



Wie man Hindernisse auf dem Weg *zu Wasserstoff* überwindet

Eine ganzheitliche Betrachtung für Unternehmen

Einleitung

Wasserstoff gerät zunehmend in den Fokus als Treiber der Dekarbonisierung der deutschen Industrie sowie des Energie- und Verkehrssektors und soll Deutschland den Weg zur Klimaneutralität bis 2045 bereiten. Um diesen Weg und damit den Markthochlauf von Wasserstoff zu beschleunigen, haben die Bundes- und Landesregierung umfangreich in eine Vielzahl von Förderprojekten investiert.

Damit Wasserstoff allerdings der Wegbereiter der deutschen Klimaneutralität sein kann, muss er nicht nur grün, also auf Basis erneuerbarer Energien hergestellt werden, sondern auch wettbewerbsfähig gegenüber fossilen Alternativen, wie z. B. blauem oder türkischem Wasserstoff, sein. Erkennbar wird dies an den Levelised cost of hydrogen (LCOH). Die LCOH von grünem Wasserstoff aus Solarenergie betragen derzeit knapp 6€/kg (ca. 18 ct/kWh), die aus Windenergie über 4€/kg (ca. 14ct/kWh), weshalb diese aktuell nicht vergleichbar sind mit den LCOH von blauem Wasserstoff mit ca. 2€/kg.^[1]

Die Bundesregierung ist bestrebt dies zu ändern, hat jedoch übergangsweise in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie die Verwendung von u. a. blauem Wasserstoff befürwortet. Dadurch soll ein weiterer Impuls, für den sich entwickelnden Markt gesetzt werden. Dieser bietet eine Vielzahl an ökonomischen Möglichkeiten entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette. Allerdings gestaltet sich die Integration von Wasserstoff für Unternehmen als schwierig und ist mit einigen Risiken behaftet, sei es auf nationaler, europäischer oder globaler Ebene.

Um diese Risiken zu reduzieren und zu entschärfen, sind sowohl ein gutes Marktverständnis, kluges Unternehmertum sowie starke Partnerschaften und eine vertiefte Zusammenarbeit zwischen den Unternehmen der Schlüssel zum Erfolg.



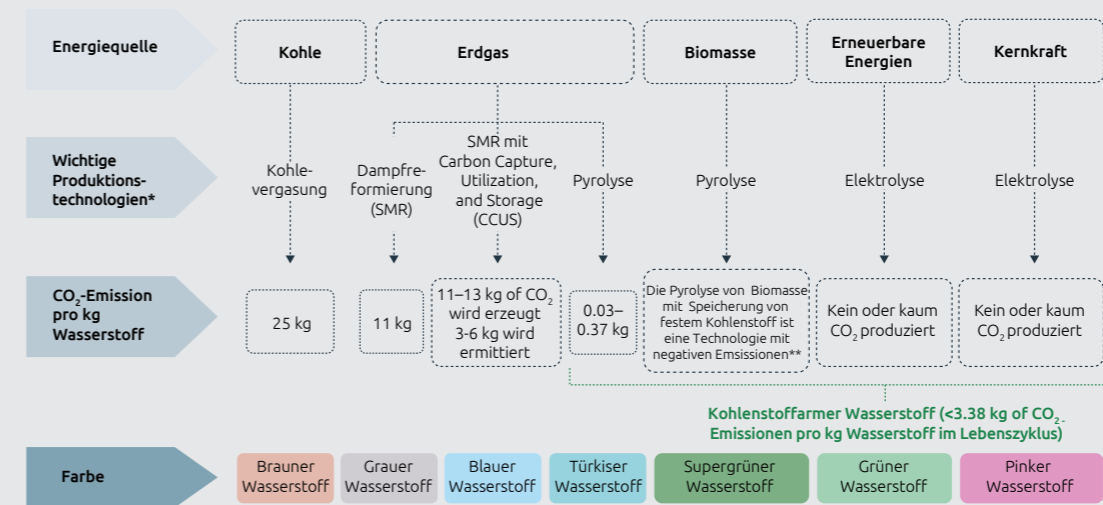
Die Wasserstofftransformation

Chancen und Risiken für deutsche Unternehmen

Die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie

Deutschland hatte im Jahr 2022 einen jährlichen Primärenergieverbrauch von 11.769 Petajoule, wobei knapp 80% durch fossile Energieträger wie Kohle, Gas und Mineralöl abgedeckt wurden. Dadurch ergaben sich Gesamt-Emissionen in Höhe von 746 Mio. Tonnen, wovon der Großteil auf Kohlenstoffdioxid, CO₂, entfällt.^[2,3] Auch wenn diese seit 1990 um 36,8% gesunken sind, gestaltet sich die weitere Reduktion im Hinblick auf die geplante Klimaneutralität bis 2045 als herausfordernd. Damit dies gelingt, setzt Deutschland neben dem Ausbau erneuerbarer Energien auf grünen Wasserstoff als Energieträger, der mittels erneuerbarer Energien produziert wird.

Die Bundesregierung geht in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie im Jahr 2030 von einem Gesamtwasserstoffbedarf von 95 bis 130 TWh aus.^[4] Das entspricht einem jährlichen Bedarf von drei bis vier Millionen Tonnen Wasserstoff. Um das zu gewährleisten, sollen innerdeutsch zehn GW Elektrolyseurkapazität aufgebaut werden. Gleichzeitig wird ein Ausbau der Infrastruktur, sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene, vorangetrieben, um die offene Bedarfslücke von 50-70% durch Importe via Pipeline & Schiff zu decken.



Damit die Wasserstoffproduktion als kohlenstoffarm gelten kann, muss sie unter dem von der EU vorgeschlagenen Emissionsgrenzwert von 3,38 kg CO₂-Äquivalenten pro kg Wasserstoff liegen.

Source: Capgemini Research Institute Analysis; World Economic Forum; IEA; Energy Cities; Enel; Institut Polytechnique de Paris; Hydrogen Europe; Capgemini, "The path to low-carbon hydrogen," October 2022.

²Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen; Verfügbar online: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primarenergieverbrauch#primarenergieverbrauch-nach-energie-tragern>

³Umweltbundesamt, vorläufige Daten für 2022; Verfügbar online: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung>

⁴Die Bundesregierung – Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie; Verfügbar online: https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1

¹IRENA – Hydrogen: A renewable perspective 2019; Verfügbar online: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf

Treiber der Dekarbonisierung

Die deutsche Stahlindustrie hat sich durch ihren beschleunigten Transformationspfad hin zur Direktreduktion (DRI) auf Wasserstoffbasis frühzeitig positioniert. Mit einer Produktionskapazität von rund 40 Millionen Tonnen Rohstahl und 55 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen können bei einem Umstieg auf Wasserstoff bis zu 30% der Industrieemissionen Deutschlands reduziert werden.^[5] Für diese Transformation werden rund 2 Millionen Tonnen Wasserstoff benötigt.

