



WASSERSTOFF KOMPASS



Wasserstoff-Kompass

Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft

HERAUSGEBENDE

Jasper Eitze, Dr. Andrea Lübcke | acatech e.V.

Dr. Jens Artz, Dr. Michaela Löffler | DECHEMA e.V.



Vorwort

In einer klimaschonenden Wirtschaft wird Wasserstoff ein wichtiger Baustein sein – darüber sind sich Forschung, Politik und Wirtschaft weitestgehend einig. Doch viele Fragen werden noch heiß diskutiert: Wie viel heimischen Wasserstoff kann Deutschland mittels erneuerbarer Energien herstellen? Wie viel muss importiert werden – und welche Partnerländer bieten sich an? Wie kann ein europäisches Wasserstoff-Transportnetz entstehen – und wie sollte Wasserstoff am sinnvollsten genutzt werden?

Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung markiert den Aufbruch Deutschlands in die Wasserstoffwirtschaft. Unser digitaler Wasserstoff-Kompass <https://www.wasserstoff-kompass.de> gibt Orientierung für mögliche Wege dorthin. Er zeigt daten- und faktenbasiert Handlungsoptionen zu Erzeugung, Transport und Import sowie Nutzung auf. Nun stellen wir Ihnen dieses Wissen auch »analog« in Form dieser PDF-Fassung zur Verfügung. Im Rahmen der Projektarbeit haben sich Grundvoraussetzungen, Schlüsseltechnologien, aber auch bestehende und zukünftige Verknüpfungen zwischen Industrien, Prozessen und Sektoren herauskristallisiert. Der Wasserstoff-Kompass zeigt auf, wie technologische Veränderungen in einem Bereich Anpassungsbedarfe an anderen Stellen auslösen. Fest steht auch, dass der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien, ein noch enger verzahntes europäisches Stromsystem und eine ausgereifte Infrastruktur für den Import und Transport von Wasserstoff und seiner Folgeprodukte Grundvoraussetzungen für eine Wasserstoffwirtschaft darstellen.

Alle Autorinnen und Autoren wünschen Ihnen, liebe Leserinnen und Leser, eine spannende Lektüre. Wir hoffen, Ihnen mit unserem Wasserstoff-Kompass einen hilfreichen Überblick über die vielfältigen Handlungsoptionen und Zusammenhänge für einen Wasserstoff-Markthochlauf bieten zu können.

Jasper Eitze
acatech e.V.

Andrea Lübcke
acatech e.V.

Jens Artz
DECHEMA e.V.

Dr. Michaela Löffler
DECHEMA e.V.



WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

-  Regulatorischer Rahmen
-  Zielgerichteter H₂-Einsatz
-  Fachkräftesicherung
-  Akzeptanz und Sicherheit
-  Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

-  H₂-Erzeugung
-  H₂-Import
-  Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

-  Stahlindustrie
-  Chemische Industrie
-  Raffinerien
-  Zementindustrie
-  Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

-  Kraftfahrzeuge
-  Schifffahrt
-  Luftverkehr
-  Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

-  Gebäudewärme
-  Prozesswärme
-  Stromsystem

GLOSSAR



Übergreifende Aspekte



WASSERSTOFF
KOMPASS

H₂

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

Regulatorischer Rahmen





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

Regulatorischer Rahmen

 Zielgerichteter H₂-Einsatz

 Fachkräftesicherung

 Akzeptanz und Sicherheit

 Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

 H₂-Erzeugung

 H₂-Import

 Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

 Stahlindustrie

 Chemische Industrie

 Raffinerien

 Zementindustrie

 Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

 Kraftfahrzeuge

 Schifffahrt

 Luftverkehr

 Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

 Gebäudewärme

 Prozesswärme

 Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte zum regulatorischen Rahmen

- 2 Rahmenbedingungen
- 2 Versorgungssicherheit

3 Handlungsoptionen

- 3 Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene
- 7 Kosten- und Risikoverringerng für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten
- 14 Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts
- 17 Zertifizierung von Wasserstoff und seinen Derivaten

20 Literatur

Regulatorischer Rahmen

- › Erzeugung von und Nachfrage nach Wasserstoff und seinen Derivaten bedingen sich gegenseitig und brauchen deshalb beide staatliche Unterstützung in der Hochlaufphase.
- › Anpassungen im Planungs- und Genehmigungsrecht sind essenziell für die Schnelligkeit des Hochlaufs.
- › Ein kohärentes, transparentes und handhabbares Zertifizierungssystem, zunächst auf EU-Ebene, würde den Handel mit erneuerbarem beziehungsweise CO₂-armem Wasserstoff erleichtern.
- › Grundsätzlich ist zu beachten, dass die europäische Gesetzgebung (siehe zum Beispiel den entsprechenden delegierten Rechtsakt oder die Kontroverse um ein Verbot von per- und polyfluorierten Chemikalien [PFAS]) starken Einfluss darauf hat, ob beziehungsweise wie schnell der Markthochlauf für Wasserstoff und seine Derivate in Deutschland gelingt.

Generelle Aspekte zum regulatorischen Rahmen

Für den schnellen Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland beziehungsweise in der Europäischen Union (EU) ist der regulatorische Rahmen entscheidend. Insbesondere das Anfang 2023 in Kraft getretene Antiinflationsgesetz (Inflation Reduction Act, IRA) der US-Regierung hat den globalen Wettbewerbsdruck weiter erhöht.^{[1][2]} Dabei ist zu berücksichtigen, dass Bereitstellung und Nutzung von Wasserstoff und seinen Derivaten beziehungsweise Angebot und Nachfrage eng miteinander verknüpft sind.

Rahmenbedingungen

Auf der Angebotsseite geht es primär um Kostensenkungen beziehungsweise um die Minimierung von Investitionsrisiken. Nachfrageseitig gilt es, neue Absatzmärkte zu stimulieren.

Weitere zentrale Elemente eines förderlichen regulatorischen Rahmens sind Anpassungen des Planungs- und Genehmigungsrechts sowie die Erarbeitung eines international anschlussfähigen Zertifizierungssystem für erneuerbaren und CO₂-armen H₂ und seine Derivate.

Versorgungssicherheit

Ein regulatorischer Rahmen, der den Aufbau eines heimischen H₂-Markts unterstützt, würde die Importabhängigkeit reduzieren und dadurch die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen.

AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

- > Kopernikus-Projekt Ariadne
<https://ariadneprojekt.de/>
- > Trans4ReaL – Transferforschung für die Reallabore der Energiewende zu Sektorkopplung und Wasserstoff
<https://www.ffe.de/projekte/trans4real-transferforschung-fuer-die-reallabore-der-energiewende-zu-sektorkopplung-und-wasserstoff/>
- > TransHyDE
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde>

Handlungsoptionen

Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Der gestalterische Anspruch der EU zur Etablierung eines resilienten Energiebinnenmarktes ist sehr ausgeprägt. Auf diese Weise konnte bisher ein resilientes, bezahlbares und versorgungssicheres Energiesystem gewährleistet werden. Dieses proaktive Rollenverständnis der EU wird von den Mitgliedstaaten grundsätzlich befürwortet und unterstützt. Grund hierfür ist primär die Erkenntnis, dass aufgrund der seit Jahrzehnten wachsenden Verflechtung der nationalen Energiesysteme zu einem transnationalen Energiebinnenmarkt ein Grad der Interdependenz und Komplexität erreicht wurde, der nur noch supranational organisiert und weiterentwickelt werden kann.

