly irregular edge. The overall composition is clean and modern.

2

Regulierungsrahmen für die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland

Dieses Jahrzehnt ist entscheidend für den Aufbau eines internationalen Wasserstoffmarktes

4 Punkte sind zentral, um das Potenzial des Wasserstoffmarktes auszuschöpfen

Steigerung der Nachfrage

- Konzentration auf schwer umstellbare Sektoren
- Partnerschaften zwischen Unternehmen, um Synergieeffekte zu nutzen

Refinery

Steel

Cement

Energy

Transport

Transport und Speicherung

- Umrüstung bestehender Gasinfrastruktur
- Ausschöpfung der Speicherpotenziale von Infrastruktur



Steigerung des Angebots

- Schließung der Preislücke zwischen erneuerbarem Wasserstoff und fossilen Brennstoffen
- Zugang zu günstigerem Strom aus erneuerbaren Energien

Regulatorischer Rahmen

- Wasserstoffstrategien mit definierten Zielen und steuerlichen Anreizen
 - internationale Kooperationen
 - Wasserstoff-Roadmap 2050
 - europäischer „Green Deal“
- nationale Wasserstoffstrategien

Die Wasserstoffwirtschaft unterliegt einer Vielzahl an regulatorischen Treibern, welche maßgeblichen Einfluss auf den Energieträger Wasserstoff haben



Diese Treiber orientieren sich entlang der Normenhierarchie auf europäischer und nationaler Ebene



Die europarechtlichen Vorgaben an der Spitze der Normenhierarchie

Richtlinien

RL 2019/944 und 2009/73/EG

über gemeinsame Vorschriften für den
Elektrizitäts- bzw. Erdgasbinnenmarkt

Richtlinie

EU – 2018/2001

zur Förderung der Nutzung von
Energien aus erneuerbaren Quellen



Verordnung
EU – 2019/943

über den Elektrizitätsbinnenmarkt

Wesentliche Aspekte für grünen Wasserstoff sind zudem in nationalen Gesetzen geregelt

EnWG

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
(Energiewirtschaftsgesetz)

EnFG

Gesetz für Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Zahlungen des Bundes und Erhebung von Umlagen
(Energiefinanzierungsgesetz)

EEG

2023 – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
(Erneuerbare-Energien-Gesetz)

KWKG 2023

Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)

MsbG

Messstellenbetriebsgesetz

EnergieStG, StromStG

Energiesteuergesetz und Stromsteuergesetz

BEHG

Bundesemissionshandelsgesetz



Schließlich folgen weitere Regularien in wesentlichen Verordnungen

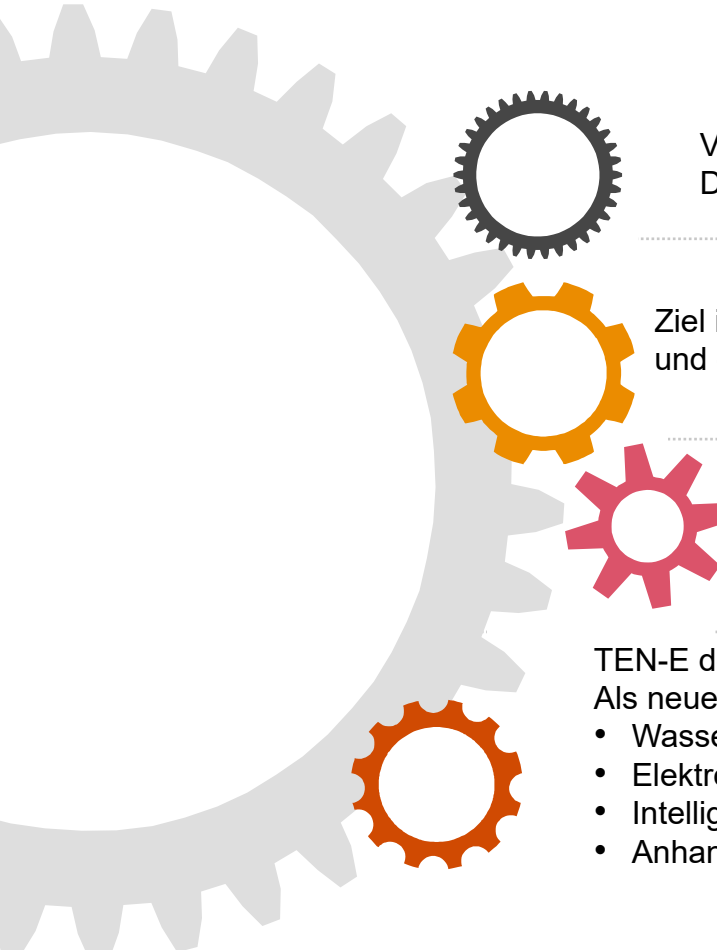
- StromNZV und GasNZV
- WasserstoffNEV
- StromNEV und GasNEV
- StromGVV und GasGVV



- NAV und NDAV
- MaStRV
- ARegV
- BECV

Verordnung über die transeuropäischen Energienetze (TEN-E)

Beispiele für den neuen Regulierungsrahmen



Verordnung bestimmt Kategorien für Infrastrukturen, die für eine finanzielle Unterstützung in Betracht kommen. Hierbei spielt Dekarbonisierungspotential eine erhebliche Rolle, weshalb Infrastrukturen für Wasserstoff neu aufgenommen wurden.

Ziel ist es, die Verwaltungsverfahren zu vereinfachen, Zugang zu EU-Finanzmitteln (Fazilität „Connecting Europe“) zu erhalten und die zehnjährigen Netzentwicklungspläne zu berücksichtigen.

Außerdem sollen von Erdgas auf Wasserstoff umgerüstete spezielle Wasserstoffanlagen während eines Übergangszeitraums bis zum 31. Dezember 2029 für den Transport oder die Speicherung eines vordefinierten Wasserstoff-Erdgas- oder Wasserstoff-Biomethan-Gemisches genutzt werden dürfen.

TEN-E definiert bestimmte Wasserstoffinfrastrukturprojekte als "Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse".

Als neue Kategorien von Vorhaben von gemeinsamem Interesse werden u. a. vorgeschlagen:

- Wasserstoffprojekte einschließlich Übertragung, Speicherung und Ausrüstung
- Elektrolyseure mit mehr als 100 MW, die zu einer Verringerung der Treibhausgasemissionen um mindestens 70 % führen
- Intelligente Gasnetze
- Anhang II der TEN-E-Verordnung gibt einen detaillierten Überblick über die TEN-E Regulation

Regulatorische Gestaltung im Wasserstoffrecht

Kommunalrecht, Vertragsrecht und Vergaberecht

- Vielfalt an (kommunalen) Förder- und Kombinationsmöglichkeiten der verschiedenen Förderprogramme ist undurchsichtig, zeit- und ressourcenintensiv
- Bsp.: Kommunale Förderung von stationären wasserstoffbasierten Energiesystemen in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage (Solar-Wasserstoff-Speicher)
- Berücksichtigung der Vorgaben des Konzessionsvergaberechts im Rahmen der Nutzung bestehender Netze und Errichtung von Einzelleitungen, §§ 46, 113a EnWG



- EU-Kommission will bilaterale Abnahmeverträge Power Purchase Agreements (PPA) für die Produktion von grünem Wasserstoff in der EU zulassen
 - veröffentlichter Entwurf des Delegierten Rechtsaktes (Delegated Act) zur Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II)
 - Delegated Act sieht im Wesentlichen vier Möglichkeiten vor, grünen Wasserstoff zu ernten: „Direktleitung“, „Grünstromland“, „PPA“, „Netzengpass“
-
- im Einzelfall kann Anwendungsbereich des Vergaberechts eröffnet sein
 - Durchführung von Vergabeverfahren zur Beschaffung von für die Wasserstoffproduktion oder Nutzung notwendige Produkte

Kommunalrechtliche Zulässigkeit der Wasserstofferzeugung bzw. des Vertriebs gilt es näher zu beleuchten



Gemeindeordnungen schränken wirtschaftliche Betätigung ein
(z. B. § 107 ff. GO NRW)



Betätigung in den Bereichen der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung
wird privilegiert und unterliegt geringeren Anforderungen



Definition der „Gasversorgung“ sowie der „energiewirtschaftlichen Betätigung“
in Gemeindeordnungen fehlt



Begriffsbestimmung aus dem EnWG anwendbar?
wohl (+)

Überblick über Wasserstofflieferverträge

PPAs im Wasserstoffrecht

Überblick

2 Arten von PPA

Kaufmodell

H₂-Betreiber stellt alle Rohstoffe zur Verfügung und produziert Wasserstoff, der an den Kunden verkauft wird. Der H₂-Betreiber kann den Strom selbst erzeugen oder Strom von einem Dritten beziehen, indem er einen Stromabnahmevertrag abschließt.

Mautmodell

Kunde liefert Strom (und möglicherweise Wasser) an den H₂-Betreiber, der nur für die Durchführung der Elektrolyse bezahlt wird.



Wichtigste Grundsätze des delegierten Rechtsakts zur Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU; Kriterien für grünen Wasserstoff

Alle erneuerbaren Quellen sind für die Stromerzeugung zulässig.

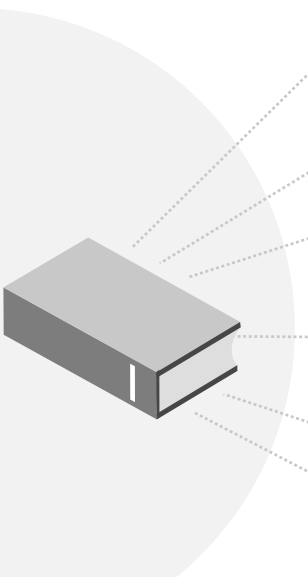
Stromerzeugung und H₂-Produktion müssen entweder physisch direkt oder durch PPA verbunden sein, damit sichergestellt wird, dass der eigens für die Wasserstoffproduktion erzeugte Grünstrom verwendet wird. Die Errichtung der **EE-Anlage**, aus der Strom bezogen wird, darf **nicht mehr als 36 Monate vor der Errichtung des Elektrolyseurs liegen** (Übergangsfrist bis zum 01.01.2027). Wenn der Strom über ein PPA bezogen wird, muss er im selben Monat (ab 01.01.2027 im selben Moment) der Produktion des grünen Wasserstoffs erzeugt oder in einem eigenen Speicher gespeichert werden, der hinter dem selben Netzverknüpfungspunkt angebunden ist wie der Elektrolyseur – **Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion**.

Sofern keine Verbindung über Direktleitung zwischen EE-Anlage und Elektrolyseur besteht, muss die Stromerzeugung in derselben oder einer angrenzenden Gebotszone wie die Wasserstoffproduktion erfolgen – **räumlicher Zusammenhang von Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion**.

Um eine Übervorteilung von grünem Strom, der für die Produktion von Wasserstoff genutzt wird, auszuschließen, darf die **Stromerzeugungsanlage zuvor keine Förderung** (etwa nach dem EEG) erhalten haben.

(Inkrafttreten voraussichtlich im Herbst 2022)

Grundzüge des Vergaberechts

- 
- § 97 Abs. 1 GWB: **Auftraggeber iSd. GWB** beschaffen **öffentliche Aufträge** im Wettbewerb und im Wege transparenter Verfahren
 - § 97 Abs. 2 GWB: Teilnehmer am Vergabeverfahren sind **gleich zu behandeln**
 - § 97 Abs. 3 GWB: Berücksichtigung von Aspekten der Qualität und Innovation sowie soziale und umweltbezogene Aspekte
 - § 97 Abs. 4 GWB: **Mittelständische Interessen** – Gebot der losweise Vergabe
 - § 97 Abs. 5 GWB: Verwenden von Daten im Vergabeverfahren per elektronischem Mittel
 - § 97 Abs. 6 GWB: Teilnehmer haben Anspruch auf **Einhaltung der Bestimmungen des Vergabeverfahrens**

Anwendbarkeit des Vergaberechts

Öffentlicher Auftraggeber gem. § 99 VgV

- Gebietskörperschaften (Bund, Länder Kommunen), andere juristische Personen des öffentlichen und des privaten Rechts, Verbände der vorgenannten Stellen, private Unternehmen, wenn bestimmte Bauvorhaben zu mehr als 50% öffentlich finanziert werden

Bereitstellung und Betrieb von Wasserstoffnetzen als Sektorenauftraggebertätigkeit gem. § 100 GWB?