Die Chemieindustrie, verantwortlich für 19% der Industrieemissionen Deutschlands, benötigt Wasserstoff nicht nur für ihre Prozesse, z. B. für die Methanol- und Ammoniakherzeugung, sondern zukünftig auch als Energieträger. Dadurch könnte der aktuelle Wasserstoffbedarf von

37 TWh bzw. 1,1 Millionen Tonnen auf über 220 TWh bzw. 6,6 Millionen Tonnen zunehmen.^[6,7]

Wasserstoffbrennstoffzellen sind einer der Hoffnungsträger zur Dekarbonisierung des Transportsektors. Sie sind vielfältig einsetzbar und eignen sich beispielsweise für den Einsatz in Flugzeugen, Zügen, Schwertransportern und Schiffen. Dabei wandelt die Brennstoffzelle Wasserstoff in Elektrizität, die einen Elektromotor antreibt. Neben der Elektromobilität finden Brennstoffzellen auch Anwendung im Personenverkehr und helfen die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors von rund 148 Millionen Tonnen weiter zu reduzieren.^[8]

Weitere Anwendungsmöglichkeiten der Brennstoffzelle finden sich im Strom- und Wärmesektor, da neben Elektrizität bei der Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff auch Wärme erzeugt wird. Somit können Brennstoffzellen zukünftig ein Stützpfiler für klimaneutrale Heizsysteme sowie zur dezentralen Stromversorgung sein.

Zusätzlich wird an dem Einsatz von Wasserstoff in Gasturbinen gearbeitet, damit zukünftig Gaskraftwerke klimaneutral betrieben werden können.

Die Nationale Wasserstoffherzeugung muss besonders in den Anfangsjahren ein Zugpferd für eine gesicherte Wasserstoffversorgung sein.



Einige Vor- und Nachteile von Wasserstoff

Pro	Kontra
Ermöglicht die Speicherung von Erneuerbaren Energien.	Herstellung von grünem Wasserstoff ist aktuell teurer als Wasserstoff aus fossilen Quellen (türkisfarbener, blauer und grauer Wasserstoff).
Kann als Energieträger und chemischer Grundstoff, zum Energietransport oder als Energiespeicher verwendet werden.	Neue Sicherheitsstandards müssen erstellt werden.
Fungiert als Bindeglied der Sektorenkopplung (Industrie, Wärmesektor, Strom & Mobilität).	Energieverlust durch freiwerdende Wärme bei der Wandlung von elektrischem Strom zu Wasserstoff und zurück. Eine Nutzung der Wärme wird aktuell erforscht.
Kann CO ₂ -neutral hergestellt und verbraucht werden.	Vergleichsweise preisintensiver Transport/Lagerung aufgrund der geringen (Energie) Dichte im gasförmigen Zustand.
Ermöglicht die Dekarbonisierung der Schwerindustrie.	Infrastruktur und große industrielle Produktionsstätten für die Wasserstoffwirtschaft befinden sich erst im Aufbau.
Es gibt Lösung für eine sichere Lagerung und den Transport von Wasserstoff, die sich rasant entwickeln.	Der Transport von flüssigem Wasserstoff fördert kosten- und energieintensive Kryotechnologien. Andere Wasserstoffspeicherarten sind derzeit noch nicht wirtschaftlich rentabel.

⁵WV Stahl - Fakten zur Stahlindustrie, 2022. Verfügbar online: https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/WV-Stahl_Fakten-2022_RZ_neu_Web.pdf

⁶Agora Energiewende – Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, 2020. Verfügbar online: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf

⁷Nationaler Wasserstoffrat – Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021 – 2025; 2021. Verfügbar online: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Wasserstoff-Aktionsplan.pdf

⁸Statista.de: Verkehr – Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2022, 2023. Verfügbar online: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12174/umfrage/energiebedingte-treibhausgasemissionen-durch-verkehr-seit-1990/>

Bewertung des Risikoumfeldes

Akteure aus der Wissenschaft und von Ingenieursunternehmen weltweit arbeiten an der Weiterentwicklung von Wasserstofftechnologien wie Elektrolyse, Transport und Speicherung oder Brennstoffzellen. Viele dieser Verfahren und Technologien sind bereits bekannt und haben teilweise Marktreife erlangt. In Deutschland werden aktuell rund 55 bis 60 TWh Wasserstoff produziert und verbraucht, wobei es sich dabei hauptsächlich um grauen Wasserstoff bzw. um Nebenprodukte im Rahmen industrieller Prozesse handelt.^[9] Verwendet wird der Wasserstoff größtenteils zur Herstellung von Ammoniak, als Grundchemikalie und Ausgangsmaterial für Stickstoffdünger oder zur Öltraffination.^[1]

Im Folgenden skizzieren wir das Risikoumfeld hinsichtlich genereller als auch anlagenspezifischer Risiken und gehen abschließend auf länderspezifische Risiken hinsichtlich des Wasserstoffimports ein.

Generelle Risiken

Wasserstoff ist ein farb- und geruchloses Gas. Mit einem spezifischen Gewicht von 0,0899 g/l ist es 14,4-mal leichter als Luft. Es ist sehr flüchtig, ungiftig und zeigt im Vergleich zu anderen Energieträgern, wie z. B. Benzin und Diesel, keine umweltschädigenden Eigenschaften. Wasserstoff (H_2) wird bei $-253^\circ C$ flüssig und bei $-259^\circ C$ fest. In der Natur kommt Wasserstoff in gebundener Form, z. B. in Wasser (H_2O) vor.

Um Wasserstoff als Energieträger zu nutzen, benötigt man ihn jedoch in (di)atomarer Form H_2 . Das bringt Risiken mit sich.

Brand- und Explosionsgefahr

Wasserstoff bildet zusammen mit Luft bzw. dem darin enthaltenen Sauerstoff ein explosives Gemisch. Die untere Explosionsgrenze beträgt vier Volumen-%, während die obere Explosionsgrenze 77 Volumen-% beträgt. Das bedeutet, dass in diesem Volumenbereich Wasserstoff und Luft ein explosives Gemisch bilden.

Man unterscheidet beim Explosionsschutz drei Stufen: Primärer, sekundärer und tertiärer Explosionsschutz.

Primärer Explosionsschutz umfasst alle Maßnahmen, die die Bildung von explosionsfähigen Gemischen verhindern. Darunter fallen z. B.