Zudem hat der russische Angriffskrieg in der Ukraine die Notwendigkeit einer kohärenten vergemeinschaftlichten Energie- beziehungsweise Energieaußenpolitik unterstrichen und prägt die politische Agenda stark mit; dies umfasst auch die Etablierung einer europäischen H₂-Wirtschaft.

Dafür ist insbesondere die Ausgestaltung folgender Gesetzesinitiativen von Bedeutung:

- › Netto-Null-Industrie-Gesetz (NZIA) ^[3]
- › Überarbeitung und Anpassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie zur RED III ^[4]
- › CO₂-Bepreisung in Form der Emissionshandelssystem ETS 1 und 2 ^[20]
- › CO₂-Grenzausgleichsmechanismus CBAM ^[5]

Vorteile

- › Eine ökonomisch-, ökologisch- und sozialverträgliche Energiewende wird nur in einem EU-Energiebinnenmarkt gelingen können. Die Weiterentwicklung und fortlaufende Harmonisierung des europäischen Energiebinnenmarktes wird die Voraussetzung für Wirtschaftswachstum und Energieversorgungssicherheit in Europa bleiben.

Nachteile

- › Das »Entscheidungsdefizit« supranationaler Institutionen wie der EU kann zu suboptimalen Ergebnissen und/oder zeitlichem Verzug von notwendigen Abstimmungsprozessen führen.

Ökonomische Aspekte

Bei einem ambitionierten H₂-Bedarf der EU von 665 Terawattstunden im Jahr 2030 errechnete die Europäische Kommission in ihrer Wasserstoffstrategie aus dem Jahr 2020 mögliche Investitionen in Summe von 389 Milliarden Euro (Mittelwert, bis 2030).^[6]

Diese bestehen aus:

- > 33 Milliarden Euro für Investitionen in Elektrolyseure,
- > 280 Milliarden Euro, um die Kapazitäten zur Erzeugung von Solar- und Windenergie zu erhöhen und zur Bereitstellung des erforderlichen Stroms,
- > 11 Milliarden Euro für Investitionen für die Nachrüstung der Hälfte der bestehenden H₂-Erzeugungsanlagen mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung,
- > 65 Milliarden Euro für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von H₂.

Bis 2050 würden sich die Gesamtinvestitionen aus Privatwirtschaft und öffentlicher Hand in die Erzeugungskapazitäten für erneuerbaren H₂ in der EU auf 180 bis 470 Milliarden Euro belaufen.

Versorgungssicherheit

Die Politik- und Gesetzesinitiativen der EU sollten mit der politischen Maßgabe, baldmöglichst keinen russischen Energieträger mehr zu importieren, mittelfristig die energetische Versorgungssicherheit der einzelnen Mitgliedsländer erhöhen. Dieser Abkopplungsprozess, vorangetrieben durch die **REPowerEU-Initiative** https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_de, könnte allerdings kurzfristig zu Versorgungslücken und Energieknappheit führen.

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Netto-Null-Industrie-Gesetz (NZIA)

Das Netto-Null-Industrie-Gesetz (Net Zero Industry Act, NZIA) von der Europäischen Kommission schlägt neue Anreize und Bedingungen vor, damit sich die EU bis 2030 in erheblichem Maße selbst mit sauberen Technologien versorgen kann. Sie legt fest, welche Technologien als sauber gelten und darunter, welche von besonders strategischer Bedeutung sind, unter anderem Elektrolyseure und Brennstoffzellen sowie CCS. Diese letzteren Schlüsseltechnologien profitieren ztgvon Verbesserungen in mehrfacher Hinsicht – schnellere Genehmigung, Maßnahmen zur Steigerung der Nachfrage und Aus- und Weiterbildung für den Bereich saubere Technologien.^[3]

MASSNAHME

> Vereinheitlichte Anforderungen an erneuerbaren beziehungsweise CO₂-armen H₂ (Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie)

Es existieren derzeit zahlreiche Definitionen für erneuerbaren beziehungsweise CO₂-armen H₂, die mit unterschiedlichen rechtlichen Folgen wie der Anrechenbarkeit zur Erfüllung von Treibhausgasminderungszielen verknüpft sind.^[7] Eine kurzfristige europarechtliche Vereinheitlichung und Vereinfachung der Definitionen und rechtlichen Anforderungen ist mit der informellen Einigung der Europäischen Kommission, des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rats^[8] auf eine Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) zu erwarten.

Somit würden in der RED III die Anforderungen an sogenannte erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (renewable fuels of non-biological origin, RFNBO) für alle Sektoren angeglichen – sie würden nicht mehr nur für den Verkehrssektor gelten.^[4] Die genauen Anforderungen liefern voraussichtlich die im Rahmen der RED II verabschiedeten delegierten Rechtsakte (delegated act, DA) der Europäischen Kommission zu Artikel 27(3) und Artikel 28.^{[9][10]}

Der delegierte Rechtsakt zu Art. 27 definiert hierbei insbesondere für die RFNBO-Produktion die Kriterien, unter denen der verwendete Strom auf die Erneuerbare-Energien(EE)-Ziele in der RED II angerechnet werden kann:

- > die Zusätzlichkeit der Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), die den Strom für Elektrolyseure liefert. EE-Anlagen dürfen höchstens 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen werden. Der Puffer von 36 Monaten ist den durchschnittlich langen Genehmigungsverfahren für Elektrolyseure geschuldet.

Bei dem Bezug von Strom aus dem Netz und dem Abschluss eines Power-Purchase-Agreements zum Nachweis der Nutzung von EE-Strom gelten weitere Kriterien:

- > Die EE-Anlage darf keine Förderung oder Zuschüsse (weder der Betriebs- noch der Investitionskosten) erhalten. Diese sowie die oben genannte Zusätzlichkeit sind für früh installierte Elektrolyseure (Inbetriebnahme vor 2028) in einer Übergangszeit bis Ende 2037 aufgehoben.
- > Die zeitliche Korrelation besagt, dass die Produktion des H₂ im selben Kalendermonat wie die Erzeugung des EE-Stroms im entsprechenden Power-Purchase-Agreement stattfinden muss. Eine strengere Korrelation darf ab Mitte 2027, wird spätestens ab 2030 eingeführt werden.
- > Die geografische Korrelation gibt vor, dass die per Power-Purchase-Agreement beteiligten EE-Anlagen sich in derselben Gebotszone wie der Elektrolyseur befinden müssen. Ausnahmen bestehen für verbundene Gebotszonen (wo der Strompreis gleich oder höher ist als in der Gebotszone mit dem Elektrolyseur) oder im Falle von Offshore-Gebotszonen.^[9]

Der delegierte Rechtsakt zu Art. 28 definiert hingegen die Methodik zur Berechnung der Treibhausgasemissionen. Die Emissionen gelten als eingespart, wenn:

- > sie nicht bereits unter anderen EU-Bestimmungen als eingespart bewertet werden.
- > bis Ende 2035 der wiederverwertete Kohlenstoff aus der fossilen Stromerzeugung stammt und die Stromerzeugung Teil des EU-Emissionshandelssystems (ETS) ist.
- > bis Ende 2040 der wiederverwertete Kohlenstoff aus weiteren nicht erneuerbaren (industriellen) Quellen stammt und diese industriellen Tätigkeiten im ETS berücksichtigt werden.^[10]

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > Einige Stakeholder*innen sahen die Zusätzlichkeit als Notwendigkeit, damit H₂ zur Energiewende beitragen kann, während andere das Kriterium als Hemmnis betrachteten, da der EE-Ausbau zu langsam voranschreite, als dass genügend H₂ nur mit Strom aus neuen EE-Anlagen erzeugt werde.