- öAG, öffentlich beherrschte private Unternehmen oder private Unternehmen mit Ausschließlichkeitsrechten, die eine Sektorentätigkeit ausüben
- Sektorentätigkeit § 102 Abs. 3 GWB:
 - die Bereitstellung oder das Betreiben fester Netze zur Versorgung der Allgemeinheit im Zusammenhang mit der Erzeugung, der Fortleitung und der Abgabe von Gas und Wärme,
 - die Einspeisung von Gas in diese Netze (Ausnahmen vorbehalten, wenn es lediglich Nebenprodukt ist)
- Ist Wasserstoff ein Gas?

Fördermittelempfänger

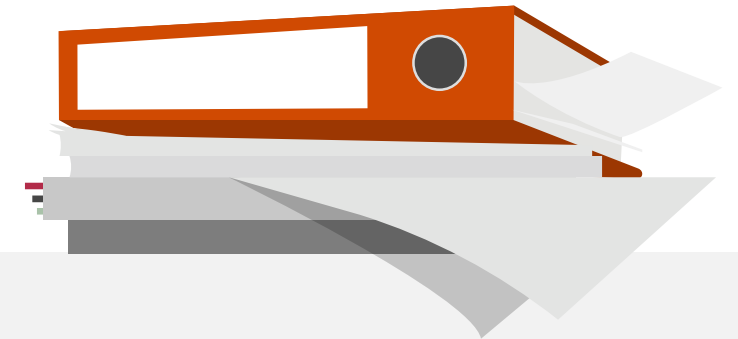
- Öffentliche oder private Unternehmen, die Fördermittel erhalten, sind in der Regel verpflichtet 1. Abschnitt der VOB/A bzw. UVgO einzuhalten (vgl. ANBest-P, NKBF, NABF etc.)



Europäische Schwellenwerte seit dem 01.01.2022

Zahlen in € ohne MwSt.

	Baufträge	Lieferaufträge		Dienstleistungsaufträge	
öffentliche Auftraggeber	5.382.000	zentrale Regierungs- behörden	sonstige	zentrale Regierungs- behörden	sonstige
		140.000	215.000	140.000	215.000
Aufträge im Bereich	5.382.000	431.000		431.000	
• Sektoren					
• Verteidigung und Sicherheit					



Konzessionen haben grds. einen Schwellenwert von € 5.382.000

Einordnung von Aufträgen entscheidet über die Höhe des Schwellenwerts

Lieferleistung § 103 Abs. 2 GWB



- Lieferaufträge sind Verträge zur Beschaffung von Waren, die insbesondere Kauf oder Ratenkauf oder Leasing, Mietverhältnisse oder Pachtverhältnisse mit oder ohne Kaufoption betreffen. Die Verträge können auch Nebenleistungen umfassen

Bauftrag § 103 Abs. 3 GWB



- jede Leistung, durch die eine bauliche Anlage (Bauwerk) erstellt oder geändert wird. Als Bauwerke gelten mit dem Erdboden verbundene, aus Bauprodukten errichtete stationäre Anlagen. Sie sind ein Ergebnis von Tief- und/oder Hochbauarbeiten und erfüllen eine wirtschaftliche oder technische Funktion.

- Leistungen, die in die Bausubstanz eingreifen, sind Bauaufträge.
- Der finanzielle Anteil am Gesamtauftrag spielt alleine keine Rolle.
- Trotz eines geringen Anteils am Gesamtauftrag kann ein Bauauftrag prägend sein.
- Der Hauptgegenstand bestimmt sich danach, ob der Auftrag insgesamt auf die Beschaffung von Bauleistungen angelegt ist, oder ob diese Leistungen lediglich Ausnahmen darstellen.

An aerial photograph of a winding asphalt road that curves through rolling green hills. The road is bordered by a wooden fence. In the background, there are more hills, some trees, and a small body of water. A large, white, stylized number '3' is overlaid on the left side of the image, partially obscuring the road and hills.

Entlang der H₂-Wertschöpfungskette

Die vielfältigen Aspekte der aufkommenden H₂-Wirtschaft lassen sich entlang ihrer Wertschöpfungskette betrachten



Angebot/Erzeugung

Produkte

H₂ und H₂-Derivate (z. B. synth. Methan, synth. Kraftstoffe)

Nebenprodukte

Abwärme, Sauerstoff (nicht im Fokus, aber für Wirtschaftlichkeit z. T. relevant)

Kosten

grauer vs. blauer vs. grüner H₂ (und weitere Farben) → jeweils in Konkurrenz zu „grünen Alternativen“

Standorte

inländisch vs. EU-Ausland vs. Nicht-EU-Ausland → Vor- und Nachteile hinsichtlich Kosten, Energie- und Geopolitik



Transport

- verschiedene **Transportformen** (verdichtet/verflüssigt/in LOHC gelöst per Tankwagen/Schiff/Pipeline):
 - Import aus dem (entfernteren) **Ausland** (z. B. Nordafrika/Naher Osten/Australien)
 - Transportstruktur innerhalb **Europas**
 - Umwidmung/Neubau von Gasnetzinfrastruktur innerhalb **Deutschlands**
- funktionierende Transportinfrastruktur wesentliche **Voraussetzung** für Etablierung eines **Marktes für H₂**



Nachfrage/Verbrauch

- potenzielle **Umstellung bestehender Verbräuche** von grauem auf grünen oder blauen H₂
- neu **hinzukommende Verbraucher** infolge des Ausstiegs aus fossilen Energieträgern
- bei der Bewertung möglicher Anwendungsfälle: Berücksichtigung von **technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen** sowie von **Alternativen** (z. B. Elektrifizierung)

3

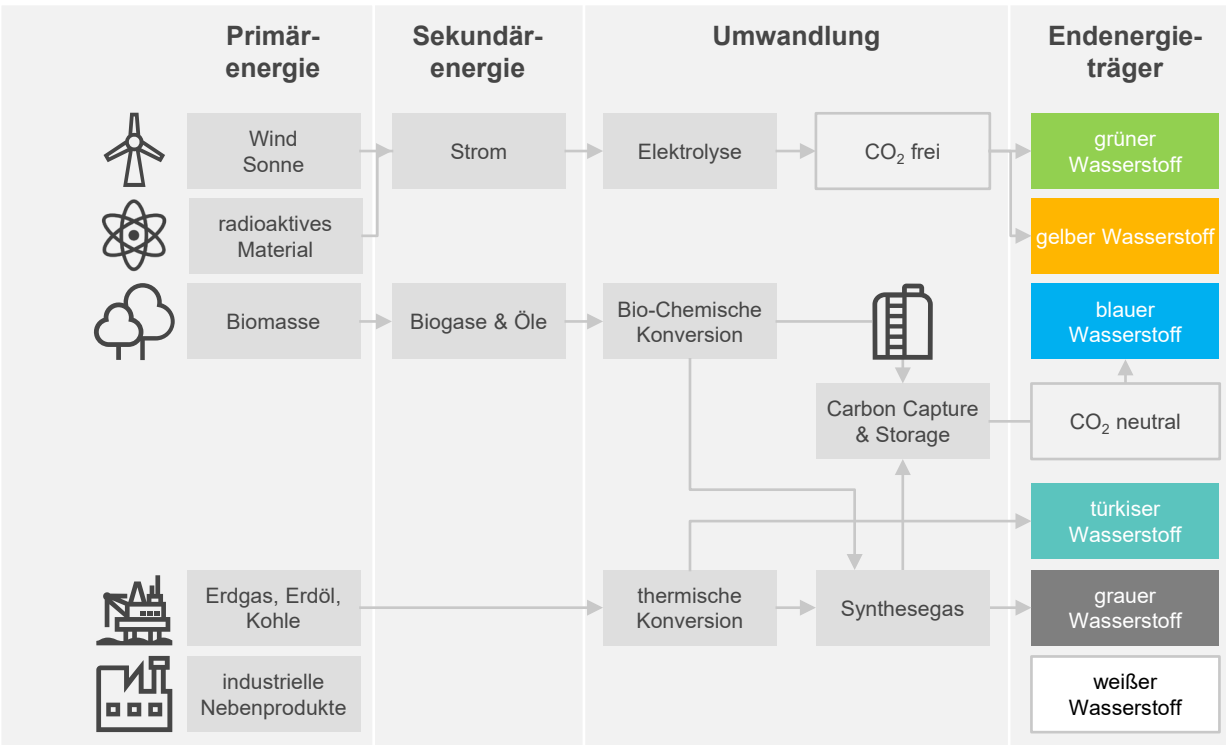
Produktion

Transport

Anwendung

Je nach Produktionsverfahren kann zwischen unterschiedlichen Arten bzw. „Farben“ von Wasserstoff unterschieden werden

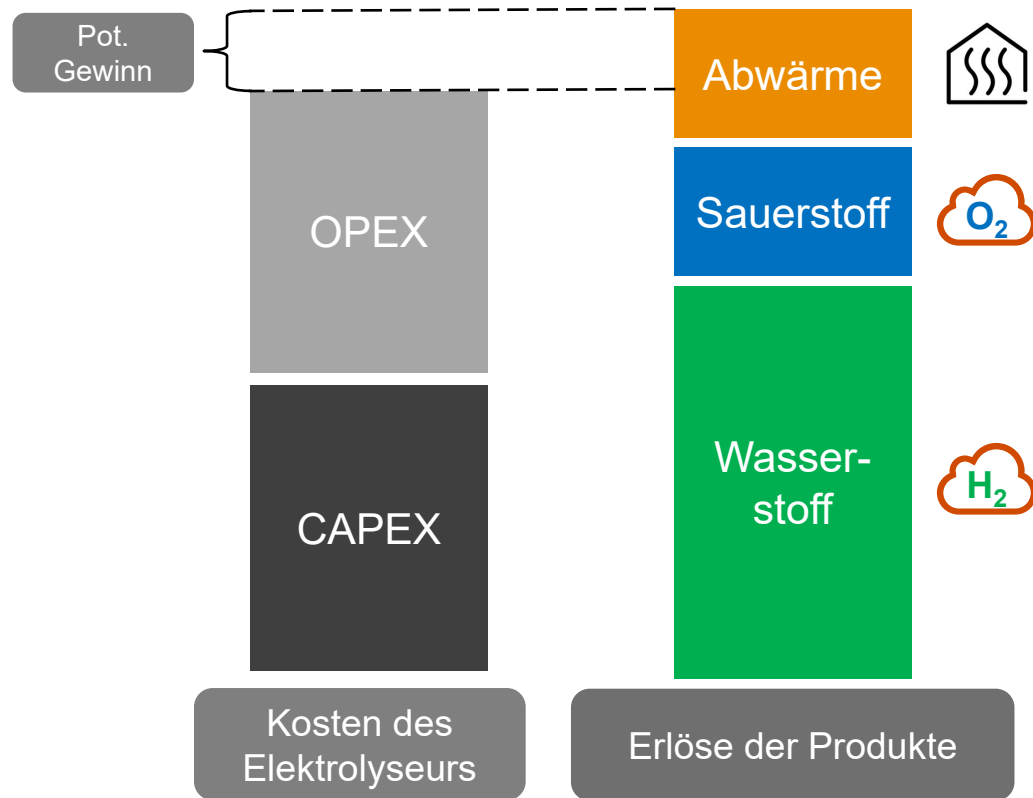
Die am häufigsten verwandte Farbenlehre unterscheidet zwischen grünem, blauem, türkisen und grauem Wasserstoff – Grüner Wasserstoff steht in Deutschland im Fokus, allerdings werden künftig große Wasserstoffmengen importiert werden



gelber Wasserstoff	Nutzung von Atomstrom für die Elektrolyse. CO ₂ entsteht nicht, aber radioaktiver Abfall.
grüner Wasserstoff	ausschließlicher Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien bei Elektrolyse
blauer Wasserstoff	thermochemische Umwandlung von fossilen Brennstoffen bei Abscheidung und Speicherung des entstehenden CO ₂
türkiser Wasserstoff	thermische Spaltung von Methan, bei der kein CO ₂ , sondern fester Kohlenstoff entsteht
grauer Wasserstoff	thermochemische Umwandlung von fossilen Brennstoffen ohne CO ₂ -Abscheidung
weißer Wasserstoff	Wasserstoff als industrielles Nebenprodukt