- die Vermeidung von Leckagen durch das gesicherte, dichte System
- eine ausreichend gute Belüftung die für einen hohen Atmosphärenaustausch sorgt

Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, ein Warnsystem zu installieren, das Wasserstoffaustritte visuell wie auch akustisch anzeigt.

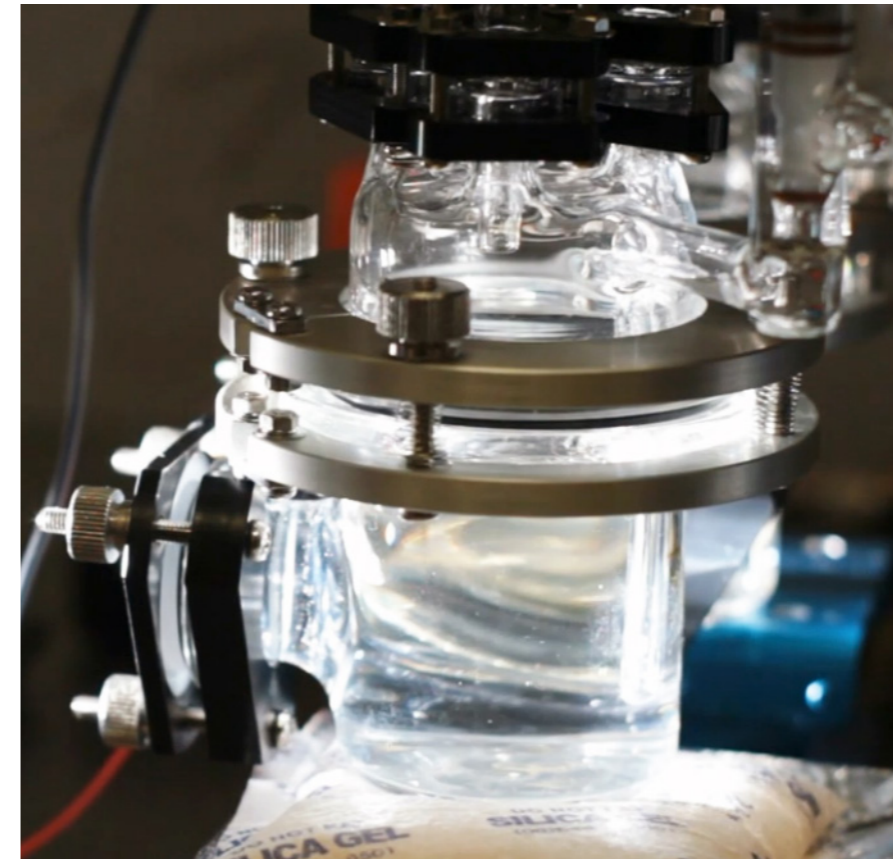
Sekundärer Explosionsschutz beschreibt alle Maßnahmen zur Vermeidung von Zündquellen. Dazu gehören z. B.

- offenes Feuer und heiße Oberflächen
- elektrisch oder mechanisch erzeugte Funken
- Reibungswärme
- Unkontrollierte Erwärmung durch Kompression

Auf Bauteile, die Wasserstoff entzünden können, sollte verzichtet werden, z. B. könnten elektrisch betätigte Ventile durch pneumatische ersetzt werden.

Der tertiäre Explosionsschutz umfasst Maßnahmen, die Schäden im Falle einer Explosion so gering wie möglich halten.

Jedes Unternehmen in Deutschland, das mit Wasserstoff umgeht, unterliegt der Gefahrstoffverordnung und den Technischen Regeln für Gefahrstoffe. So dürfen beispielsweise Wasserstofftanks nur im Freien entleert werden, damit jedwede statische Entladung vermieden wird.



„Mittelfristig ist die beste Chance, die wir haben, die beste Strategie, auf die wir uns konzentrieren sollten, uns unabhängig von den fossilen Energien zu machen.“

Robert Habeck, 2022

Wasserstoffversprödung von Werkstoffen durch Permeation

Die Wasserstoffversprödung geschieht durch Eindringen und Einlagern von Wasserstoff in Metalllegierungen und ähnelt einer Materialermüdung. Vor allem bei un- und niedriglegierten Stählen, kann es bei Raumtemperatur - durch eine wasserstoffinduzierte Korrosion - zu Oberflächenblasen und Innenrissen kommen.

Dadurch können Leckagen oder Sprödbüche verursacht werden. Diese gilt es, schnellstmöglich zu reparieren. Zusätzlich gestaltet sich die Detektion einer Wasserstoffversprödung als schwierig, da diese oft über Jahre hinweg entstehen. Kommt es jedoch zum unkontrollierten Austritt aufgrund eines Bruchs, können die Folgen schwerwiegend sein.

Um präventiv Wasserstoffversprödung vorzubeugen, ist der Einsatz von z. B. rostfreiem Stahl mit niedrigem Kohlenstoffgehalt, wie z. B. Edelstahl 316L / 1.4404 eine sinnvolle Werkstoffauswahl.

Wasserstoffproduktion und -Verbrauch: Elektrolyseure und Brennstoffzellen

Momentan wird der Großteil des deutschen Wasserstoffbedarfs mittels grauen Wasserstoffs (hergestellt durch Dampfreformierung von Erdgas) gedeckt. Um das deutsche Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, ist jedoch ein Umstieg auf grünen Wasserstoff notwendig. Grüner Wasserstoff wird typischerweise mittels Elektrolyse und erneuerbaren Energien, wie Wind- und Solarenergie, hergestellt. Bei der Elektrolyse wird Wasser elektrochemisch gespalten und es entsteht Wasserstoff und Sauerstoff. Die Umkehrung der Elektrolyse bzw. die Verstromung von Wasserstoff erfolgt in einer Brennstoffzelle.

Man unterscheidet verschiedene Elektrolyse- und Brennstoffzellentechnologien mit unterschiedlichem Reifegrad, die aktuell auf dem Markt verfügbar sind oder sich noch in der Entwicklungsphase befinden.

⁹Wuppertal Institut & DIW Econ – Bewertung der Vor- & Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Produktion, Studie des Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V., 2020; Verfügbar online: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7948/file/7948_Wasserstoffimporte.pdf

Alkalische Elektrolyse (AEL):

Die AEL nutzt mit Kalilauge (KOH) ein alkalisches Trägermedium (Elektrolyt) und weist geringe Investitionskosten sowie eine hohe Langlebigkeit auf. Sie ist industriell etabliert, besitzt allerdings eine hohe Kaltstartzeit (ca. 50min).