- > Die novellierte RED II wird von vielen Stakeholder*innen als geeignetes Vehikel für die Implementierung eines Zertifizierungssystems auf EU-Ebene erachtet.

MASSNAHME

> CO₂-Preis in Form der Emissionshandelssysteme ETS 1 und 2

Seit 2005 spielt der Europäische Emissionshandel (European Union Emissions Trading System, EU ETS) eine Schlüsselrolle für den Klimaschutz. Durch das Handelssystem werden Emissionszertifikate an Anlagen in der Energiewirtschaft und in der energieintensiven Industrie teilweise kostenlos und teilweise per Versteigerung verteilt.^[11]

Ende 2022 einigte sich das Europäische Parlament und der Rat darüber, dass die Menge der kostenlosen Zertifikate ab 2026 und bis 2034 schrittweise abgebaut wird, sodass der CO₂-Preis wirkungsvoll steigt. Ebenfalls verständigte man sich auf ein neues Emissionshandelssystem (ETS 2) für Treibhausgasemissionen des Gebäude- und Straßenverkehrssektors, das 2027 eingeführt werden soll.^[12]

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > Stakeholder*innen waren sich darin einig, dass die CO₂-Bepreisung zu niedrig bleiben würde, als dass sie als alleiniges Instrument die Nachfrage nach H₂ ausreichend steigern könne.
- > Einige Stakeholder*innen aus der Wirtschaft und Zivilgesellschaft merkten an, dass schrittweise Erhöhungen eines Mindestpreises nach festgelegten Zeitintervallen, die weit im Voraus angekündigt werden, mehr Planungs- und Investitionssicherheit schaffen könnten.^[13]

MASSNAHME

> **CO₂-Grenzausgleichsmechanismus CBAM**

Die EU-Verordnung zu einem CO₂-Grenzausgleichssystem (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) hat das Ziel, die Verlagerung der Warenproduktion in Länder mit einer weniger ambitionierten Klimapolitik als die EU zu vermeiden. Mit dem Inkrafttreten der CBAM-Regeln ab 1. Oktober 2023^[5] müssen Unternehmen, die bestimmte Erzeugnisse (Eisen, Stahl, Zement, Aluminium, Düngemittel, Elektrizität und Wasserstoff^[5]) in die EU importieren, einen Preis zahlen, um die Differenz zwischen den im Exportland und den in der EU bestehenden CO₂-Preisen auszugleichen.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Viele Stakeholder*innen erkannten in CBAM eine sinnvolle Ergänzung einer CO₂-Bepreisung.

Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Eines der wichtigsten Hindernisse für den Hochlauf der H₂-Wirtschaft ist die fehlende wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit von H₂-Unternehmen. Hohe Investitions- und Betriebskosten (CAPEX und OPEX) bei (potenziellen) H₂-Erzeugern werden voraussichtlich dazu führen, dass erneuerbarer H₂ kurz- und mittelfristig nicht in ausreichender Menge verfügbar sein wird.

Der Staat könnte mit CAPEX- und OPEX-Zuschüssen sowie weiteren Maßnahmen die Kostensenkung entlang der H₂-Wertschöpfungskette beschleunigen.^[14]

Sowohl erneuerbare als auch nicht erneuerbare Erzeugungspfade für H₂ und seine Derivate könnten unter Berücksichtigung des europäischen Beihilferechts staatliche Zuschüsse erhalten. Dabei sollte die finanzielle Unterstützung für die nicht erneuerbare, CO₂-arme H₂-Erzeugung an bestimmte Voraussetzungen geknüpft sein (siehe unten).

Ein indirekter Beitrag zur Kostensenkung wäre die Unterstützung des Infrastrukturausbaus, beispielsweise durch die Übernahme einer Koordinierungsrolle^[15] oder durch die Absicherung der Investitionskosten der Netzbetreiber.^[16] Diese und weitere Unterstützungsmöglichkeiten, die eher auf eine Steigerung der Nachfrage abzielen, können ebenfalls die Risiken für potenzielle Investoren verringern.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass staatliche Unterstützung der H₂-Bereitstellung notwendig sei, um privates Kapital anzuziehen.



> Generelle Uneinigkeit herrschte hinsichtlich der Umsetzung. Unter den Stakeholder*innen wurde diskutiert, ob die Risikominderung durch vergleichsweise kostengünstige Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen ausreicht oder ob direkte finanzielle staatliche Unterstützung notwendig ist.

Voraussetzungen

- › Nicht-erneuerbare H₂-Erzeugungspfade könnten durch staatliche Zuschüsse unterstützt werden, solange sie durch ihre geringere Emissionsintensität als CO₂-arm gelten.
- › Angesichts des bisher geringen Interesses beziehungsweise des Misstrauens in der Öffentlichkeit gegenüber der CO₂-Abscheidung und -Speicherung^[17] wäre eine Voraussetzung für die finanzielle Unterstützung fossilbasierter CO₂-armer Erzeugungspfade entweder die Speicherung außerhalb Deutschlands oder die Schaffung gesellschaftlicher Akzeptanz, um eine heimische Speicherung zu ermöglichen.^{[18] [19]}

Vorteile

- › Inländische Erzeugung und Transport von H₂ könnten stimuliert werden.
- › Die Fortführung des Elektrolyseurbaus verhilft Deutschland zur Beibehaltung einer Vorreiterrolle beim Export dieser Technologien.

Nachteile

- › Bei einer Förderung der Investitionskosten könnte ein erheblicher Teil der Investitionsrisiken auf den Staat beziehungsweise die Steuerzahler*innen übertragen werden. Dies könnte die Schaffung von Akzeptanz in der Öffentlichkeit erschweren.

Folgen

- › Werden bei eventuellen Zuschüssen die Fördersätze zu hoch angesetzt, könnten Unternehmen in den Bereichen Produktion, Speicherung oder Transport von H₂ beziehungsweise seinen Derivaten einen schwächeren Anreiz haben, selbst ihre Kosten zu senken.

Ökonomische Aspekte

Wenn nicht erneuerbare, CO₂-arme Erzeugungspfade staatlich unterstützt werden, dann sollte frühzeitig festgelegt werden, nach welchen Kriterien und gegebenenfalls zu welchen Zeitpunkten sich die Förderung verringert oder ausläuft. Dadurch würde der Staat das Risiko minimieren, öffentliche Gelder in langfristig nicht nachhaltige Technologien zu lenken.

Versorgungssicherheit

Die staatliche Unterstützung der heimischen Erzeugung von erneuerbaren H₂ mithilfe von Sonnen- und Windstrom wird dazu beitragen, dass weniger H₂ beziehungsweise seiner Derivate importiert werden müssen. Dies würde voraussichtlich die Versorgungssicherheit in Bezug auf H₂ und das Gesamtenergiesystem erhöhen.