Den Produktionskosten stehen potenzielle Erlöse für drei Endprodukte gegenüber



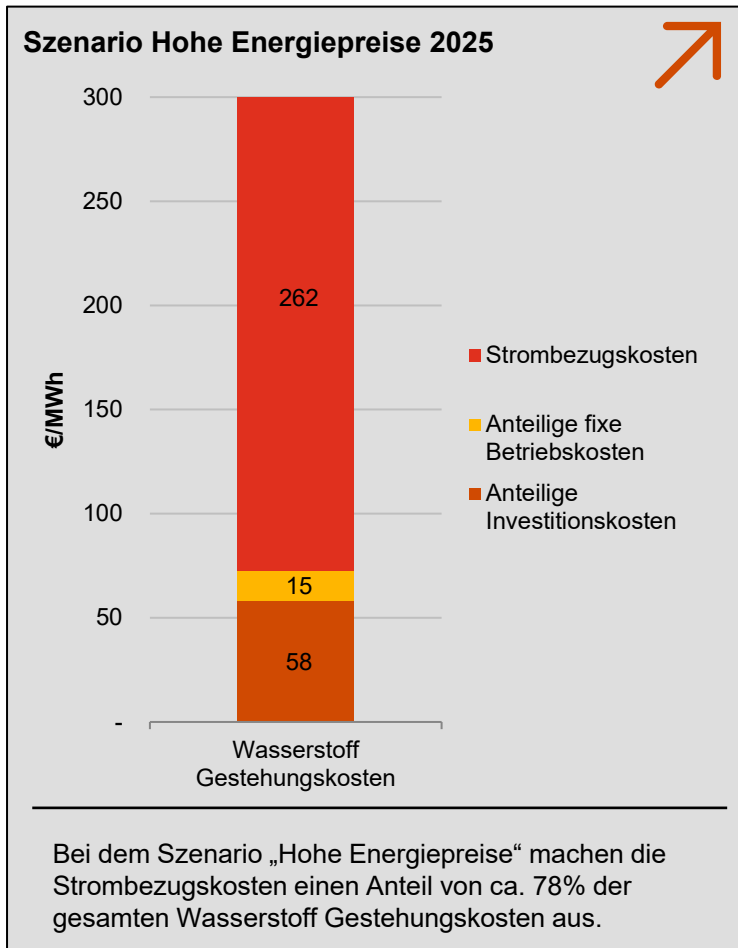
Erläuterung zur Methodik

- **Ermittlung der Produktionskosten** für den Betrieb eines Elektrolyseurs
- Elektrolyseur hat großen Gesamtkostenblock (OPEX+CAPEX)
- **Gegenüberstellung mit den Erlösen** für die drei Produkte (O₂, H₂, Abwärme)
- **Ermittlung der potentiellen Zahlungsbereitschaft** für die drei Produkte kombiniert mit der potentiell verfügbaren Menge
- Erlösblöcke sollten, auch durch den Vertrieb der Nebenprodukte, höher sein als der Kostenblock



Untersuchung, ob es zu einem Business Case kommen könnte

Die Strombezugskosten orientieren sich an Marktpreisen und machen den Hauptbestandteil der Gestehungskosten von Wasserstoff aus

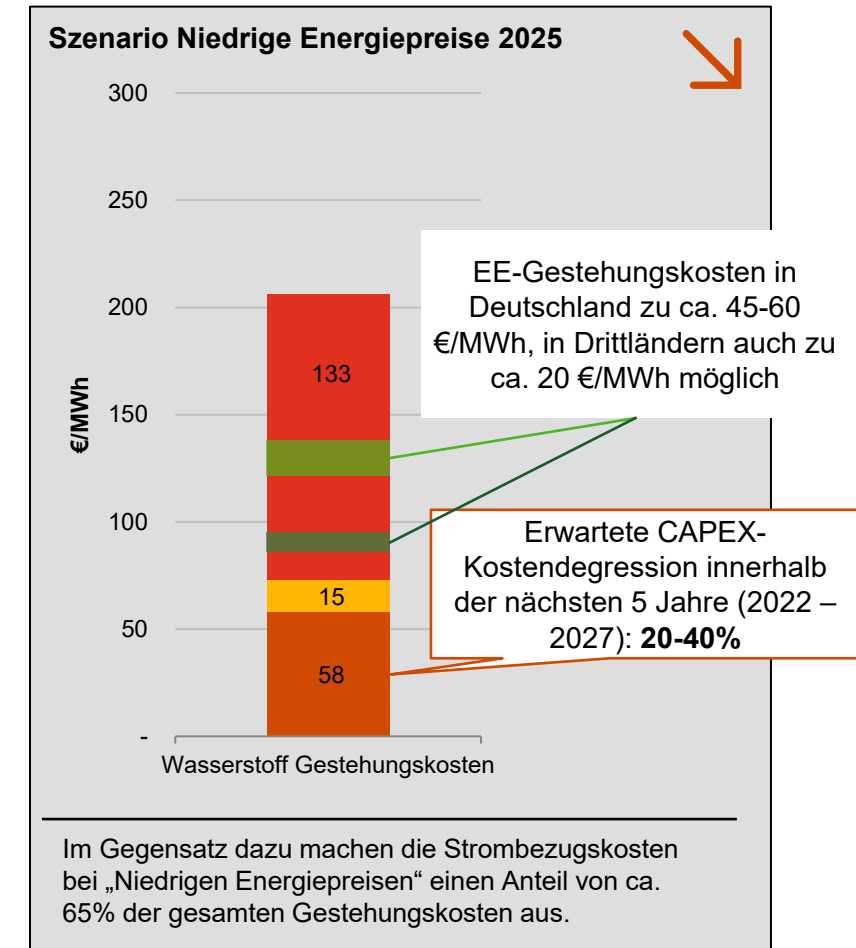


Terminmarktpreise für 2025		Szenario „Niedrige Energiepreise“ *	Szenario „Hohe Energiepreise“ **	Quellen
Strom für Elektrolyseur (Base)	€/MWh	93	183	Basierend auf Terminmarktpreisen laut EEX
CO ₂	€/t	85	81	Basierend auf Terminmarktpreisen laut EEX
Erdgas	€/MWh	44	86	Basierend auf Terminmarktpreisen laut EEX

Parameter Elektrolyseur	Werte
Leistung	1 MW _{el}
Lebensdauer	21 Jahre
Volllaststunden pro Jahr (VBH)	3.250
Wasserstoffproduktion pro Jahr	67 kgH ₂ / kW _{el}
Wirkungsgrad	70%

*durchschnittliche Terminmarktpreise 2025 von März 2022
 **durchschnittliche Terminmarktpreise 2025 von Oktober 2022

Quellen: Wuppertal Institut, DIW (2020), PwC Research



Genehmigungsverfahren für die Errichtung eines Elektrolyseurs berühren die Bereiche Immissionsschutz, Umweltverträglichkeit und Baurecht



Immissionsschutz

- **Genehmigungsbedürftige Anlage** – Nr. 4.1.12 der 4. BImSchV – Anhang I; Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich
- Überwachungsverpflichtungen gem. § 52a BImSchG und Umsetzung der besten verfügbaren Techniken (BVT)
- Nr. 2.44 der 12. BImSchV – Anhang I: Wasserstoff als „gefährlichen Stoff“ – die bezeichneten Mengenschwellen von 5.000 kg und 50.000 kg begründen bei Überschreitung abgestufte Anforderungen zur Störfallvermeidung



Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)

- Gem. § 7 Abs. 1 S. 1 UVPG i. V. m. Anhang 1 Nr. 4.2 ist eine **allgemeine Vorprüfung** des Einzelfalls zur Feststellung der UVP-Pflicht durchzuführen. Die dabei anzuwendenden Kriterien werden in Anlage 3 des UVP-Gesetzes näher festgelegt.



Baurecht

Unbeplanter Außenbereich – Privilegierung (+)

§ 35 BauGB ist zu beachten: Privilegierung nach Abs.1 erforderlich:

- Abs. 1 Nr. 3 sieht eine Privilegierung vor für Vorhaben, die „**der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität, Gas, (...) oder einem ortsgebundenen gewerblichen Betrieb**“ dienen
- Abs. 1 Nr. 5 privilegiert Vorhaben, die „**der Erforschung, Entwicklung oder Nutzung der Wind- oder Wasserenergie dienen**“
- öffentliche Belange nach § 35 Abs. 3 BauGB dürfen nicht entgegenstehen – z. B. drohende Umwelteinwirkungen

Privilegierung (-)

- wird eine Privilegierung von der Baubehörde nicht angenommen, so ist ein **Bauleitplanverfahren** durchzuführen; Aufstellung eines entsprechenden Bebauungsplans (Festsetzungen nach §§ 8, 9, 11 oder 14 BauNVO möglich)

Das Genehmigungsverfahren bei Power-to-Gas-Anlagen



Phasen des Genehmigungsverfahrens

Antragsphase

Beratungsgespräch mit der Behörde, Erstellung notwendiger Unterlagen und Gutachten durch Antragsteller

Prüfungsphase

Einreichung Unterlagen und Genehmigungsantrag, Vollständigkeitsprüfung durch Behörde

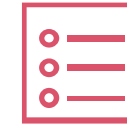
Genehmigungsphase

Öffentlichkeitsbeteiligung bei förmlichem Verfahren, Genehmigungsentscheidung



Planung und Genehmigung










- Die Genehmigungsbehörde koordiniert die Prüfung fast aller tangierten Rechtsgebiete und die Genehmigungsentscheidung schließt andere behördliche Entscheidungen mit ein, vgl. §§ 4, 10, 13 BlmschG – **sog. Konzentrationswirkung (z. B. BauG, UVP, Natur-/Artenschutz, WHG, StörfallV)**.
- Im förmlichen Verfahren entwirft der Antragsteller einen schriftlichen und/oder elektronischen Antrag und stellt alle erforderlichen Unterlagen zusammen.