Proton-Exchange-Membrane Elektrolyse (PEMEL):

Die PEMEL ermöglicht einen schnelleren Kaltstart (ca. 15min) und zeichnet sich durch die Möglichkeit eines dynamischen Lastbetriebs aus. Der produzierte Wasserstoff besitzt eine hohe Reinheit, jedoch sind die Investitionskosten verglichen mit der AEL aufgrund des Bedarfs an Edelmetallen als Katalysator höher.

Solid Oxide Elektrolyse (SOEL):

SOEL haben mit ca. 81% einen wesentlich höheren Wirkungsgrad als AEL- und PEMEL-Technologien. Ein Nachteil ist jedoch die hohe Betriebstemperatur von über 500°C. Verglichen mit der AEL ist die SOEL-Technologie noch nicht ausgereift.

Anion Exchange Membran Elektrolyse (AEMEL):

Die AEMEL verwendet im Gegensatz zur PEMEL kostengünstige Rohstoffe wie Nickel und Eisen als Katalysatoren und kann unter hoher elektrischer Leistung betrieben werden. Jedoch ist die Technologie laut Meinung diverser Expert*innen noch mehrere Jahre von einer Anwendung im Gigawatt-Bereich entfernt.

Proton Exchange Membran-Brennstoffzelle (PEMFC):

Die PEMFC (Deutsch: Polyelektrolytmembranbrennstoffzelle) ist das Brennstoffzellenpendant zum PEMEL. Sie kann flexibel bei dynamischen Lasten betrieben werden und eignet sich deshalb u. a. für eine Anwendung im Mobilitätsbereich.

Solide-Oxide-Brennstoffzelle (SOFC)

SOFC (Deutsch: Festoxidbrennstoffzelle) wird bei Temperaturen zwischen 650°C – 1000 °C betrieben und ist das Brennstoffzellenpendant zur SOEL. Wegen der hohen Betriebstemperaturen, verfügen SOFC über eine lange Startzeit.

Jede dieser Technologien besitzt individuelle Risiken, die separat voneinander betrachtet und bewertet werden müssen.

Risiken

AEL: Fahrten im Teillastbereich führen zu Verunreinigungen.

PEMEL & PEMFC: Als Katalysatoren werden Edelmetalle wie Platin verwendet. Das führt zu erhöhten Kosten und einem hohen CO₂-Fußabdruck. So werden beim Abbau pro Tonne Platin zwischen 18 – 254 Gigajoule Energie und 100.000 – 1.200.000 m³ Wasser verbraucht.^[10] Zusätzlich werden pro Kilogramm neu abgebautem Platin ca. 41 Tonnen CO₂ und über 7000 Tonnen Schwefeldioxid (SO₂) emittiert. Darüberhinaus können Lieferschwierigkeiten und -engpässe aufgrund des Rohstoffimports auftreten.

Massnahmen

Fahrten im Teillastbetrieb (wenn möglich) vermeiden und den Vollastbetrieb durch eine sorgfältige Absicherung gewährleisten.

Es ist unerlässlich frühzeitig die Zuverlässigkeit der Lieferketten und Verfügbarkeit von kritischen Rohstoffen zu überprüfen. Zusätzlich ist die Anwendung von recyceltem Platin aus ökologischer wie ökonomischer Sicht sinnvoll. So wird für die Rückgewinnung von Platin lediglich ca. 1,3 – 7,4% der Energie und 0,5 – 3% des Wassers verbraucht, verglichen mit neu abgebautem Platin. Für PEMEL und PEMFC-Hersteller ist eine ausgiebige End-of-Life-Betrachtung der hergestellten Produkte gewinnbringend, um den Recyclinganteil v.a. im Bereich der kritischen Rohstoffe zu erhöhen. Dadurch sinkt die Importabhängigkeit. Gleichzeitig werden Kosten als auch CO₂-Fußabdruck gesenkt. Dadurch reduziert sich das emittierte CO₂ auf ca. 4,4 Tonnen und das SO₂ auf ca. 40 Tonnen pro Kilogramm Platin.^[10]

¹⁰R Granados-Fernández, et al. Platinum Recovery Techniques for a Circular Economy. Catalysts 2021, 11, 937. Verfügbar online: <https://doi.org/10.3390/catal11080937>

Risiken

SOEL: Im langfristigen Hochtemperaturbetrieb ist die Lebensdauer von Teilen und Komponenten aufgrund von Oxidation und Korrosion verkürzt. Darüber hinaus stellen die hohen Betriebstemperaturen eine Herausforderung für die Abdichtung des Stacks dar. Das Dichtungsmaterial muss sowohl den Oxidationsreaktionen im Anodenbereich als auch den Reduktionsreaktionen im Kathodenbereich standhalten. Auch die thermische Belastung und die Wärmeverteilung innerhalb der Zelle über längere Betriebszeiten sind von wesentlicher Bedeutung.^[11]

SOFC: Die hohen Betriebstemperaturen sind eine Herausforderung für die Auswahl eines Kathodenmaterials. Das ausgewählte Material muss eine starke katalytische Fähigkeit zur elektrochemischen Sauerstoffreduktion aufweisen, um den Aktivierungsverlust der Zelle zu verringern und die Zelleleistung zu verbessern. Es muss eine gute chemische Stabilität in oxidierender Atmosphäre besitzen und eine hohe elektrische Leitfähigkeit aufweisen.

Aufgrund eines **Defekts an der Elektrolysezelle** kann es zu einer Produktionsunterbrechung kommen. Je nach Elektrolysetechnologie kann dies zu erhöhten Kosten durch verlängerte Betriebsausfälle führen.

Die **Qualifikation** des Bedienpersonals / des Instandhaltungspersonals ist nicht ausreichend

Zusätzlich zu diesen exemplarischen Risiken ist bei jedem Inverkehrbringen einer neuen Maschine in der EU die Maschinenrichtlinie (DIN EN ISO12100) zu beachten. Dabei müssen Risiken, die von dieser Maschine ausgehen, umfassend auf Basis der EU-Richtlinien und Normung betrachtet werden.

Massnahmen

Die Materialien müssen entsprechend ihrer Verwendung ausgewählt werden. Die Dichtungsstrukturen müssen eine Langzeitstabilität aufweisen, die mit denen der anderen Komponenten übereinstimmt. Ein geeigneter Fehlerdiagnoseprozess und ein tiefes Verständnis möglicher Fehlermechanismen werden dringend empfohlen.

Die verfügbaren Materialien, z. B. gemischte Lanthanid- oder Zirkoniumoxidverbindungen, haben relativ geringe Kosten, erfüllen aber nicht vollständig alle Anforderungen.^[12]

Um längeren Betriebsunterbrechungen vorzubeugen, sollte für Redundanz gesorgt sein und Ersatzteile eingelagert werden.