Bei alternativen Wasserstoffherstellungspfaden wie der Produktion aus Biomasse oder der Dampfreformierung von Erdgas mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) sowie CO₂-Abscheidung und -Nutzung (Carbon Capture and Utilisation, CCU) bestehen erheblich größere Unsicherheiten als bei der Elektrolyse mittels Sonnen- oder Windstrom.^{[20][21]} Ob eine stärkere Unterstützung dieser weiteren Erzeugungspfade zur Versorgungssicherheit beitragen kann, ist folglich unklar.

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Finanzielle Förderung von Investitionskosten (CAPEX), angebotsseitig

Anschubfinanzierungen für Anlagen zur Erzeugung, Speicherung und zum Transport von H₂ und seinen Derivaten können Kosten für Unternehmen, die H₂ erzeugen oder anders entlang der H₂-Wertschöpfungskette tätig sind, senken. Somit werden die Unternehmen für privatwirtschaftliche Investor*innen attraktiver.^[22]

Alle Anlagen, ob Teil von Forschungs- und Entwicklungs- (FuE) oder Demonstrationsprojekten oder nicht, könnten förderfähig sein. Ein allmähliches Auslaufen^[22] der Förderung bis circa 2030^[14] könnte First Mover belohnen und gleichzeitig die Kosten für die öffentliche Hand in Grenzen halten.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



> Stakeholder*innen waren sich weitestgehend einig, dass Anschubfinanzierungen für die Erzeugung, Speicherung, und den Transport von H₂ in vielen Fällen notwendig seien, um privatwirtschaftliche Investitionen anzulocken. In der Stakeholderumfrage 2021 des Wasserstoff-Kompasses nannten knapp sechzig Prozent der Befragten die niedrige Wirtschaftlichkeit aufgrund von Investitions- und Unterhaltskosten sogar als eines der größten Hindernisse für die heimische H₂-Erzeugung.^[23]

INITIATOREN

> Politik auf Bundes- und Landesebene,
vor allem in den Bereichen Forschung, Energie, Industrie und Wirtschaft

MASSNAHME
> Finanzielle Förderung der Betriebskosten (OPEX) von Erzeugungsanlagen

Eine Förderung der Betriebskosten von Anlagen zur Produktion von H₂ und seinen Derivaten könnte helfen, die Kosten von erneuerbarem H₂ auf ein wettbewerbsfähiges Niveau zu senken und so Geschäftsmodelle für potenzielle Investor*innen attraktiver zu machen. ^{[22] [24] [25]}

Betriebskosten jeglicher H₂-Erzeugungsanlagen, ob Teil von Forschungs- und Entwicklungs- (FuE) oder Demonstrationsprojekten oder nicht, könnten gefördert werden. Ein Auslaufen ^[22] der Förderung bis circa 2030 ^[14] könnte First Mover belohnen und gleichzeitig die Kosten für die öffentliche Hand in Grenzen halten.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG


> In der Stakeholderumfrage des Wasserstoff-Kompass hielt eine deutliche Mehrheit der Stakeholder*innen eine über eine CAPEX-Förderung hinausgehende OPEX-Förderung für (bedingt) notwendig – und zwar 52 Prozent von 596 Befragten gegenüber 11 Prozent, die die Maßnahme als kaum oder nicht notwendig bewerteten und 19 beziehungsweise 18 Prozent der Befragten, die ihr entweder neutral gegenüberstanden oder auf die Bewertung mit einer 5-Punkte-Skala verzichteten. ^[23]

INITIATOREN

> Politik auf Bundes- und Landesebene, vor allem in den Bereichen Forschung, Energie, Industrie und Wirtschaft

MASSNAHME
> Unterstützter Ausbau der Infrastruktur von H₂ und seinen Derivaten

Die staatliche Unterstützung und Lenkung des Infrastrukturausbaus kann das Risiko von Geschäftsmodellen verringern. Denn wenn die Realisierung von umfangreichen Transportmöglichkeiten näher rückt, wird es wahrscheinlicher, dass sich erhebliche Investitionen auszahlen. Mehr zum Thema siehe Infrastruktur.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG


> Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass der Infrastrukturausbau, insbesondere der Bau von H₂-Pipelinenetzen, staatlich unterstützt werden sollte.

INITIATOREN

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
 > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

MASSNAHME
> Steigerung der Nachfrage

Der schnelle, nachhaltige Hochlauf einer H₂-Wirtschaft in Deutschland gelingt nur mit einem ausreichend großen, zuverlässigen Absatzmarkt. ^{[14][26]} Hierzu ist es erforderlich, durch eine staatlich unterstützte Steigerung der Nachfrage die Erschließung von Absatzmärkten anzuregen. Angebotsseitige Maßnahmen zur Unterstützung des Hochlaufs werden an anderer Stelle beschrieben.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG


> Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass staatliche Unterstützung zur Steigerung der Nachfrage nach erneuerbarem H₂ und seinen Derivaten, zum Beispiel in Form von bezuschussten Investitionskosten für mögliche Nutzer*innen, für den Hochlauf essenziell ist.



> Zur Breite der Anwendungen, die staatliche Förderungen erhalten sollten, gab es keinen Konsens.

MASSNAHME
> Finanzielle Förderung der Investitionskosten (CAPEX) von Nutzungsanlagen und -technologien

Anschubfinanzierungen für Anlagen und Technologien zur Nutzung von H₂ und seinen Derivaten können Kosten für potenzielle Verbraucher senken. Ob Förderprogramme alle oder nur bestimmte Anwendungen unterstützen sollten, hängt von der gewünschten Lösung des Zielkonflikts zwischen einem schnellen Hochlauf und der Vermeidung möglicher Lock-ins ab. Förderungen (maximale Fördersummen beziehungsweise Anzahl der Förderprogramme) sollten allmählich sinken. So erhalten potenzielle First Mover einen Anreiz, zügig in die H₂-Wirtschaft einzusteigen. Ein Abbau der Förderungen ist sinnvoll, da unter anderem nachziehende Akteur*innen von den Erkenntnissen der Pioniere profitieren. In der Regel können finanzielle Förderungen rascher als andere nachfrageseitige Maßnahmen eingeführt werden. ^[27]

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG


> In der Stakeholderumfrage des Wasserstoff-Kompasses nannten knapp sechzig Prozent der Befragten die niedrige Wirtschaftlichkeit aufgrund von Investitions- und Unterhaltskosten (CAPEX und OPEX) als eines der größten Hindernisse für die heimische H₂-Erzeugung. ^[23]

INITIATOREN

> Bundesregierung, Politik auf Bundes- und Landesebene, vor allem Bundesministerium für Bildung und Forschung, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium für Digitales und Verkehr, Bundesministerium der Finanzen

MASSNAHME

> Finanzielle Förderung der Betriebskosten (OPEX) von Nutzungsanlagen und -technologien mit Klimaschutzverträgen (CCfD)

Mit Klimaschutzverträgen (Carbon Contracts for Difference, CCfD) verpflichtet sich der Staat, sowohl CAPEX- als auch OPEX-Mehrkosten für emissionsarme Technologien zu übernehmen. Diese Technologien, unter anderem Anlagen zur Nutzung von (insbesondere erneuerbarem, aber auch CO₂-armem) H₂, sind noch nicht wettbewerbsfähig gegenüber konventionellen Technologien. CCfD sind derzeit vor allem für Industrieunternehmen mit hohen prozessbedingten Emissionen vorgesehen. Dazu gehören die Stah-, Zement- und Ammoniakproduktion.^{[28][29][30]}

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



> CCfD seien eine sinnvolle Maßnahme zur Steigerung der H₂-Nachfrage. Dabei sollten sie ausreichend lange Vertragslaufzeiten haben, um Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen. CCfD müssten bereits kurzfristig möglich sein.