Aufgaben und Pflichten nach Verfahrensstand

- Die Störfall-Verordnung (12. BlmschV) greift erst, wenn bestimmte Mengenschwellenwerte überschritten werden.
- Für Wasserstoff gilt gemäß Anhang I, Nr. 2.44 der 12. BlmschV ein Schwellenwert von 5.000 kg.
- Grundpflichten finden sich §§ 3 ff. StörfallV; für Betriebsbereiche der oberen Klasse kommen erweiterte Pflichten gemäß §§ 9 ff. StörfallV hinzu
- daneben treten Betreiberpflichten nach dem BlmSchG sowie weiteren Fachgesetzen

Wasserstoffgestehungskosten können durch eine Vielzahl an potentiellen Entlastungsmöglichkeiten gesenkt werden

		 Besondere Ausgleichsregelung/ § 69b EEG 2021							
Entlastungsmöglichkeiten bei Stromnetzbezug		Umlage	EEG 6,500 ct/kWh	KWKG 0,378 ct/kWh	Offshore-Umlage 0,419 ct/kWh	§ 19 Strom-NEV 0,437 ct/kWh	Konzessionsabgaben 0,11 ct/kWh	Stromsteuer 2,05 ct/kWh	Netznutzung individuell
		Reduzierungsmöglichkeit	§ 64a/§ 69b EEG 2021 (WP)	Reduzierung Aufschläge (WP)	Reduzierung Aufschläge (WP)	Reduzierung Aufschläge (WP)	Grenzpreis (WP)	Reduzierung für Prozesse & Verfahren	§ 118 Abs. 6 EnWG
		Reduzierungshöhe	Reduzierung: 85% oder mehr	Reduzierung: 85% oder mehr	Reduzierung: 85% oder mehr	Reduzierung: 85% oder mehr	Reduzierung auf Null	Reduzierung auf Null	Reduzierung auf Null
		zuständige Stelle	BAFA*/Netzbetreiber	Netzbetreiber	Netzbetreiber	Netzbetreiber	Netzbetreiber	Hauptzollamt	Netzbetreiber
		privilegiert bzw. potentielle Privilegierung	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

* Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Das EEG 2021 erweitert die Regelungen zur Abgaben-/Umlagereduzierung für die Herstellung von Wasserstoff



Besondere Ausgleichsregel § 64a EEG 2021

neu: §§ 31, 36 EnFG



Volle EEG-Befreiung für grünem H₂ § 69b EEG 2021

neu: § 25 EnFG

Art des Wasserstoffs

- **Zunächst unabhängig** von der **Art („Farbe“)** des H₂ und seines **Verwendungszwecks**

- **ausschließlich für grünem H₂** unabhängig vom Verwendungszweck

Anforderungen

- grds. H₂-Herstellung als „**größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des Unternehmens**“
- Ausnahme hiervon für **selbständige** und **nicht-selbständige Unternehmensteile** möglich
- Einsatz mess- und eichrechtskonformer **Messeinrichtungen**
- **kein Selbstbehalt**, d. h. Privilegierung auch für Kleinstanlagen

- Einsatz von **Strom aus nicht (mehr) EEG-geförderten Anlagen**
- **Inbetriebnahme** der Anlage zur Wasserstoffherstellung **vor dem 01.01.2030**
- **eigener Netzzugang bzw. Zählpunkt der H₂-Anlage**
- Einsatz mess- und eichrechtskonformer **Messeinrichtungen**

Begrenzungswirkung

- Begrenzung der **KWK- und Offshore-Netzumlage um 85% oder mehr**
- weitere Begrenzung im Einzelfall möglich

- **Vollbefreiung** von der **KWK-Umlage sowie Offshore-Netzumlage**; aber abgestuftes System denkbar

Weitere Abgaben und Umlageprivilegien für Erzeugung und Einspeisung sind möglich

Stromsteuerentlastung

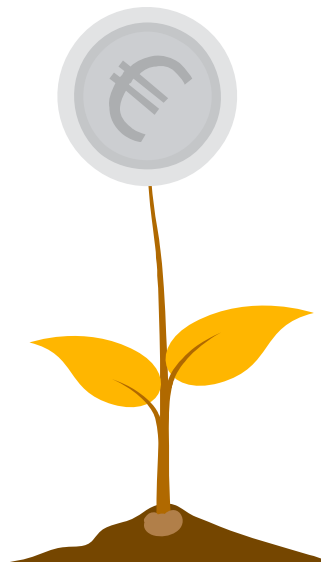
- Der zur Elektrolyse eingesetzte Strom wird nach § 9a StromStG von der Stromsteuer entlastet
- Entlastungsberechtigt: *Unternehmen des produzierenden Gewerbes*
- auch für kommunale Eigenbetriebe möglich

Erzeugung von Speichergas

- EEG-Umlagebefreiung, wenn **Speichergas** aus EE-Strom erzeugt und in das Erdgasnetz eingespeist wird und **rückverstromt** wird und auf den erzeugten Strom die EEG-Umlage gezahlt wird, § 61l EEG 2021 (bis zum Entfall der EEG-Umlage ab dem 1.7.2022)

Befreiung von den Netzentgelten

- **Netzentgeltbefreiung** für den für die Elektrolyse bezogenen Strom **für 20 Jahre ab IBN**, § 118 EnWG
- Befreiung von **Einspeiseentgelten** in das Gasnetz, an das die Elektrolyseure angeschlossen sind, § 118 EnWG



Die Überarbeitung der RED II unterstreicht die Signifikanz von grünem Wasserstoff auf europäischer Ebene

Direkte Produktion von erneuerbaren Wasserstoff

- Definition des Begriffs "erneuerbarer Wasserstoff" in Art. 2 (4): Wasserstoff, der ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse gewonnen wird.
- Nach Art. 3 bestehen folgende Anforderungen an die Stromerzeugungsanlage:
 - Es besteht eine direkte Verbindung zur Wasserstofferzeugungsanlage
 - Die Anlage wurde frühestens 36 Monate vor der Wasserstoffproduktionseinheit in Betrieb genommen.
 - Die Anlage ist nicht an das Stromnetz angeschlossen, oder, falls sie an das Stromnetz angeschlossen ist, muss ein intelligentes Messsystem zeigen, dass zur Erzeugung des erneuerbaren Wasserstoffs kein Strom aus dem Netz entnommen wurde.

Erneuerbarer Wasserstoff mit Strom aus dem Netz

- Nach Art. 4 bestehen drei Möglichkeiten für die Anrechnung von aus dem Netz entnommenem Strom zu Herstellung von erneuerbaren Wasserstoff:
 - Die Wasserstofferzeugungsanlage befindet sich in einer Gebotszone, in der der durchschnittliche Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien im vorangegangenen Kalenderjahr über 90 % lag
 - Es wurde ein PPA über eine Menge abgeschlossen, die mindestens der Menge an Strom entspricht, die als vollständig erneuerbar angegeben wird (weitere Bedingungen notwendig).
 - Verbrauch von Strom während eines Ungleichgewichtsausgleichs, wobei nachzuweisen ist, dass die Stromerzeugungsanlagen nach unten rückverteilt wurden.

Die RED III adressiert die nachhaltige und regionale Produktion von H₂

Erzeugung aus erneuerbaren Energien

- Nach Art. 19 Abs. 2 der Richtlinie sollen die Mitgliedstaaten ein einheitliches System der Herkunftsnachweise für mit Strom aus erneuerbarer Energie erzeugten Wasserstoff vorstellen:
 - Nach Maßgabe der Europäischen Norm CEN-EN16325 ordnungsgemäß genormt und Ausstellung auf Antrag eines Energieerzeugers
 - Ausnahmen für kleine Anlagen unter 50 kW und für Energiegemeinschaften -> Vereinfachtes Registrierungsverfahren und reduzierte Registrierungsgebühren
 - Die Mitgliedstaaten können beschließen, einem Produzenten, der finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, keinen solchen Herkunftsnachweis auszustellen

Erneuerbarer Wasserstoff mit Strom aus dem Netz

- Nach Art. 27 Abs. 3 der Richtlinie bestehen drei Möglichkeiten für die Anrechnung von aus dem Netz entnommenem Strom zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff:
 - EE-Anlage und Elektrolyseur sind im selben Land oder im Nachbarland
 - Es wurde ein PPA über eine Menge abgeschlossen, die mindestens der Menge an Strom entspricht, die als vollständig erneuerbar angegeben wird
 - Ein vierteljährlicher Ausgleich zwischen erneuerbarer Elektrizität, welche aus dem Netz bezogen wurde, und der Menge der aus dem Netz bezogenen Elektrizität zur Produktion von Kraftstoffen

Verhandlungen mit Rat
und Kommission

3

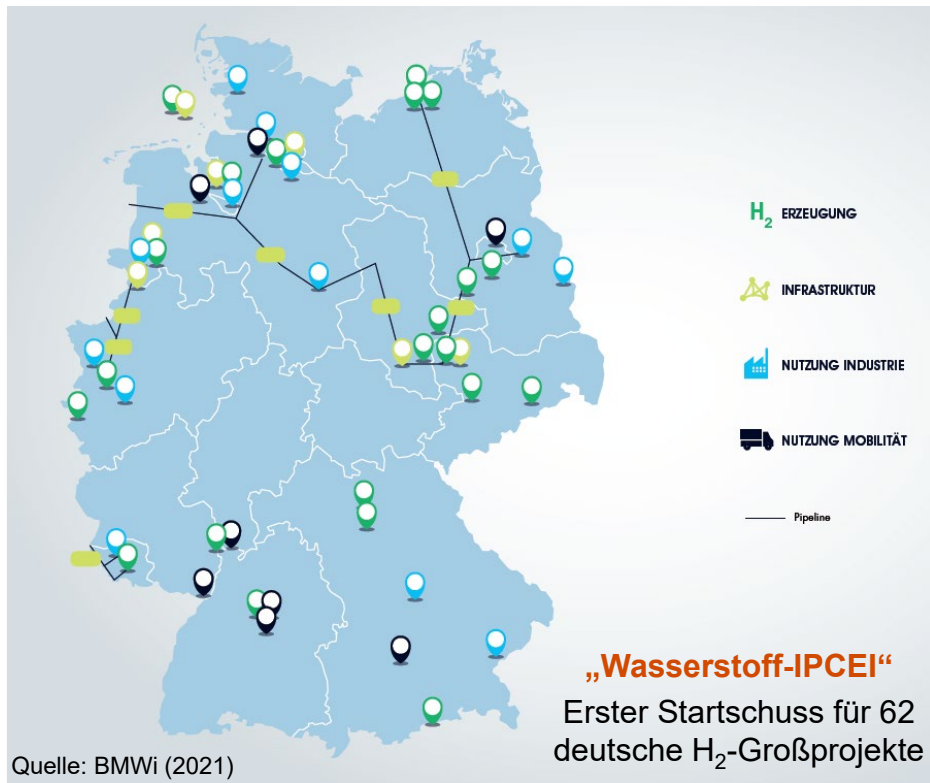
Produktion

Transport

Anwendung

Durch IPCEI-Förderungen werden erste H₂-Leitungen – i. W. als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen – gebaut