Vorab muss eine angemessene Personalschulung durchgeführt werden. In dieser sollten mindestens Maßnahmen und Risiken bei Gebrauch der Anlage geschult werden.

¹¹Y Xu, et al, Technological limitations and recent developments in a solid oxide electrolyzer cell: A review, International Journal of Hydrogen Energy 2023 (in press). Verfügbar online: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.08.314>

¹²Peng, J.; Zhao, D.; Xu, Y.; Wu, X.; Li, X. Comprehensive Analysis of Solid Oxide Fuel Cell Performance Degradation Mechanism, Prediction, and Optimization Studies. Energies 2023, 16, 788. Verfügbar online: <https://doi.org/10.3390/en16020788>



Wasserstoffspeicherung und -transport

Der Aufbau des European Hydrogen Backbone und des Wasserstoffnetzes 2050 gilt als einer der Stützpfeiler, um den zukünftigen Wasserstoffbedarf Deutschlands sicherzustellen.^[13, 14] Mittels IPCEI-Förderung plant die Bundesregierung ein Wasserstoffstartnetz von mehr als 1800 km bis 2027/2028. Europaweit sind ca. 4500 km bis dahin geplant.^[14] Zurzeit existieren jedoch nur vereinzelt Pipelines, die für den reinen Wasserstofftransport geeignet sind. Um flächendeckende Infrastruktur zu gewährleisten, müssen Pipelines gebaut bzw. Erdgaspipelines umgestellt werden. Dies betrifft auch europäische Nachbarländer.

Bei einer sukzessiven Erhöhung des Wasserstoffanteils im Erdgasnetz muss sichergestellt werden, dass Endverbraucher*innen aufgrund des erhöhten Anteils keine signifikanten Probleme bekommen. Dies kann z. B. bei sensiblen Prozessen in der Industrie herausfordernd sein.

Sollte reiner Wasserstoff durch ehemalige Erdgaspipelines strömen, so muss dessen Sauberkeit sichergestellt werden. Aufgrund der jahrelangen Nutzungsdauer mit Erdgas kam es vermutlich zu Ablagerungen, z. B. Schwefel, welche anschließend den Wasserstoff verunreinigen können. Dies kann zu Schäden bei nachgeschalteten Prozessen führen. So wirkt z. B. Schwefel deaktivierend auf den in der PEM-Brennstoffzelle verwendeten Katalysator, weshalb in solchen Fällen Umbauten und/oder Nachrüstungen der (ehemaligen) Erdgaspipelines zu gewährleisten sind.

An einen Transport von Flüssigwasserstoff via **Schiff** ist aktuell nicht zu denken, da sich die Prototypen noch in der Entwicklung bzw. im Testbetrieb befinden. Aufgrund eines von den Regulierungsbehörden auferlegten nachfolgendem Pilotbetrieb ist erst ab 2030 mit dieser Transportoption zu rechnen.^[15] Eine Alternative zum Flüssigwasserstoff bieten Wasserstoffträger, wie z. B. LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) und Ammoniak (NH₃), welche per Schiff transportiert werden können. Jedoch müssen für den großtechnischen Import in Deutschland die entsprechende Hafeninfrastuktur sowie Anlagen zur Wasserstoffzurückgewinnung aus Ammoniak bzw. LOHC errichtet werden

Ein Wasserstofftransport per **LKW** ist abseits einiger rechtlicher Einschränkungen (Tunnelfahrten, Gewichtsbeschränkungen, Gefahrguttransporte), bedingt durch die Straßenverkehrsordnung, möglich. Dadurch können z. B. innerdeutsch Bereiche erschlossen werden, die nicht durch das Wasserstoffnetz 2050 abgedeckt sind.

Ausgewählte Risiken der Wasserstoffspeicherung und -transport

Speicherung unter hohem Druck (z. B. 700 bar)

- ✓ Preis- und energieintensiv (nicht nur bei Speicherung, sondern auch beim Nachfüllen)^[16]

Speicherung in flüssiger Form bei -253°C

- ✓ Kosten- und energieintensiv
- ✓ Trocknung notwendig, um eine Eisbildung und mögliche Schäden zu vermeiden.
- ✓ Nach erneuter Überführung in die Gasphase ist eine Überprüfung der Reinheit empfehlenswert.

Speicherung im Metallhydridspeicher^[17]

- ✓ Kostenintensiv beim reversiblen Speichern.
- ✓ Toxizität der Metallegierung und des Metallhydrids.
- ✓ Mehrere Metallhydrid-Materialien brennen bei Berührung mit Sauerstoff (Luft). Das kann z. B. durch einen Behälterbruch erfolgen.

Wasserstofftransport in umgewidmeten Erdgaspipelines

- ✓ Regelmäßige Überprüfung auf Werkstoffsversprödung
- ✓ Reinheitsprüfung an der Entnahmestelle notwendig, da bereits geringste Verunreinigungen nachfolgende Prozesse, z. B. in einer PEMFC, schädigen können.
- ✓ Leckageüberprüfungen

Sicherheit durch Planung

Vor dem Einstieg in die Wasserstoffnutzung empfehlen wir Unternehmen eine individuelle Risikobewertung durchzuführen. Diese Bewertung ist unerlässlich, um durch Planung und durch entsprechende Richtlinien einen sicheren Betrieb zu gewährleisten.

Dafür gibt es kein Standard-Risikoprofil: Je nach Infrastruktur und Applikation gilt es unterschiedlichste Risiken zu beachten. Bei einer entsprechenden Risikobewertung müssen spezifische Herausforderungen identifiziert, Kennzahlen zur Bewertung definiert und die Risiken auf ein akzeptables Niveau reduziert werden.

Je nach identifiziertem Risiko ist zusätzlich die Platzierung spezifischer Detektoren notwendig. Eine wichtige Überlegung ist dabei, wohin das Gas im Falle eines Austritts gelangt. Während ein Austritt im Freien aufgrund der Flüchtigkeit von Wasserstoff oftmals kein größeres Risiko darstellt, gestaltet sich ein Austritt in einem geschlossenen Raum oder einer Halle als sehr viel risikoreicher. Hier empfiehlt sich der Einsatz eines Gaswarnsystems sowie effizienter Lüftungssysteme. Zusätzlich muss ein spezifisches Notfall- und Gefahrenabwehrkonzept geplant und erstellt werden. Innerhalb dieses Konzepts gilt es auch, die Mitarbeitenden im Umgang mit Wasserstoff zu schulen.