> Hinterfragt wurde, ob eine Jahreszahl für die Vertragslaufzeit geeignet ist oder ob es andere Kriterien braucht. Zudem bestand kein Konsens hinsichtlich der Branchen beziehungsweise Technologien, für die zusätzliche CCfD ausgeschrieben werden, sollte es zu einer Ausweitung dieses Instruments kommen.

INITIATOREN

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz,
 Bundesministerium der Finanzen

MASSNAHME

> Quoten für die Nutzung oder Beimischung von H₂ und seinen Derivaten

Verbindliche Quoten für den teilweisen oder kompletten Einsatz von H₂ und seinen Derivaten könnten Geschäftsmodelle entlang der H₂-Wertschöpfungskette unterstützen. Denn je nach Gestaltung entstünde eine gesteigerte oder gar gesicherte Nachfrage. In Deutschland könnten noch ambitioniertere Quoten als auf europäischer Ebene eingeführt werden.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



> Im Stakeholder-Dialog gab es eine knappe Mehrheit, die langfristig angelegte, sukzessiv steigende Quoten befürwortete.



> Jedoch waren sich Stakeholder*innen uneinig über die Sektoren, für die Quoten gelten sollten. Ebenfalls gibt es keinen Konsens zu den Fragen, ob Quoten für die Nutzung reinen H₂ oder auch für die Beimischung von H₂ in das Erdgasnetz sinnvoll wären und ob bei verpflichtender Abnahme Unternehmen wie Stadtwerke, die Aufgaben der öffentlichen Daseinsvorsorge wahrnehmen, eine begleitende staatliche Förderung erhalten sollten.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, Bundesministerium für Digitales und Verkehr

MASSNAHME

› Nachhaltiges öffentliches Beschaffungswesen

Durch bindende Nachhaltigkeitsanforderungen wird in Sektoren, wo die öffentliche Hand als wichtiger Abnehmer auftritt, Nachfrage generiert. So kommt die öffentliche Hand ihren aktuellen Aufgaben nach und agiert auch langfristig im öffentlichen Interesse – durch einen Beitrag zur Vermeidung von Klimaschäden und zur Weiterentwicklung der Wirtschaft. Denn es entstünden Leitmärkte für Produkte, die mithilfe von erneuerbarem oder CO₂-armem H₂ (oder von seinen Derivaten) hergestellt werden. Beispiele hierfür sind beim Bau öffentlicher Gebäude benötigte Materialien wie Kunststoffe und Stahl.^{[14][31]}



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- › Unter den Stakeholder*innen bestand weitestgehend Konsens darüber, dass eine verpflichtende Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien für die öffentliche Beschaffung zur Entstehung von Leitmärkten beitragen kann.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz sowie weitere Ministerien beziehungsweise öffentliche Verwaltung auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene

MASSNAHME

› Etablierung und Stärkung einer EU-Wasserstoffbank

Durch die angekündigte Gründung einer Wasserstoffbank auf EU-Ebene soll der Kauf von H₂ gesichert werden. Für deren Etablierung und spätere Weiterentwicklung bedarf es innereuropäischer Zusammenarbeit.

MASSNAHME

› Zertifizierung von Wasserstoff und seinen Derivaten

Um nachhaltige H₂-basierte Geschäftsmodelle auf Grundlage langfristiger Abnahmeverpflichtungen etablieren zu können, wäre eine Zertifizierung für importierten H₂ und seine Derivate notwendig. Das Zertifizierungssystem könnte auch auf den heimischen H₂ angewandt werden.

Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts

Für einen erfolgreichen Hochlauf ist eine Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts für Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Nutzung sowie zum Transport von H₂ und seinen Derivaten von großer Bedeutung. Hierbei könnte unter anderem auf Erkenntnisse zur Planung und Genehmigung von Erneuerbare-Energie-Anlagen zurückgegriffen werden. Entsprechende Anpassungen sollten auf die Vereinfachung^[32] wie auf die Beschleunigung^{[33][34]} von Planungs- und Genehmigungsverfahren abzielen, ohne die öffentliche Legitimierung von Projektvorhaben aus dem Blick zu verlieren. Denn Zielkonflikte lassen sich nicht immer vermeiden, können aber oft durch eine Öffentlichkeitsbeteiligung im Vorfeld entschärft werden.^{[35][36]}

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- › Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass Planungs- und Genehmigungsverfahren vereinfacht und beschleunigt werden sollten. Eine Öffentlichkeitsbeteiligung sei in einigen, aber nicht allen Fällen sinnvoll und sollte sowohl zur Akzeptanz als auch zur schnellen Umsetzung von H₂-Projekten beitragen.

Voraussetzungen

- › Entsprechend geschultes Behördenpersonal muss für die Umsetzung zur Verfügung stehen.

Vorteile

- › Antragsteller von H₂-Vorhaben könnten durch vereinfachte Verfahren Personalkosten einsparen.
- › Vereinfachte Verfahren würden die Planungssicherheit für Antragssteller verbessern.
- › Die Hemmschwelle würde sich für potenzielle H₂-Vorhabenträger, besonders in kleinen und mittelständischen Unternehmen, reduzieren.
- › Ausnahmen, vorzeitige Zulassungen etc. könnten Planungs- und Genehmigungszeiten verkürzen.

Folgen

- › Sollte es Vorhaben mit beschleunigten Verfahren und ohne Öffentlichkeitsbeteiligung geben, könnte der Eindruck von Ungerechtigkeit aufseiten der Bevölkerung entstehen. Denn so hätte sie eingeschränkte bis keine Möglichkeiten, an Entscheidungen des H₂-Hochlaufs mitzuwirken.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- › RCS-Website: Regulations, Codes and Standards für den Bereich Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
<https://rcs.now-gmbh.de/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Verbesserung von Ressourcen und Kommunikation in Behörden

Ein wichtiger Faktor für verlangsamte Planungs- und Genehmigungsverfahren ist eine unbefriedigende personelle und technische Ausstattung der Behörden.^[37] Der Hochlauf einer H₂-Wirtschaft wird die Anzahl der vom Planungs- und Genehmigungsrecht betroffenen Projekte stark erhöhen. Dieser Entwicklung könnte mit einer angemessenen Bereitstellung von Ressourcen dieser Art begegnet werden.^[35]

Beispielsweise kann die weitere Digitalisierung von Behörden und Personalschulungen (Kommunikations-)Prozesse vereinfachen und beschleunigen. Eine Bündelung von Kompetenzen auf übergeordneter Ebene, sofern Kapazitäten dies erlauben, könnte ebenfalls die Effizienz von Verfahren steigern.^[38]



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass Personalengpässe im öffentlichen Dienst eine Herausforderung darstellen.