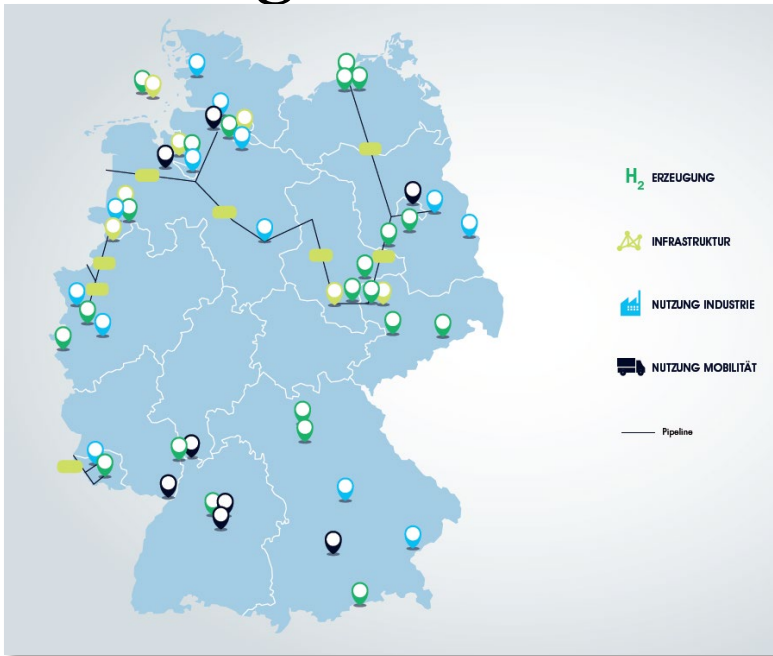
Aktueller Status



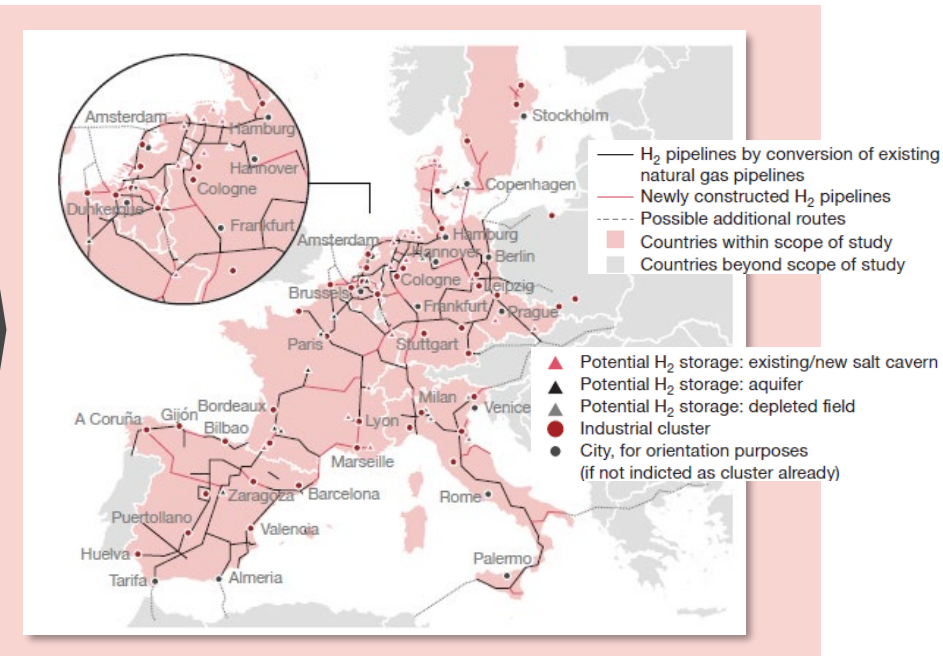
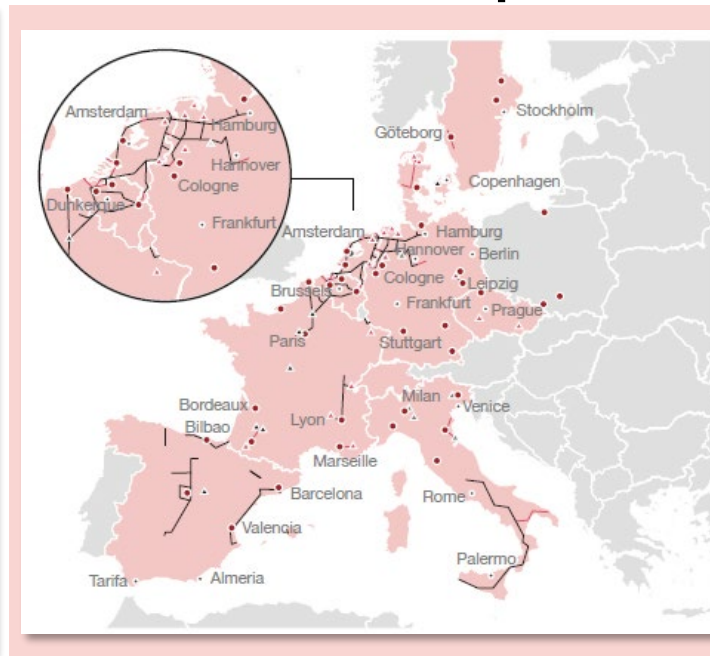
- Zielbild des Wasserstofftransports in Europa ist die **Vision eines „European Hydrogen Backbone“** mit zentralen Leitungen in Deutschland
- Im Rahmen der Fördermöglichkeiten der IPCEI* wird der **Aufbau einer H₂- (Transport-) Infrastruktur** gem. nationaler Wasserstoffstrategie unterstützt
- Bisher erfolgt der Transport von Wasserstoff vor allem als Beimischung zum Erdgasnetz, per LKW oder in regional stark begrenzten Netzen privater Betreiber per Pipeline
- Nun sollen auch **überregionale Leitungen als Teil eines öffentlichen Netzes** gebaut werden, die zunächst Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen großen Erzeugern und Verbrauchern darstellen

* IPCEI = Important Projects of Common European Interest

Die ersten Wasserstoff-Pipelines vernetzen große Lastzentren, ein durchgehendes EU-Netz wird in 2040 erwartet



Quelle: BMWi (2021)



Quelle: Strategy&-Visualisierung nach Gas for Climate (2020)

2021

„Wasserstoff-IPCEI“

- Erster Startschuss für 62 deutsche H₂-Großprojekte

2030

„European Hydrogen Backbone“*

- Vision von 12 europäischen Fernleitungsnetzbetreibern
- Bis 2030 industrielle Cluster zu einer entstehenden Infrastruktur verbinden
- Hauptsächlich Umwidmung bestehender Gas Pipelines

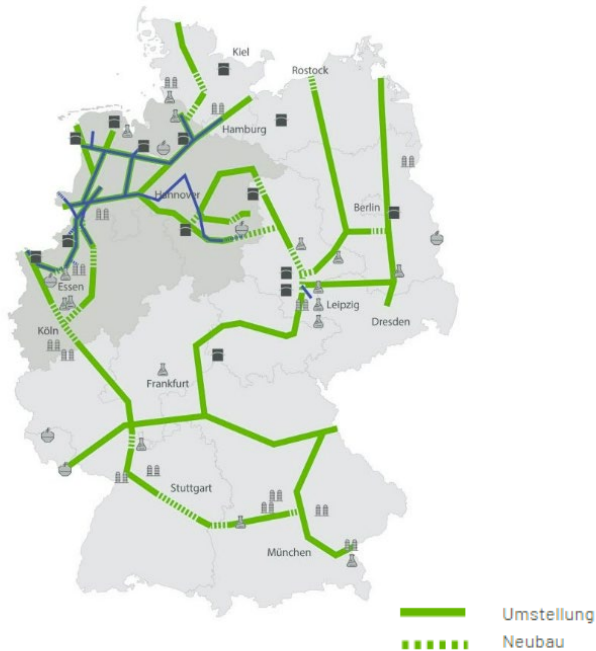
2040

„European Hydrogen Backbone“

- Weitreichende Infrastruktur über weite Teile Europas
- Nun auch mehr neue H₂-Pipelines
- Aufnahme von Speicherkapazitäten in Infrastruktur

Die aktuellen Planungen der deutschen FNB zeigen eine ambitioniertere Wasserstoffnetzplanung für Deutschland auf

H2-Startnetz 2030 (Darstellung in blau)



Länge: 1.200 km
Umgestellte Gasleitungen: 1.100 km

H2-Netz 2030



Länge: 5.100 km
Umgestellte Gasleitungen: 3.700 km

H2-Netz 2050



Länge: 13.300 km
Umgestellte Gasleitungen: 11.000 km

Konsultationsprozess

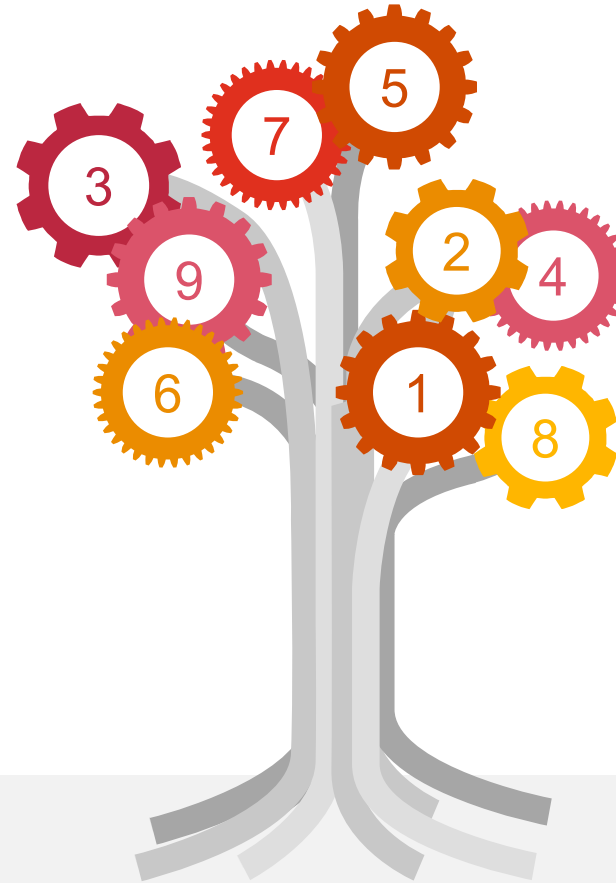
- Die FNB haben eine Marktabfrage für den Transportbedarf von Wasserstoff durchgeführt, welche die Grundlage für die anschließende Netzberechnung bildet
- Im September 2022 wurde ein Bericht zum aktuellen Stand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff mit dem Zieljahr 2035 vorgelegt
- Dieser muss jetzt von der BNetzA geprüft werden

Der Betrieb von Wasserstoffnetzen wird im EnWG geregelt

Wasserstoff ist eine **eigene Sparte** neben Strom und Gas (§ 1 Abs. 1 EnWG), mit der entsprechenden Zweckbestimmung: sicher, preisgünstig, verbraucherfreundlich, effizient, umweltverträglich

Regulierungsvorschriften in einem eigenen Abschnitt (§§ 28j bis 28q EnWG)

Betreiber von Wasserstoffnetzen sind Personen, die Aufgaben des Transports oder der Verteilung von Wasserstoff wahrnehmen und den Betrieb verantworten (§ 3 Nr. 10b EnWG).



Wasserstoffnetze sind auf die Versorgung einer unbestimmten Anzahl Kunden ausgerichtet und dimensioniert (§ 3 Nr. 39a EnWG)

Für reine Wasserstoffnetze spielt die Art der Erzeugung des Wasserstoffs keine Rolle.

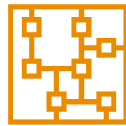
elektrolytisch erzeugter Wasserstoff konnte auch vorher schon in Gasnetze beigemischt werden (§ 3 Nr. 19a EnWG)

zunächst keine Geltung der Entflechtungsvorgaben und Netzzugangsregeln

Bisher gilt jedoch eine freiwillige Regulierung für Betreiber von Wasserstoffnetzen nach der Opt-in Regelung

Adressaten der Regulierungsvorschriften für reine Wasserstoffnetze

- Die Regulierung erfolgt auf freiwilliger Basis („Opt-in“).
- Regulierung erfolgt nach Abgabe einer Erklärung und positiver Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit.
- Entscheidung ist unwiderruflich und gilt unbefristet, d. h. es ist keine spätere Rücknahme möglich.



Entflechtung

- Die Entflechtung erfolgt gem. §§ 28k, 28m EnWG:
 - **horizontal**
Trennung von H₂, Strom und Gas) und
 - **vertikal**
Trennung von Netzbetrieb, Erzeugung, Speicherung und Vertrieb),
§ 28m Abs. 1 S. 2 EnWG: „Betreibern von Wasserstoffnetzen ist es nicht gestattet, Eigentum an Anlagen zur Wasserstoff-erzeugung, zur Wasserstoffspeicherung oder zum Wasserstoffvertrieb zu halten oder diese zu errichten oder zu betreiben“
 - **buchhalterisch und informationell**
- keine Vorgabe zur rechtlichen Entflechtung



Netzanschluss und -zugang

- kein regulierter Netzzugang, sondern verhandelter Netzzugang (§ 28n EnWG)
- Verweigerung von Netzanschluss und -zugang bei betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen
- Bestimmung der Netzentgelte erfolgt nach den Vorgaben der H2NEV (nur für freiwillig regulierte H₂-Netzbetreiber).