Nationale Risiken

Die Wasserstoffverfügbarkeit auf nationaler Ebene ist abseits des Imports eine Frage der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien. So geriet der Windenergieausbau in den letzten Jahren ins Stocken. Bei weiterhin stockender Entwicklung würde auch der Spielraum zur Wasserstoffherzeugung erheblich eingeschränkt werden. Dadurch ergibt sich das Risiko, dass die Produktion von grünem Wasserstoff zu Lasten anderer Sektoren erfolgt.

Darüber hinaus birgt die lange Dauer von Genehmigungsverfahren für den Infrastrukturaufbau die Gefahr, dass der Transport auch über 2030 hinaus ein Ausschlusskriterium für große Importmengen bleibt. Eine Möglichkeit zur Beschleunigung wäre, zukünftige Verfahren als Thema „allerhöchster Dringlichkeit“ zu bezeichnen.

Weiterhin ist auf regulatorischer Ebene bis dato kein klarer Rahmen für grünen Wasserstoff erkennbar. Europa und Deutschland können hier als zukünftige globale Wasserstoffakteure voranschreiten und frühzeitig für Transparenz und Vertrauen durch anerkannte Standards und Zertifizierungen sorgen. Kürzlich wurde deshalb in Deutschland der Steuerungskreis für Wasserstoffnormung ins Leben gerufen.

Auch gilt es Abhängigkeiten zu vermeiden, weshalb weitere bilaterale Abkommen abgeschlossen und neue Partnerschaften etabliert werden sollten. Dies schafft Sicherheit für Unternehmen und positioniert Deutschland frühzeitig auf dem globalen Wasserstoffmarkt.

^[13]European Hydrogen Backbone – A European Hydrogen Infrastructure vision covering 28 countries, 2022, <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>

^[14]FNB-Gas, Wasserstoffnetz 2050 <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/wasserstoff/plaene-fuer-ein-nationales-wasserstoff-netz-in-deutschland-341.html>

^[15]Wasserstoffimporte - SCI4climate.nrw, 2021, https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_SCI4climate.NRW/Technologie_und_Infrastrukturen/bewertung-der-realisierbarkeit-von-wasserstoffimporten-gemaess-den-zielvorgaben-der-nationalen-wasserstoffstrategie-bis-zum-jahr-2030-cr-sci4climatenrw.pdf

^[16]MV Lototskyy, et al., Metal hydride systems for hydrogen storage and supply for stationary and automotive low temperature PEM fuel cell power modules, International Journal of Hydrogen Energy 2015, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.095>

^[17]N Klopčič, et al., A review on metal hydride materials for hydrogen storage, Journal of Energy Storage, 2023, Volume 72, 108456. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108456>.

Wasserstoffimport



Der importierte Wasserstoff soll hauptsächlich von Nord- und Ostseestaaten sowie von südeuropäischen bzw. nordafrikanischen Ländern bereitgestellt werden. Neben typischen Risiken wie Verzögerungen beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur der jeweiligen Länder oder die Bereitstellung erneuerbarer Energien müssen auch Risiken wie Trockenheit und Wassermangel, v.a. in wärmeren Ländern, betrachtet werden.

„Nach Einschätzung der Bundesregierung unter Auswertung der gängigen Szenarien werden von dem für 2030 prognostizierten Bedarf in Höhe von 95 bis 130 TWh rund 50 bis 70 Prozent (45 bis 90 TWh) durch Importe aus dem Ausland (in Form von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten) gedeckt werden.“

Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie 2023



Großbritannien plant bis 2030 eine Produktionskapazität von zehn GW für Wasserstoff aufzubauen, wobei fünf GW auf grünen Wasserstoff entfallen. Gleichzeitig arbeitet die britische Regierung mit Hochdruck am Ausbau der Offshore-Windkraft und möchte hier bis 2030 50 GW errichten. Aufgrund seiner Insellage und des enormen Potenzials von windkraftbasierter Stromerzeugung kann Großbritannien in Zukunft ein wichtiger Exporteur für grünen Wasserstoff werden. Erst im September 2023 haben Großbritannien und Deutschland eine Absichtserklärung für den Markthochlauf von Wasserstoff unterzeichnet.



Frankreich arbeitet an einer Elektrolyseurkapazität von 6,5 GW bis 2030. Die Primärziele der französischen Wasserstoffstrategie umfassen neben einer Dekarbonisierung der Industrie und des Schwerlastverkehrs auch eine starke Förderung von Forschung und Innovation. Die französische Regierung unterstützt den Aufbau von vier Elektrolyseur-Gigafabriken mit mehr als 2,1 Mrd. €, wodurch Frankreich zukünftig den Weltmarkt anführen soll. Mit einem Potenzial von über 1700 TWh an erneuerbaren Energien könnte Frankreich zukünftig zu einem Nettoexporteur von Wasserstoff werden.^[18]



Spanien will bis 2030 vier GW Elektrolyseurkapazität installieren. Der produzierte Wasserstoff soll vor allem im Industriesektor Spaniens eingesetzt werden. Aufgrund seines enormen Potenzials an erneuerbaren Energien von über 1760 TWh im Jahr 2050 kann sich Spanien langfristig als Wasserstoffexporteur etablieren.^[18] Jedoch stellen Trockenheit sowie der aktuelle hohe Eigenbedarf an Wasserstoff ein Risiko dar. Zusammen mit Portugal und Frankreich soll Spanien zukünftig einen Teil des Wasserstoffbedarfs Zentraleuropas decken.



Niederlande streben als Handelsknotenpunkt im globalen und regionalen Energie- und Ressourcenhandel eine führende Rolle bei der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft an. Mit ihrer Ende 2022 verabschiedeten Wasserstoff-Roadmap planen die Niederlande bis 2030 vier GW Elektrolyseleistung zu installieren, welche durch Windenergie gespeist wird. Vor allem die Provinz Groningen steht bei diesem Aufbau im Fokus. Zusätzlich werden die Häfen Rotterdam und Amsterdam auf Basis von IPCEI-Förderung (Important Project of Common European Interest) sukzessive zu Wasserstoffknotenpunkten ausgebaut. Darüber hinaus setzen die Niederlande auf blauen Wasserstoff. Das dabei entstehende CO₂ soll mittels Carbon Capture and Storage (CCS) – Verfahren in der Nordsee gespeichert werden. Ähnlich wie Deutschland arbeiten auch die Niederlande verstärkt an einem Umbau ihrer bestehenden Gasinfrastruktur auf Wasserstoff und errichten Verbindungskorridore zwischen beiden Ländern.