INITIATOREN

> Politik und Verwaltung auf Bundes- und Landesebene, insbesondere im Bereich Digitalisierung

MASSNAHME

> Leicht verständliche und gebündelte Kommunikation von Informationen bezüglich Planungs- und Genehmigungsverfahren

Planungs- und Genehmigungsverfahren könnten von Behörden verständlicher beschrieben werden. Dabei würde es auch helfen, die Verantwortlichkeiten der unterschiedlichen Behörden klar zu bestimmen und zu kommunizieren.

Alle vom Vorhabenträger einzureichenden Unterlagen könnten an einer zentralen Stelle gebündelt aufgelistet werden – dies ist mit dem Netto-Null-Industrie-Gesetz der EU vorgesehen. Daten zu früheren Verfahren und Anleitungen im Umgang mit dem relevanten Recht könnten in Datenbanken zu Regelwerken, Durchführungsverordnungen und Normen gesammelt werden, die länderspezifisch zu erstellen und zu pflegen sind.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass Bürokratie abgebaut werden muss.

INITIATOREN

> Politik und Verwaltung auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene

MASSNAHME
> Kleinere H₂-Anlagen aus der Genehmigungspflicht ausnehmen

Kleinere Anlagen, wie zum Beispiel Elektrolyseure unter einer gewissen Erzeugungsleistung, könnten von der Genehmigungspflicht befreit werden. ^{[39][40]} Für die Ausnahme könnte ein Genehmigungstatbestand in der Verordnung über das Genehmigungsverfahren (4. BImSchV) eingerichtet werden. ^[41]


STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass Bürokratie abgebaut und Genehmigungsverfahren vereinfacht werden müssen.

INITIATOREN

> Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz

MASSNAHME
> Erhöhung der Anzahl geeigneter Standorte für die H₂-Produktion

Möglichkeiten zur Erhöhung der Anzahl zulässiger Standorte für Anlagen zur Erzeugung von H₂ und seinen Derivaten sind unter anderem:

- > Anlagen unterhalb einer gewissen Leistungsschwelle könnten im Rahmen des Baugesetzbuches (BauGB) als privilegierte Bauvorhaben definiert werden und würden damit auch im Außenbereich zulässig.
- > Sektorkopplungsanlagen wie H₂-Erzeugungsanlagen könnten in Baugebieten mit Telekommunikationsanlagen ebenfalls zulässig werden. ^[42]
- > Es könnte verbindlich vorgegeben werden, einen bestimmten Anteil der kommunalen Flächen für die Mehrfachnutzung von Freiflächen-PV und die Erzeugung von H₂ und seinen Derivaten auszuweisen.
- > Der Verzicht auf weitere geografische Kriterien neben dem der geografischen Korrelation vom DA zu Artikel 28 der RED II.


STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Als Maßnahme zur Erhöhung der Anzahl geeigneter Standorte befürworteten einige Stakeholder*innen die Mehrfachnutzung von Flächen, beispielsweise für Agri-PV und H₂-Erzeugung.

INITIATOREN

> Politik und Verwaltung auf Bundes- und Landesebene, insbesondere im Bereich Bauen und Umweltschutz

MASSNAHME
**> Beschleunigungsgesetz für Anlagen entlang
 der H₂-Wertschöpfungskette, inklusive für H₂-Infrastruktur**

Alternativ zu einzelnen Änderungen relevanter Gesetze könnte ein umfassendes Beschleunigungsgesetz beispielsweise für die H₂-Erzeugung oder für den Infrastrukturbau erlassen werden.^[43] In Betracht kommen Regelungen zu jeglichen Anlagen und Infrastrukturprojekten, die für den H₂-Hochlauf notwendig sind. Zum Beispiel wurde bereits angekündigt, dass Wasserstoffnetze im überragenden öffentlichen Interesse liegen sollen.^[44]

Eine solche Priorisierung des Baus und Betriebs von weiteren Anlagen entlang der H₂-Wertschöpfungskette ist als Teil der fortgeschriebenen Nationalen Wasserstoffstrategie geplant.^[45]


STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass Verfahren beschleunigt werden sollten.

INITIATOREN

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Zertifizierung von Wasserstoff und seinen Derivaten

Geschäftsmodelle mit möglichst langfristigen Abnahmeverpflichtungen gelten als wichtiger Baustein für den Hochlauf einer nationalen beziehungsweise internationalen H₂-Wirtschaft. Hierfür ist ein zertifizierter H₂-Herkunftsnachweis, der unter anderem die Klimaverträglichkeit belegt, ein wichtiger fördernder Faktor.

Zertifikate weisen die Einhaltung bestimmter Anforderungen an Produkte und Herstellungsverfahren nach.^[40] Beispielsweise wird bei der Zertifizierung von erneuerbarem H₂ die zur Herstellung eingesetzte Energie aus erneuerbaren Energiequellen gekennzeichnet. Entsprechend könnte eine Zertifizierung auch CO₂-armen H₂ ausweisen.

Im internationalen Umfeld existiert eine Vielzahl verschiedener Konzepte zur Zertifizierung mit unterschiedlich großer Reichweite und Detailschärfe.^[46] Unilaterale Lösungsansätze werden allerdings den Herausforderungen nicht gerecht. Eine Formulierung und Durchsetzung im Rahmen der Europäischen Union (EU) erscheint deshalb zielführend.^[47]


STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Für die überwiegende Mehrheit der Stakeholder*innen war ein von möglichst vielen Akteur*innen akzeptiertes Zertifizierungssystem für H₂ eine notwendige Bedingung für den erfolgreichen Hochlauf der H₂-Wirtschaft. Ein solches System müsse ein Mindestmaß an Transparenz und Handhabbarkeit vorweisen.

Voraussetzungen

- › Um ein Zertifizierungssystem umsetzen zu können, ist ein transparentes und belastbares Regelwerk eine notwendige Bedingung.
- › Ein internationales Zertifizierungssystem setzt multilaterale Abkommen mit allen teilnehmenden Ländern voraus.

Vorteile

- › **Transparenz:** Zertifizierung macht die Einhaltung von Qualitätsanforderungen wie beispielsweise hohe Reinheitsgrade sichtbar.
- › **Regulierung:** Eine Zertifizierung könnte dazu beitragen, den aufkommenden H₂-Handel frühzeitig zu regulieren und die Einhaltung von Umwelt- und Emissionsstandards nach eigenen Vorstellungen zu prägen.
- › **Wettbewerb:** Der Handel mit Zertifikaten könnte den Wettbewerb zwischen H₂-Erzeugern und -Verbrauchern fördern und die Preisbildung positiv beeinflussen.
- › **Übertragungseffekt und Internationalisierung:** Zertifikate würden den Handel über Ländergrenzen hinweg erleichtern und könnten weitere Länder zum Mitwirken animieren.

Nachteile

- › Es existieren bereits unterschiedliche Zertifizierungssysteme im internationalen Umfeld.^[45] Ein Zertifizierungssystem, welches neu aufgesetzt wird oder sich an bereits bestehenden Zertifizierungssystemen orientiert beziehungsweise diese erweitert, würde zunächst in Konkurrenz zu anderen Zertifizierungssystemen stehen beziehungsweise die Anzahl unterschiedlicher Systeme weiter erhöhen.