Um sich regulieren zu lassen müssen die Betreiber von Wasserstoffnetzen eine „Opt-in-Erklärung“ abgeben

Prüfung und Entscheidung zur Bedarfsgerechtigkeit

1

Vorlage von Unterlagen bei der BNetzA („Antrag“) zur Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit **einzelner Wasserstoffnetzinfrastrukturen**

Grundlage der Prüfung:

- Realisierungsfahrplan zwischen Netznutzer und Netzbetreiber
- energiewirtschaftliche Notwendigkeit

2

Prüfung durch BNetzA

bedarfsgerecht in der Regel, wenn gefördert nach nationaler H₂-Strategie

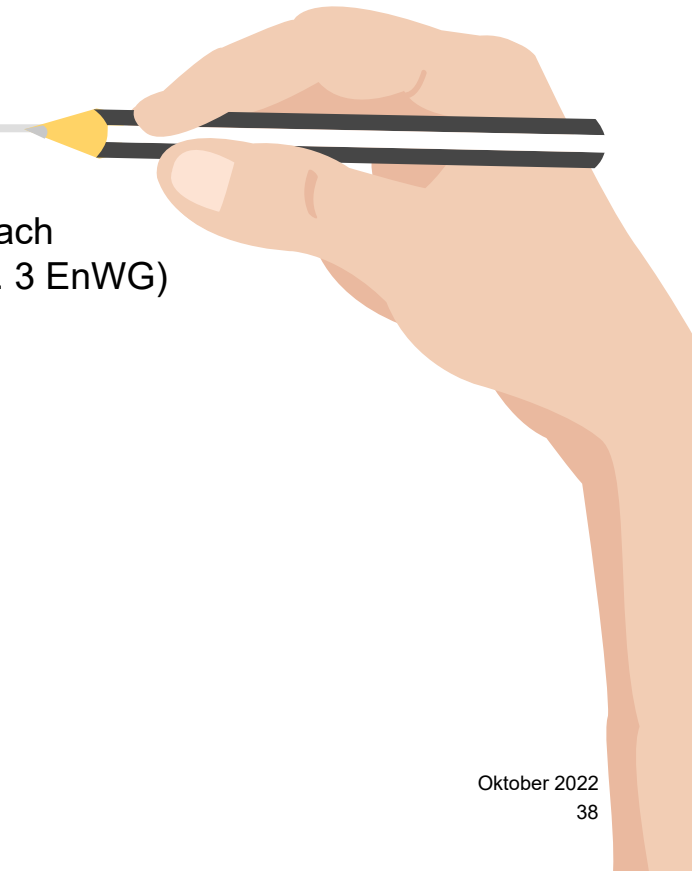
bedarfsgerecht in der Regel, wenn im Zusammenhang mit Offshore-Wind

3

Entscheidung innerhalb von 4 Monaten, sonst als bedarfsgerecht anzusehen

4

„Opt-in“ (Antrag nach § 28j Abs. 3 EnWG)



Für Wasserstoffnetzbetreiber, die sich mit einer Erklärung der Regulierung unterworfen haben, fallen entsprechende Entgelte an

Grundsätze der Entgeltbildung



Strengere Vorgaben im Gasbereich

- Durch Anreizregulierung sind Kosten und Erlöse voneinander entkoppelt; Kostendeckung ist keine Vorgabe
- Effizienzvergleich sorgt für Kostendruck
- fünfjährige Regulierungsperioden erfordern mehr Planung und sorgen für Unsicherheiten durch Prognosen
- reine Ex-Ante-Regulierung ist unflexibel
- kaum gestalterische Spielräume dank GasNEV/ARegV

Aber:

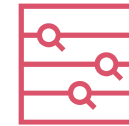
- **Gasnetzbetreiber profitieren vielfach von den Regelungen der H₂-NEV.**
- **Gasnetzbetreiber können als Einzige bestehende Infrastruktur nutzen und umwidmen**

Welche Folgen entstehen für Wasserstoffnetzbetreiber, die sich nicht der freiwilligen (Entgelt-)Regulierung unterwerfen?



Wettbewerbsnachteile?

- Netzkunden suchen sich ggf. einen regulierten Netzbetreiber, da Infrastruktur ohnehin erst gebaut werden muss
- eine spätere Überführung nicht regulierter Netze in einen EU-bestimmten Regulierungsrahmen wird ggf. schwieriger
- Ein anderes Unternehmen baut mittelfristig das regulierte Wasserstoffnetz auf und schafft ein natürliches Monopol (irgendwann kommt die vollständige und verpflichtende Regulierung).



Kein vollständig ungeregelter Zustand

- Zum einen gelten allgemeine Preisvorgaben wie die Verbote von Sittenwidrigkeit und Wucher.
- Zum anderen enthält das EnWG anzuwendende Vorschriften auch für nicht regulierte Wasserstoffnetze:
 - Teil 5: Planfeststellung und Wegenutzung (insb. Konzessionsvergabe)
 - Teil 7: Behörden
 - Teil 8: Verfahren und Rechtsschutz
 - §§ 113a bis 113c
- Gestattungsverträge Gas etc. gelten auch für Wasserstoff
- Umstellung im Netzentwicklungsplan
- sicherheitstechnische Anforderungen bei Gashochdruck

Vorschlag der EU zur Regulierung reiner Wasserstoffnetze

Überarbeitung der GasbinnenmarktRL und der FernleitungsnetzzugangsVO

Wasserstoffnetzbetreiber als Transportnetzbetreiber

- Wasserstoffnetzbetreiber sollen den Fernleitungsnetzbetreibern gleichgestellt werden
- geplante Gründung einer europäischen Vereinigung von Wasserstoffnetzbetreibern (ENNOH) als Pendant zu ENTSO-G bzw. ENTSO-E

Netzzugangsregeln

- Netzzugang soll grds. reguliert werden; der verhandelte Netzzugang soll übergangsweise bis 2030 möglich sein
- Ausnahmen von der Netzanschlusspflicht gelten im Falle fehlender Kapazität; ein Netzausbau soll nur verpflichtend sein, wenn dieser wirtschaftlich ist

Entflechtungsvorgaben

- horizontale und vertikale Entflechtung; grds. sollen die gleichen Vorgaben wie für Gasnetzbetreiber gelten
- rechtliche, buchhalterische, personelle und informatorische Entflechtung

Keine De-Minimis-Regelung

- Eine De-Minimis-Grenze, unterhalb derer weniger strenge Anforderungen gelten, ist nicht vorgesehen.
- Die Einführung einer De-Minimis-Regelung stünde bereits der Einordnung als Transportnetzbetreiber entgegen.

Informations- und Berichtspflichten

- Wasserstoffnetzbetreiber sollen der Regulierungsbehörde regelmäßig einen Bericht über geplante Netzentwicklung und den H₂-Bedarf übermitteln
- ENNOH soll Netzkodizes entwickeln, Qualitätsmonitoring betreiben sowie einen Netzentwicklungsplan für 10 Jahre erstellen

Der nationale Rechtsrahmen steht vor einer Überarbeitung!

Konzessionsverträge für Erdgasnetze sollen bei Umrüstung auch für Wasserstoffnetze fortgelten, § 113a EnWG



Gesetzliche Überleitung bestehender Verträge

- EnWG-Novelle enthält Regelung zur Überleitung von bestehenden Gestattungsverträgen, beschränkt persönlichen Dienstbarkeiten oder sonstigen Vereinbarungen für Erdgasleitungen bei Umwidmung zur Wasserstoffleitung



Entsprechende Gültigkeit der Wegenutzungsverträge

- Wegenutzungsverträge für Erdgasleitungen gelten bis zum Ende ihrer Laufzeit für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff fort
- Konzessionsabgabenverordnung (KAV) gilt entsprechend auch für Wasserstoff



Nach Vertragsablauf muss Wegenutzungsrecht ausgeschrieben werden

- Gemeinden haben dem Betreiber des Wasserstoffnetzes ihre öffentlichen Verkehrswege auf Basis von Wegenutzungsverträgen nach § 46 zur Verfügung zu stellen (Durchführung von separaten Konzessionsverfahren)



Zur Wasserstoff-Infrastruktur gehört auch der Ausbau von Wasserstofftankstellen



Produktion-H₂-Tankstelle

H₂-Gasfüllanlage mit eigener Produktion des Wasserstoffs vor Ort

H₂-Station mit Zapfsäule, H₂-Bevorratung und **Elektrolyseur**



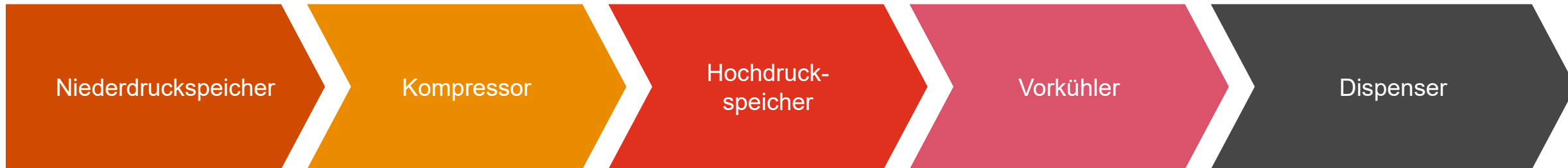
Liefer-H₂-Tankstelle

H₂-Gasfüllanlage ohne eigene Produktion des Wasserstoffs vor Ort



H₂-Station mit Zapfsäule und H₂-Bevorratung; Belieferung durch **Lkw (CGH₂ , CcH₂ oder LH₂) oder Anschluss an H₂-Gasleitung (Pipeline)**

Komponenten einer gasförmigen Hydrogen-Refueling-Station (HRS)



https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/03/NOW_Genehmigungleitfaden_H2-Tankstellen.pdf

Zur Speicherung bieten die bereits existierenden Gas-Speicher umfassende Möglichkeiten für Wasserstoff



Druckgasspeicher

- Kompression mit anschließender Speicherung in Drucktanks
- Eignung für kleine Speichermengen
- alternativ Speicherung in unterirdischen Kavernenspeicher

Ziel

Zusammenführung von Angebot und Annahme durch Rückverstromung erneuerbarer Energien

Herausforderung

Verbesserung der Energieeffizienz und Ausbau einer geeigneten Speicher- und Transportinfrastruktur

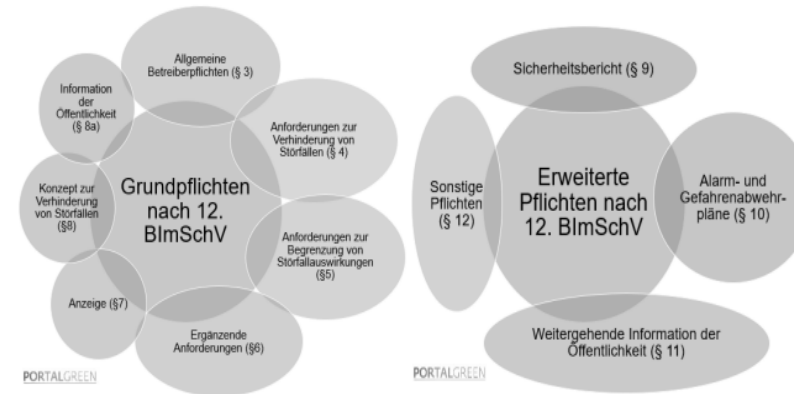
Pflichten

für Betreiber von Speichereinrichtungen ergeben sich je nach Mengenschwellenwert insbesondere Pflichten aus der 12. BImSchV – §§ 3 ff. bzw. 9 ff. StörfallV



Flüssiggasspeicher

- Verflüssigung durch Herunterkühlen mit anschließender Speicherung in Kryotanks
- ein Fünftel des Volumens von gasförmigem Wasserstoff
- Eignung für Transport über große Distanzen