Marokko plant ein Exportvolumen von ca. sieben TWh grünen Wasserstoff bis 2030. Daneben wird der Aufbau von Produktionskapazitäten für synthetische Kraftstoffe forciert. Damit beides gelingt, müssen die Ausbauraten an erneuerbaren Energien im Land enorm erhöht werden. Der Energiebedarf wird sogar noch weiter steigen, bedenkt man, dass zur Deckung des Wasserverbrauchs für die Wasserstoffproduktion im Wüstenstaat erhebliche Kapazitäten an Entsalzungsanlagen für Meerwasser nötig werden.^[19]

Auf internationaler Ebene hat Marokko bereits mit mehreren Ländern Partnerschaften für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft etabliert.

^[18]Quitrow, R.; Triki, A.; Wachsmuth, J.; Fragoso García, J.; Kramer, N.; Lux, B.; Nunez, A. (2023): Mobilizing Europe's Full Hydrogen Potential: Entry-Points for Action by the EU and its Member States. HYPAT Discussion Paper No 5/2023. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Ed.)

^[19]Ersoy, S. R., Terrapon-Pfaff, J., Viebahn, P., Pregarer, T., Braun, J. (2022). Synthese der Kurzstudien für Jordanien, Marokko und Oman. MENA-Fuels: Teilbericht 11 des Wuppertal Instituts und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Wuppertal, Stuttgart, Köln, Saarbrücken.



Fazit

Der Energieträger Wasserstoff wird in Zukunft zunehmend an Bedeutung gewinnen. Verschiedenste Industrien, von Stahl über Chemie hin zur Mobilität, haben bereits Schritte unternommen, ihre vorhandenen Technologien H2ready zu machen oder implementieren gänzlich neue Technologien, wie die Direktreduktion in der Stahlindustrie oder die Wasserstoffbrennstoffzelle in der Mobilität. Dieser Wandel bietet ökonomisch ein enormes Potential und für Unternehmen die Möglichkeit, am Markthochlauf von Wasserstoff zu partizipieren. Den Rahmen dafür stecken die Nationalen Wasserstoffstrategien der einzelnen Länder ab, wobei Deutschland mit einer geplanten Elektrolyseurkapazität von zehn GW das ambitionierteste Ziel in Europa besitzt.

Jedoch ist ein Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft nicht risikolos. So gibt es bereits auf stofflicher Ebene einiges zu beachten. Wasserstoff bildet beispielsweise in einem Konzentrationsbereich von 4-77% mit Luft explosionsfähige Gemische, weshalb die Explosionsschutzrichtlinien gelten. Weiterhin unterliegen Unternehmen beim Umgang mit Wasserstoff der Gefahrstoffverordnung. Zusätzlich wirkt Wasserstoff korrosiv auf un- und niedriglegierte Stähle, weshalb regelmäßige Kontrollen von Anlagen und Leitungen unabdingbar sind, um Leckagen aufgrund von Wasserstoffversprödung zu vermeiden. Deshalb müssen Unternehmen vor Nutzung eine

Risikobewertung durchführen, um Herausforderungen zu identifizieren, Kennzahlen zu definieren und Risiken zu minimieren.

Daneben besitzt jede Wasserstofftechnologie ihre eigenen Risiken. So sollten z. B. bei Verwendung von Festoxid-Elektrolyseuren (SOEL) und -Brennstoffzellen (SOFC) aufgrund der hohen Betriebstemperaturen hochtemperaturbeständige Materialien verbaut und regelmäßig überwacht werden. Hingegen sollte bei Alkalischen Elektrolyseuren (AEL) ein kontinuierlicher Betrieb mit konstanter Last sichergestellt werden, um Schäden zu vermeiden. Um das zu gewährleisten, bietet sich die Verwendung von Digitalen Zwillinge an. Dadurch können vorab verschiedene Zustände sowie deren Auswirkungen simuliert und die nötigen Maßnahmen zur Risikominimierung getroffen werden.

Weitere Risiken ergeben sich u. a. durch die nationalen Regularien für Wasserstoff. Aktuell gibt es in Deutschland und Europa keine einheitliche Gesetzgebung, die einen geschlossenen rechtlichen Rahmen bietet. Stattdessen müssen für die Etablierung eines Geschäftsmodells im Wasserstoffsektor verschiedenste Gesetzestexte auf unterschiedlichen Ebenen betrachtet werden. Ein kontinuierliches Screening und Monitoring der Regularien bietet Sicherheit, identifiziert Konflikte frühzeitig und unterstützt, mögliche Gefahren zu umfahren.

Für Deutschland besteht auf europäischer und globaler Ebene das größte Risiko in der fehlenden Infrastruktur sowie der Importabhängigkeit. Auch wenn bereits viele Schritte hin zu einem Aufbau einer pan-europäischen Wasserstoffinfrastruktur unternommen und bilaterale Handelsabkommen geschlossen wurden, so ist eine Versorgungssicherheit nicht gewährleistet. Deshalb gilt es für Unternehmen auf nationaler wie internationaler Ebene, ihre Zusammenarbeit zu stärken und Kooperationen zu etablieren. Die Entstehung diverser nationaler wie internationaler Vereine und Verbände für die Wasserstoffwirtschaft ist ein Zeichen, dass dieses Risiko erkannt wurde und die Unternehmen bereit sind gemeinsam Wasserstoff den Weg zu bereiten. Capgemini Engineering steht dabei Unternehmen als verlässlicher Partner mit einem breiten Netzwerk zur Seite, die die Zukunft der Wasserstoffwirtschaft gestalten wollen.

Wasserstoff bietet einige Risiken, aber auch viele Chancen. Nur wer in der Lage ist, ersteres zu minimieren, kann das Beste aus letzterem machen – für eine nachhaltige Zukunft und einen grüneren Planeten.



Unser Angebot

Wasserstoff ist nicht nur Teil einer nachhaltigen Zukunft, sondern bietet Unternehmen auch große Chancen. Unabhängig von ihrer Positionierung steht Ihnen Capgemini Engineering mit technischer Expertise und umfassendem Marktverständnis zur Seite.

Unsere Expert*innen unterstützen Sie auf dem Wasserstoffmarkt. Angefangen bei einem nachhaltigen Produktdesign bis hin zur Evaluierung ganzer Lieferketten. Wir arbeiten mit Ihnen an einer nachhaltigeren Zukunft für uns alle.

Capgemini Engineering unterstützt die Entwicklung von grünem Wasserstoff, von der technischen Projektkonzeption bis zur industriellen Umsetzung.