Folgen

- › Ein kohärentes und zugleich leicht verständliches und anwendbares Zertifizierungssystem, idealerweise auf EU-Ebene, würde den Handel mit erneuerbarem beziehungsweise CO₂-armem H₂ erleichtern, Vertrauen generieren und somit den Hochlauf einer H₂-Wirtschaft fördern.

Versorgungssicherheit

H₂ wird für die Versorgungssicherheit des Gesamt-Energiesystems zukünftig eine wichtige Rolle einnehmen. Dabei muss ein signifikanter Anteil des H₂-Bedarfs importiert werden.

Da die Zertifizierung von H₂ den Handel auf Dauer erleichtern wird, ist davon auszugehen, dass sich dies positiv auf die Versorgungssicherheit auswirken wird.

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> International abgestimmte Normungsaktivitäten

Für einen effizienten Hochlauf der globalen H₂-Wirtschaft bedarf es einer international abgestimmten Normung, da H₂ als Rohstoff und internationale Handelsware den komplexen Mechanismen des globalen Wettbewerbs unterliegt.

In der G7 und auch auf der Vereinte-Nationen-Ebene gibt es bereits Aktivitäten hierzu. Da aber mehrere Normungen parallel bestehen werden, ist von großer Bedeutung, dass die daraus hervorgehenden verschiedenen Zertifizierungssysteme interoperabel sind. Entsprechende Regelungen können beispielsweise in bi- und multilateralen Handelsabkommen festgelegt werden.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



> Die Stakeholder begrüßten grundsätzlich die Idee, die notwendige Normung auf möglichst hoher institutioneller Ebene zu platzieren.



> Viele Stakeholder zeigten sich skeptisch, dass pragmatische Lösungen in den notwendigen kurzen Zeithorizonten implementiert werden können, wenn die Anzahl der beteiligten Akteur*innene groß und die institutionelle Ebene hoch ist.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Auswärtiges Amt
- > Bundesministerium für Bildung und Forschung

MASSNAHME

> Zertifizierungssystem im Rahmen der RED III

Für den anvisierten Import von erneuerbarem und CO₂-armem H₂ sollten die Bundesregierung und die wirtschaftlichen Akteur*innen in erster Linie im Rahmen der EU auf die Etablierung eines europäischen, möglichst global anschlussfähigen Zertifizierungssystems hinwirken. Für die Implementierung im Rahmen der EU bietet sich hierfür die Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) an.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



> Diese Maßnahme erhielt große Zustimmung, da zum einen ein Zertifizierungssystem auf EU-Ebene als zielführend und zum anderen die RED III als geeignetes Vehikel erachtet werden. Denn die Richtlinie dürfte maßgeblich für die Ausgestaltung der H₂-Wirtschaft sein und die Verhandlungen laufen bereits.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz

Literatur

- [1] **Hydrogen Council:** Politischer Gegenwind für sauberen Wasserstoff in Europa temporär: Hydrogen Council, zuletzt aufgerufen am: 20.02.2023. <https://hydrogencouncil.com/de/policy-headwinds-for-clean-hydrogen-in-europe-temporary-hydrogen-council>
- [2] **Nationaler Wasserstoffrat (2022):** Einschätzung zum Inflation Reduction Act. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-12-09_NWR-Stellungnahme_Inflation-Reduction-Act.pdf
- [3] **Europäische Kommission COM (2023) 161 final:** Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Schaffung eines Rahmens für Maßnahmen zur Stärkung des europäischen Ökosystems der Fertigung von Netto-Null-Technologieprodukten (Netto-Null-Industrie-Verordnung). https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6448c360-c4dd-11ed-a05c-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_1&format=PDF
- [4] **Europäische Kommission COM(2021) 557 final:** Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:dbb7eb9c-e575-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0013.02/DOC_1&format=PDF
- [5] **Europäisches Parlament:** 13.12.2022, EU-Einigung über CO₂-Grenzausgleichsmechanismus CBAM [Pressemitteilung]. <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20221212IPR64509/eu-einigung-uber-co2-grenzausgleichsmechanismus-cbam>
- [6] **Europäische Kommission COM(2020) 301 final:** Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=DE>
- [7] **Halbig, Anna (2023):** Unionsrechtliche Begriffe mit Wasserstoffbezug, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 57 vom 27.02.2023. Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg. https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2023/02/Stiftung_Umweltenergierecht_WueBerichte_57_Wasserstoffbegriffe.pdf
- [8] **Council of the EU:** 30.03. 2023, Council and Parliament reach provisional deal on renewable energy directive [Pressemitteilung]. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-renewable-energy-directive/>
- [9] **European Commission C(2023) 1087 final:** COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) .../... of 10.2.2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-02/C_2023_1087_1_EN_ACT_part1_v8.pdf

- [10] **European Commission C(2023) 1086 final:** COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) .../... of 10.2.2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-02/C_2023_1086_1_EN_ACT_part1_v5.pdf
- [11] **Umweltbundesamt:** Der Europäische Emissionshandel, zuletzt aufgerufen am: 23.05.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissions-handel#teilnehmer-prinzip-und-umsetzung-des-europaischen-emissionshandels>
- [12] **Europäisches Parlament:** 19.12. 2022, Klimaschutz: Einigung über ehrgeizigeren EU-Emissionshandel (ETS) [Pressemitteilung]. <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20221212IPR64527/klimaschutz-einigung-uber-ehrgeizigeren-eu-emissions-handel-ets>
- [13] **Kalkuhl et al. (2023):** CO₂-Bepreisung zur Erreichung der Klimaneutralität im Verkehrs- und Gebäudesektor: Investitionsanreize und Verteilungswirkungen. Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) gGmbH, Berlin. https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/C18_MCC_Publications/2023_MCC_CO2-Bepreisung_Klimaneutralit%C3%A4t_Verkehr_Geb%C3%A4ude.pdf
- [14] **Agora Energiewende and Guidehouse (2021):** Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H₂. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_11_EU_H2-Instruments/A-EW_223_H2-Instruments_WEB.pdf
- [15] **Müller-Kirchenbauer et al. (2023):** Einordnung der Diskussion um eine zentrale Wasserstoffnetzgesellschaft und staatliche Beteiligungsformen für die Beschleunigung des Wasserstoffnetzaufbaus. Fraunhofer IEG. <https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/deutsch/dokumente/pressemitteilungen/impulspapier-wasserstoffnetzgesellschaft.pdf>
- [16] **dena (2022):** Vorfinanzierung durch die Netzbetreiber, Risikoabsicherung durch den Staat. Ein Vorschlag für mehr Tempo beim Ausbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur, dena-Impulspapier. dena, Berlin. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/2022-08-H2-Netzinfrastruktur_Diskursbeitrag.pdf
- [17] **Bundesregierung (2022):** Evaluierungsbericht zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG). https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/evaluierungsbericht-bundesregierung-kspg.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- [18] **Kopernikus-Projekt Ariadne (2021):** Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich. <https://doi.org/10.48485/pik.2021.006>
- [19] **Reigstad et al. (2022):** Moving toward the low-carbon hydrogen economy: Experiences and key learnings from national case studies. Advances in Applied Energy, 8, 100108. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2022.100108>
- [20] **Dögnitz et al. (2022):** Wasserstoff aus Biomasse. DBFZ, Leipzig. https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_46.pdf
- [21] **Kopernikus-Projekt Ariadne (2022):** Wasserstoff und die Energiekrise: fünf Knackpunkte. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. https://ariadneprojekt.de/media/2022/09/Ariadne-Analyse_Wasserstoff-Energiekrise_September2022.pdf