Quelle: Power-to-Gas-Leitfaden zur Integration Erneuerbarer Energien – Band 1, S. 99, Abb. 8.4, 8.5, Urheberin: DBI

3

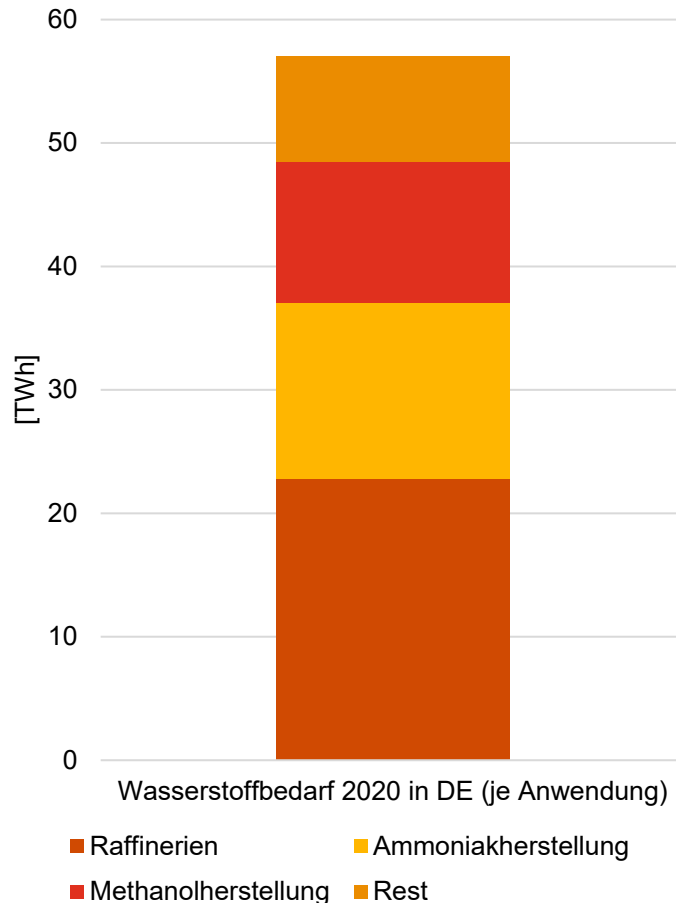
Produktion

Transport

Anwendung

Grüner H₂ ist für eine Vielzahl stark unterschiedlicher Endverbraucher relevant

Wasserstoff-Bedarf heute

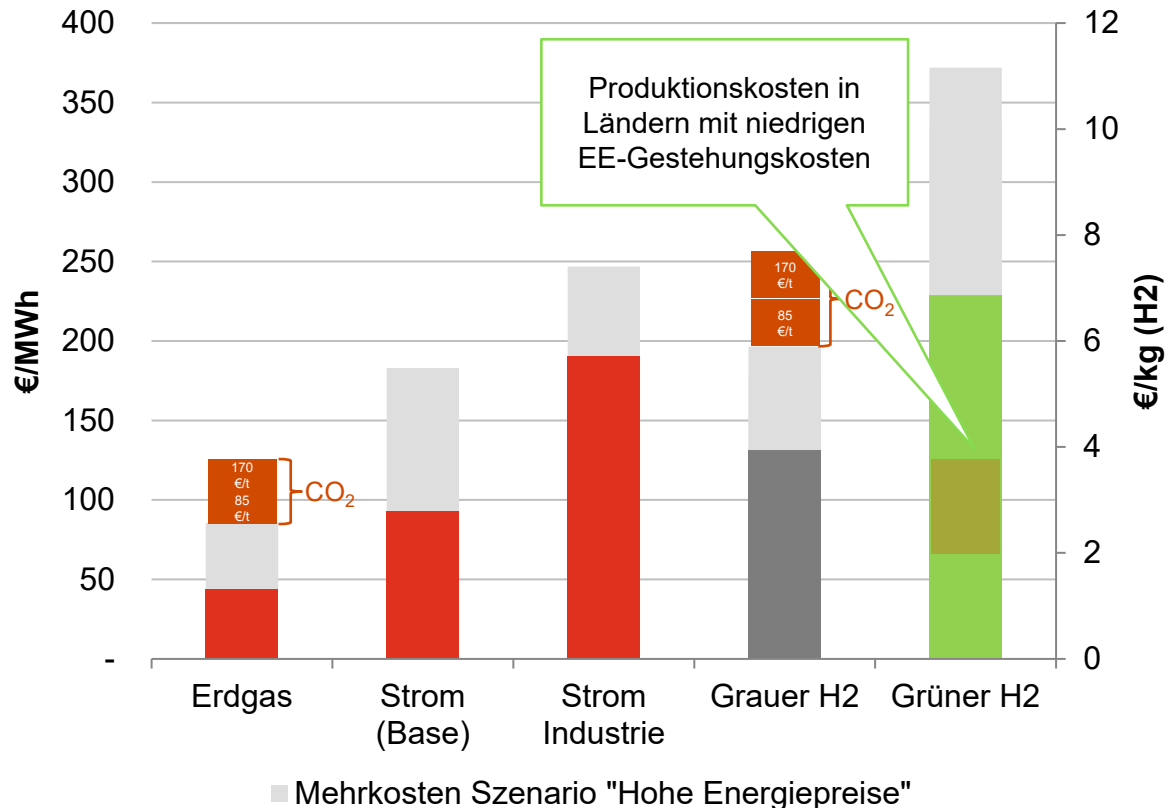


Mögliche zukünftige Nachfragesektoren für grünen Wasserstoff

Sektor	EVG	Anwendung	Einsatz	Relevanz
Industrie	Primärstahl	• Direktreduktion von Eisenerz m. H ₂	Feedstock	●
	Ammoniakherstellung	• Power-to-H ₂ + Synthese	Ersatz grauer H ₂	●
	Methanolherstellung	• Power-to-Methanol	Ersatz grauer H ₂	●
	HVC	• Methanol-to-Olefins	Feedstock	●
	Sekundärstahl	• H ₂ ersetzt Erdgas im EAF	Energieträger	●
	Hochtemperatur Prozesse (Glas, Kalk, Zement)	• Hochtemperatur H ₂ -Brenner	Energieträger	●
	Papier	• Niedertemperatur H ₂ -Brenner	Energieträger	●
	Weitere Niedertemp.prozesse	• Niedertemperatur H ₂ -Brenner	Energieträger	●
Verkehr	Nichteisenmetalle (Kupfer, Aluminium)	• H ₂ -basierte Reduktion im Anodenofen • Aluminium-Anwendung unerforscht	Vsl. Keiner	●
	Luft- & Schiffsverkehr	• Synthetische Kraftstoffe	Energieträger	●
	LKW und Busse	• Brennstoffzelle-LKW und -Bus	Energieträger	●
	PKW	• Brennstoffzelle-PKW	Energieträger	●
Gebäude	Wärmenetze	• H ₂ -KWK	Energieträger	●
	Dezentrales Heizen	• H ₂ -Kessel, H ₂ -Einspeisung ins Gasnetz	Energieträger	●
Umwandlung	Raffinerien	• Rohölveredelung	Feedstock	●
	Rückverstromung	• H ₂ -KWK	Energieträger	●

Die Rohstoffpreise sind der entscheidende Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffanwendungen

Kostenverlgeich für Energieträger (für 2025)



- Entscheidender Faktor für den wirtschaftlichen Betrieb eines Elektrolyseurs ist die Verfügbarkeit von günstigem Strom für die Elektrolyse als Hauptkostenträger bei der Wasserstoffproduktion
- Die **Kosten für die Produktion von grünem Wasserstoff** in Deutschland werden in den nächsten Jahren **rapide fallen**. Dennoch wird es eine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu grauem Wasserstoff voraussichtlich erst in den 2030er Jahren geben.
- Der **Import** von grünem Wasserstoff aus „Drittländern“ **bedarf** der entsprechenden **Infrastruktur**
- **Bis 2030** gehen wir aufgrund von fehlender Wirtschaftlichkeit **i.W. von Pilotprojekten** und regulatorisch vorgeschriebenen Aktivitäten erfolgen (i.W. „geschlossene Systeme“ mit gesicherter Nachfrage).

Im Bereich Verkehr erwarten wir (perspektivisch) vor allem Anwendungen in der Luftfahrt- und im Schiffsverkehr – ergänzend im ÖPNV in integrierten H2-Konzepten

Anwendungsgebiete im Verkehr

Endverbrauchergruppe	Anwendung	Einsatz	Einsatz von Hydrogen Products			
			H2 energetisch	H2 stofflich	Derivate energetisch	Derivate stofflich
Luftfahrt	Synthetische Kraftstoffe	Energieträger	✓		✓	
Schifffahrt	Synthetische Kraftstoffe	Energieträger	✓		✓	
LKW und Busse	Brennstoffzelle-LKW	Energieträger	✓		✓	
PKW	Brennstoffzelle-PKW	Energieträger	✓			

Einsatzzweck und Treiber

Luftfahrt

- Nutzung von H2 (Kurzstrecke) und HyP (synth. Kerosin, Mittel- und Langstrecke) als Treibstoff
- Einsatz von der technolog. Verfügbarkeit von H2-Flugzeugen bzw. synth. Treibstoffen und deren Wirtschaftlichkeit abhängig
- Hochlauf erst in der zweiten Hälfte der 2030er Jahre erwartet

Schiffsverkehr

- H2 (Fähren, Binnenschiffe) und HyP (v. a. Ammoniak und Methanol, Seeschifffahrt) werden energetisch als Treibstoff eingesetzt.
- Schnelligkeit des Hochlaufs abhängig vom Zeitpunkt der großflächigen Verfügbarkeit von synth. Treibstoffen sowie von reg. Vorgaben zur Emissionsminderung.

LKW und Busse

- Konkurrenz zu fossilem Kraftstoff und Elektrifizierung.
- Verfügbarkeit flächendeckender Tank- und Wartungsinfrastruktur sowie H2-Preis sind entscheidend
- Verstärkter Markthochlauf regulatorisch getrieben und abhängig von Anwendungsfall/Anforderungsprofil

PKW

- Konkurrenz zu konventionellem Kraftstoff und Elektrifizierung
- Derzeit setzt allerdings die klare Mehrheit der Hersteller auf Elektromobilität
- Deshalb wird dieser große Markt voraussichtlich kaum erschlossen

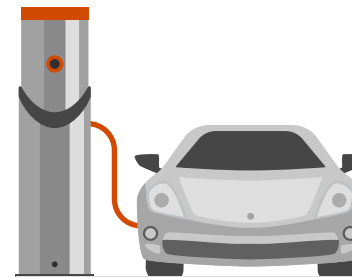
Die Clean Vehicle Directive stellt - bei öffentlicher Auftragsvergabe - einen wichtigen Treiber für einen Hochlauf von H2 im Verkehr dar



Clean Vehicles Directive (CVD)