Capgemini Engineering bietet Beratung, Begleitung und ganzheitliche Lösungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette von Wasserstoff via:

- ✓ **Intelligente Lösungen:**
Wir besitzen Expertise in verschiedensten Technologien, wissen diese zu verbinden und bestmöglich zu nutzen, und sind uns deren Risiken und Grenzen, als auch ihrer Stärken und Anwendungsmöglichkeiten bewusst.
- ✓ **Kreativität durch Vielfalt:**
Capgemini Engineering setzt sich aus Ingenieur*innen mit unterschiedlichstem kulturellem und technischem Hintergrund zusammen. Das ermöglicht uns Ihre Herausforderungen umfassend aus verschiedenen Perspektiven zu betrachten und somit einen 360°-Blick zu gewährleisten. Dadurch können wir Sie unterstützen, neue ungeahnte Märkte zu erschließen.
- ✓ **Anpassungsfähigkeit durch Flexibilität:**
Es geht um Sie. Durch offene und ehrliche Gespräche erfassen wir Ihre Bedürfnisse und können dadurch maßgeschneiderte Lösungen entwickeln, die Rentabilität, Marktakzeptanz und Nachhaltigkeit vereinen.
- ✓ **ER&D Marktführer:**
Mit Leidenschaft, Expertise und Entrepreneurship unterstützen wir Unternehmen bei der Gestaltung der nachhaltigen Zukunft von morgen und sind deshalb seit über 30 Jahren die Nummer eins auf dem ER&D-Markt.
- ✓ **Gemeinsam stärker:**
Unser breites Netzwerk von Kooperationspartnern in der Wasserstoffindustrie (Großunternehmen, ETI, KMU, Start-ups und öffentliche Einrichtungen) gewährt uns einzigartige Einblicke und Ihnen die Möglichkeit, gemeinsam gewinnbringende Kooperationen zu etablieren.
- ✓ **Technologienlenkung und intelligentes Projektmanagement:**
Capgemini Engineering kombiniert die Hands-On-Mentalität unserer Ingenieur*innen mit einer holistischen Managementperspektive für den Wasserstoffsektor. Dadurch managen wir Ihre Projekte intelligent und heben Ihre Idee auf die nächste Stufe.

Als weltweit führender F&E- und Ingenieursdienstleister unterstützen wir Sie durch:

- ✓ Detaillierte Risikobewertungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette auf technischer sowie auf Projektebene.
- ✓ Screening und Monitoring der Regularien des Wasserstoffmarktes und -technologien auf nationaler und europäischer Ebene.
- ✓ Aufbau und Bewertung Ihres Geschäftsmodells im Wasserstoffsektor – Marktanalyse, Wertgewinn, Machbarkeit, Geschäftsmodell, Risikomanagement und Umsetzung.
- ✓ Erstellung von unternehmensspezifischen Marktstudien sowie Ihrer eigenen maßgeschneiderten Wasserstoff-Roadmap.
- ✓ Technologieberatung, Machbarkeitsanalysen und integratives Life Cycle Assessment entlang der Wertschöpfungskette inklusive Kostenanalyse und CO2-Fußabdruck.
- ✓ Integration von Wasserstofftechnologien in Ihre Wertschöpfungskette und Optimierung der Energieeffizienz durch Sektorkopplungsstrategien.
- ✓ Intelligente Lösungen für Ihre Produkte, wie z. B. Digitale Zwillinge von Wasserstofftechnologien oder Predictive Maintenance Tools.

Wir stehen Ihnen als verlässlicher Partner zur Seite und begleiten Sie je nach Anforderungen von Beginn an durch den gesamten Planungs- und Realisierungsprozess.

Zusätzlich zum Angebot von Capgemini Engineering verfügt die Capgemini-Gruppe über umfangreiche strategische Kompetenzen, insbesondere bei Capgemini Invent, um gemeinsam mit Ihnen eine nachhaltige, gewinnbringende Zukunft zu erschaffen.

Über die Autoren



Dr. Oliver Niklas Hegen
Head of Hydrogen

In seiner Rolle begleitet Oliver Kunden auf nationaler wie internationaler Ebene bei ihrer Wasserstofftransformation. Er entwickelt strategische Visionen und koordiniert aufgrund seiner Expertise Projekte entlang der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette, um den Weg für eine nachhaltigere Zukunft zu ebnen. Oliver ist davon überzeugt, dass intelligente Lösungen der Schlüssel für einen schnellen Wasserstoff-Markthochlauf sind.

oliver.hegen@capgemini.com



Gabriele Nunez Jimenez
Regulatory Affairs Manager

Zuständig für den Bereich Risiko und Regularien, begleitet Gabriele internationale und industrieübergreifende Projekte im Bereich der zukünftigen Energieversorgung und Wasserstoffmärkte.

gabriele.nunez@capgemini.com



Dr. Luis Prado
Expert Research and Innovation

In seiner Rolle schafft Dr. Luis Prado neue Möglichkeiten und Ideen in drei Hauptsektoren: nachhaltige Flugzeugentwicklung, technologische Entwicklungen für die Erzeugung erneuerbarer Energie und wasserstoffbasierte Technologien für eine klimaneutrale Industrie. Er verbindet Chemie, Materialwissenschaften und zehn Jahre Erfahrung in der Luftfahrtbranche und entwickelt für die Partner von Capgemini Engineering oft unkonventionelle Ideen.

luis.prado@capgemini.com



Andreas Kötter
Head of Research and Innovation

Andreas Kötter arbeitet seit 14 Jahren für Capgemini. Er verfügt über langjährige Expertise in den Bereichen Prototypen- und Demonstratorentwicklung sowie Innovationsmanagement. Mit mehr als 12 Jahren Erfahrung in der Koordination verschiedener Forschungs- und Innovationsprojekte, die von der Europäischen Kommission und der deutschen Regierung finanziert wurden, leitet er heute das Capgemini Center of Excellence für Forschung und Innovation.

andreas.koetter@capgemini.com

Get the
future
you want



Über Capgemini

Capgemini ist ein globaler Business- und Technologie-Transformationspartner für Organisationen. Das Unternehmen unterstützt diese bei ihrer dualen Transformation für eine stärker digitale und nachhaltige Welt – stets auf greifbare Fortschritte für die Gesellschaft bedacht. Capgemini ist eine verantwortungsbewusste, diverse Unternehmensgruppe mit einer über 55-jährigen Geschichte und 340.000 Mitarbeitenden in mehr als 50 Ländern. Kunden vertrauen auf Capgemini, um das Potenzial von Technologie für die ganze Breite ihrer Geschäftsanforderungen zu erschließen. Capgemini entwickelt mit seiner starken Strategie, Design- und Engineering-Expertise umfassende Services und End-to-End-Lösungen. Dabei nutzt das Unternehmen seine führende Kompetenz in den Bereichen KI, Cloud und Daten sowie seine profunde Branchenexpertise und sein Partner-Ökosystem. Die Gruppe erzielte 2023 weltweit einen Umsatz von 22,5 Milliarden Euro.

Get the future you want | www.capgemini.com/de