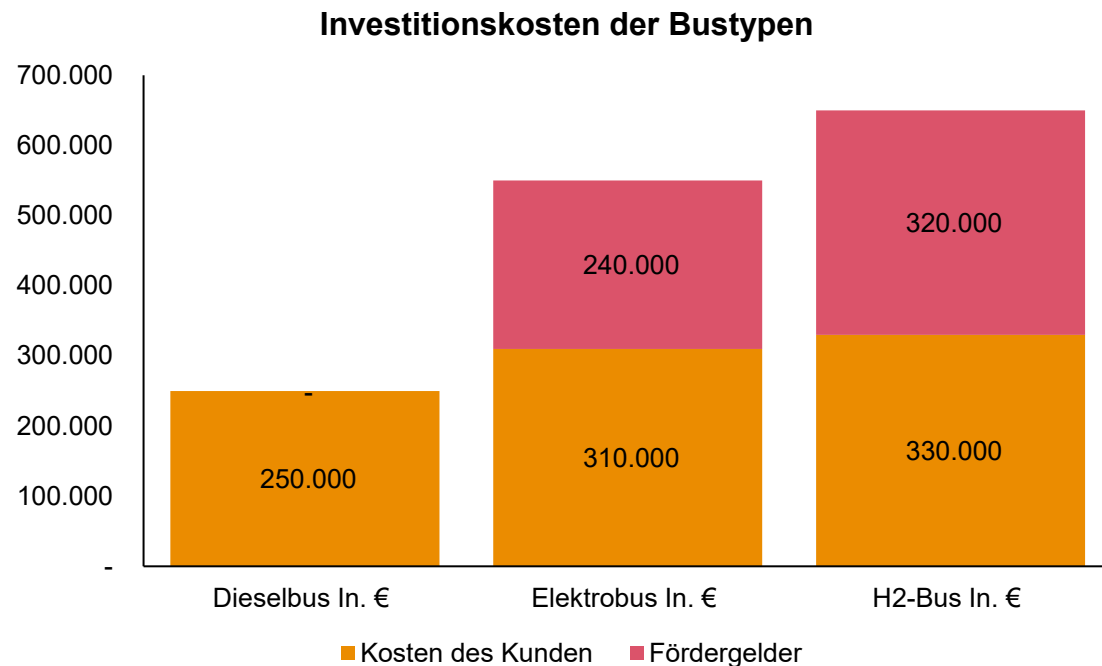
- Mit der Clean Vehicle Directive werden bei der **öffentlichen Auftragsvergabe erstmals verbindliche Mindestziele** für emissionsarme und -freie Pkw sowie leichte und schwere Nutzfahrzeuge vorgegeben.
- Es gibt für zwei **Referenzzeiträume** (2.8.2021 bis 31.12.2025; 1.1.2026 bis 31.12.2030) **feste Quoten** für die Beschaffung sauberer Pkw sowie leichter und schwerer Nutzfahrzeuge durch die öffentliche Auftragsvergabe.
- Pkw und leichte Nutzfahrzeuge, liegen die CVD-Mindestziele bei 38,5% der Neubeschaffungen. Die Fahrzeuge müssen nicht emissionsfrei sein, sondern dürfen nur den Mindestwert von 50 g CO₂/km nicht überschreiten.
- Die Mindestziele für emissionsarme und -freie **Busse im ÖPNV** liegen für den ersten Referenzzeitraum **bis Ende 2025 bei 45% und für den zweiten Zeitraum bis Ende 2030 bei 65%**. Mindestens die Hälfte der Mindestziele für Busse im ÖPNV muss durch emissionsfreie Fahrzeuge erfüllt werden.

Fahrzeugklasse	Beschaffungsquote 1. Referenzzeitraum 2021 - 2025	Beschaffungsquote 2. Referenzzeitraum 2026 - 2030
Pkw		38,5%
leichte Nfz		38,5%
Lkw	10%	15%
Busse	45%	65%



Die Nutzung umfangreicher Fördermöglichkeiten ist möglich und kann wirtschaftliche Nachteile „grüner Alternativen“ im ÖPNV reduzieren

Kostenvergleich zwischen Dieselbus, Elektrobus und Brennstoffzellenbus (nur Investitionskosten)



Erläuterungen

- Über **Förderprogramme der Bundesregierung** können die Investitionsaufwände für Batterie-, Brennstoffzellen- und Batterieoberleitungsbusse deutlich reduziert werden
- Konkret übernimmt der Bund bis zu 80% der Mehrkosten gegenüber einem vergleichbaren Modell mit Dieselmotor.
- Dadurch ergeben sich **nur relativ geringfügige Extrakosten** bei der Umstellung auf klimafreundliche Technologien.
- Die zusätzlichen Kosten ergeben sich aus der Preisdifferenz zwischen Dieselbus und Elektro- bzw. H₂-Bus, multipliziert mit den 20% des übrigbleibenden Kostenanteils.
- Während ein neuer Dieselbus den Käufer ca. **€250.000** kostet, sind es bei einem Elektrobus **€310.000** und bei einem Wasserstoffbus **€330.000** nach Abzug der Fördergelder.

Die Treibhausgasminderungsquote schafft zudem übergeordnete Anreize für die Kraftstoffproduzenten



Hintergrund

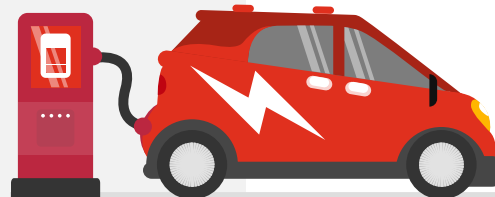
Die **THG-Quote** (Treibhausgasminderungsquote) soll zur **Reduzierung schädlicher Treibhausgase** in der Atmosphäre beitragen.

Unternehmen, die Kraftstoffe in den Verkehr bringen, sind verpflichtet den Anteil des Verkaufs von alternativen, emissionsärmeren Kraftstoffen zu erhöhen.

Um die Anreize besser skalieren zu können, wird die THG-Quote **von derzeit 6 Prozent bis 2030 auf 25 Prozent** angehoben werden.

Der Quotenhandel kann entweder durch den **direkten Verkauf alternativer Kraftstoffe** erfolgen **oder durch den Ankauf von THG-Quoten**.

Unternehmen, die emissionsärmer agieren, erfüllen so zu stellvertretend die erhöhten Anforderungen quotenverpflichtete Mineralölkonzerne, welche die emissionsmindernden Ziele nicht anderweitig erreicht haben.



Funktionsweise



In der Industrie werden Anwendungsfälle besonders für Stahl und Chemie im Zentrum stehen

Anwendungsgebiete in der Industrie

Verbrauchergruppe	Anwendung	Einsatz	Einsatz von Hydrogen Products			
			H2 energetisch	H2 stofflich	Derivate energetisch	Derivate stofflich
Primär- und Sekundärstahl	Direktreduktion von Eisenerz m. H ₂	Feedstock, Energieträger	✓*	✓**		
Ammoniakherstellung	Power-to-H ₂ + Synthese	Ersatz grauer H ₂	✓	✓		
Methanolherstellung	Power-to-Methanol	Ersatz grauer H ₂	✓	✓		
High-Value-Chemicals (HVC)	z.B. Methanol-to-Olefins	Feedstock	✓			✓
Hochtemp.-Prozesse (Glas, Kalk, Zement)	Hochtemperatur H ₂ -Brenner	Energieträger	✓	(✓)		
Papier	Niedertemperatur H ₂ -Brenner	Energieträger	✓			

Einsatzzweck und Treiber

Primärstahl

- Es gibt keine realistischen Alternativen zu H₂ in der Direktreduktion in den nächsten Jahren.

Sekundärstahl

- H₂ wird für Stahlrecycling im elektrischen Lichtbogenofen verwendet.

Ammoniak

- Derzeit wird grauer H₂ für die Ammoniakproduktion verwendet. Grüner H₂ wird grauen H₂ als externe Stickstoffquelle ersetzen, da keine wirklichen Alternativen bestehen.

HV-Chemicals

- H₂ wird i.W. für die Erzeugung von Synthesegas und als Ersatz zu fossilem Naphta (Grundstoff für Erzeugung von Olefinen in Cracker) genutzt.

Methanol

- Der Einsatz von grünem H₂ bei der Methanolsynthese fungiert als Alternative zur Dampfreformierung mit fossilem Erdgas.

Bis grüner Wasserstoff wirtschaftlich ist, könnten CCfD dafür sorgen, dass klimafreundliche Technologien gegenüber konventionellen wettbewerbsfähig werden

Bei Differenzverträgen handelt es sich um ein finanzielles Produkt zur Absicherung volatiler bzw. unsicherer Preise, wobei sowohl der Käufer, als auch der Verkäufer abgesichert werden.

Geplant sind Programme auch im Rahmen der europäischen und nationalen Wasserstoffstrategie.

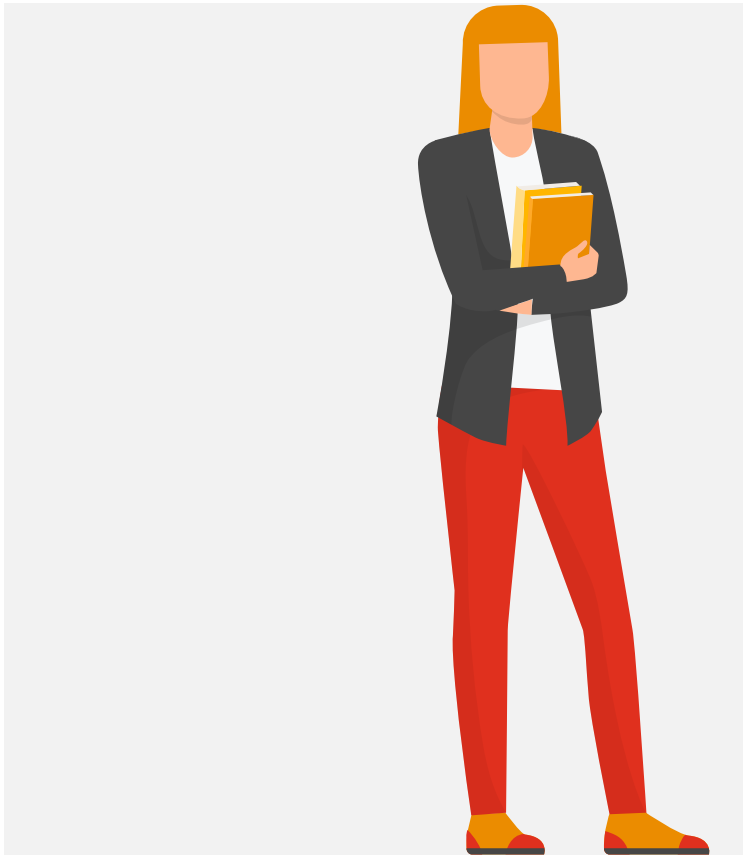


ETS-Preis liegt über dem CfD-Preis
die Unternehmen zahlen den Unterschied an Bund bzw. EU.

Vertraglich wird der **CfD-Preis oder „Strike Price“** vereinbart. Dieser bildet die CO₂-Vermeidungskosten der jeweiligen Technologie ab.

ETS-Preis liegt unter dem CfD-Preis
Bund bzw. EU zahlen den Unterschied an die Unternehmen.

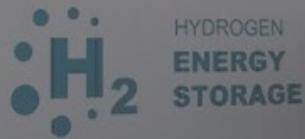
Zurzeit ist der großflächige Einsatz von grünem Wasserstoff i.d.R. noch nicht wirtschaftlich darstellbar – integrierte Konzepte von Angebot und Nachfrage können Ausnahmen darstellen



Zusammenfassung und Fazit

- Trotz höherer Preise für Erdgas und CO₂ ist die Verwendung von **grünem Wasserstoff derzeit kaum wirtschaftlich** und dies wird sich auch in den nächsten Jahren nicht ändern.
- Daher wird die Umstellung von konventionellen Verfahren auf grünen Wasserstoff stark von zwei Faktoren abhängen:
 - **Regulatorische Rahmenbedingungen** mit wirtschaftlichen Anreizen oder verpflichtenden Maßnahmen
 - Eine **höhere Zahlungsbereitschaft** für grüne Produkte, die von Unternehmen oder Endkunden initiiert wird (z.B. grüner Stahl in Autos)
- Ausnahmen können **integrierte Vor-Ort-Konzepte** darstellen, wo auch die Nebenprodukte bei der Erstellung von grünem Wasserstoff in hohem Ausmaß vor Ort genutzt werden können

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.



[pwc.de](https://www.pwc.de)

© Oktober 2022 PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.

Alle Rechte vorbehalten. „PwC“ bezeichnet in diesem Dokument die PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, die eine Mitgliedsgesellschaft der PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL) ist. Jede der Mitgliedsgesellschaften der PwCIL ist eine rechtlich selbstständige Gesellschaft.