- [22] **IRENA (2021):** Green hydrogen supply: A guide to policy making, International Renewable Energy Agency. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/May/IRENA_Green_Hydrogen_Supply_2021.pdf?rev=f24d7919eee5433e86ae9dbc4cf10218
- [23] **Wasserstoff-Kompass (2022):** Auf dem Weg in die deutsche Wasserstoffwirtschaft: Resultate der Stakeholder*innen-Befragung. acatech und DECHEMA, Berlin. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/wasserstoffwirtschaft-2030-2050/Umfragebericht_Langversion.pdf
- [24] **Allolio, Friederike; Ohle, Leony und Schäfer, Judith (2022):** TransHyDE-Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft. Rechtswissenschaftliche Studie im Auftrag der Fraunhofer Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie. Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V., Berlin. https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2022/12/20221319_TransHyDE-Studie_Regulatorik.pdf
- [25] **Frontier Economics (2022):** Regulatorischer Rahmen und Business Modelle für Refuels. Eine Studie im Auftrag des Ministeriums für Verkehr Baden-Württemberg. https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/2022_Studie_Regulatorischer_Rahmen_und_Business_Modelle_f%C3%BCr_reFuels.pdf
- [26] **International Energy Agency, IEA (2022):** Global Hydrogen Review 2022. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
- [27] **Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2022):** H₂-Förderkompass – Kriterien und Instrumente zur Förderung von Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/06/220622_H2-Foerderkompass-Kriterien_und_Instrumente_zur_Foerderung_von_Anwendungen_fuer_den_Markthochlauf_von_Wasserstoff.pdf
- [28] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023):** Klimaschutzverträge. Vorstellung des neuen Förderprogramms zur Transformation der Industrie. Stand: 6. Juni 2023. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/vorstellung-klimaschutzvertraege.pdf?__blob=publicationFile&v2
- [29] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022):** Interessenbekundungsverfahren zur geplanten Förderung von projektbezogenen Klimaschutzverträgen. Berlin. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/klimaschutzvertraege-bekanntmachung-des-interessenbekundungsverfahrens.html>
- [30] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023):** Förderrichtlinie Klimaschutzverträge: Erläuterungen zum Förderinstrument. Berlin. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/foerderrichtlinie-klimaschutzvertraege.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [31] **Fischer, Andreas und Küper, Malte (2021):** Green Public Procurement: Potenziale einer nachhaltigen Beschaffung. Emissionsvermeidungspotenziale einer nachhaltigen öffentlichen Beschaffung am Beispiel klimafreundlicher Baumaterialien auf Basis von grünem Wasserstoff. Institut der deutschen Wirtschaft Köln, Köln. <https://www.iwkoeln.de/studien/andreas-fischer-malte-kueper-potenziale-einer-nachhaltigen-beschaffung.html>
- [32] **Knodt et al. (2022):** Mehr Kooperation wagen: Wasserstoffgovernance im deutschen Föderalismus. Interterritoriale Koordination, Planung und Regulierung. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. https://ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne-Analyse_Wasserstoffgovernance_Februar2022.pdf

- [33] **Nationaler Wasserstoffrat (2021):** Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021–2025. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Wasserstoff-Aktionsplan.pdf
- [34] **IN4climate.NRW (2022):** 9 Eckpunkte zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren in der energieintensiven Grundstoffindustrie. Düsseldorf. https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2022/Eckpunkte-zur-Beschleunigung-Genehmigungsverfahren.pdf
- [35] **Deutscher Naturschutzring, Bundesverband beruflicher Naturschutz, Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, Verkehrsclub Deutschland, Deutsche Umwelthilfe, UVP-Gesellschaft, Unabhängiges Institut für Umweltforschung (2020):** Umweltstandards wahren und dennoch schneller planen. Handlungsempfehlungen der Umweltverbände an eine wirksame Planungsbeschleunigung. <https://www.ufu.de/wp-content/uploads/2020/11/Handlungsempfehlungen-Umweltverba%CC%88nde-Planungsbeschleunigung.pdf>
- [36] **Ewen, Christoph (2017):** Frühzeitige Öffentlichkeitsbeteiligung bei Infrastrukturprojekten gut vorbereiten: Eine Handreichung zum Beteiligungs-Scoping am Beispiel von Projekten des Bundesverkehrswegeplans. Allianz Vielfältige Demokratie, Berlin. https://www.bertelsmann-stiftung.de/fileadmin/files/Projekte/Vielfaeltige_Demokratie_gestalten/Beteiligungsscoping_final.pdf
- [37] **DIHK | Deutsche Industrie- und Handelskammer (2022):** Bereit zur Transformation – Planungs- und Genehmigungsverfahren zukunftsfähig gestalten. <https://www.dihk.de/de/themen-und-positionen/wirtschaftspolitik/bereit-zur-transformation-planungs-und-genehmigungsverfahren-zukunftsaehig-gestalten-68618>
- [38] **Normenkontrollrat Baden-Württemberg (2022):** Ein Schlüssel zu schnelleren Genehmigungen. Projektorientierte Verfahrenssteuerung. Stuttgart. https://www.normenkontrollrat-bw.de/fileadmin/_normenkontrollrat/PDFs/Empfehlungsberichte_und_Positionspapiere/NKR_Empfehlungsbericht_ProjektorientierteVerfahrenssteuerung.pdf
- [39] **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2022):** 14 Maßnahmen für einen schnellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, BDEW-Positionspapier. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20220519_Wasserstoff_Turbo.pdf
- [40] **Harsch, Viktoria; Kalis, Michael und Langenhorst, Tim (2021):** Anrechenbarkeit, Zertifizierung und internationaler Handel von grünem Wasserstoff, IKEM. https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/07/20210712_IKEM-Gutachten_Wasserstoffregulatorik.pdf
- [41] **Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (2022):** Rahmenbedingungen für Elektrolyseure verbessern, IKEM-Stellungnahme, zuletzt aufgerufen am: 25.01.2023. <https://www.ikem.de/stellungnahme-elektrolyseure>
- [42] **DWV & GGSC (2022):** Planungs- und Genehmigungsverfahren-Beschleunigung von Elektrolyseuren – Regulatorische Vorschläge zur Änderung der 4. BImSchV und des UVPG. <https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2015/06/20220331-DWV-GGSC-Vorschla%CC%88ge-Genehmigungsbeschleunigung-Elektrolyseure.pdf>
- [43] **Stiftung Umweltenergierecht (2022):** Öffentliches Interesse und öffentliche Sicherheit in der Wasserstoffwirtschaft. Übertragbarkeit, Voraussetzungen, Implikationen: Vortrag. https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2022/05/Stiftung-Umweltenergierecht_Oeffentliches_Vortrag_Interesse_Wasserstoffwirtschaft_2022-05-25.pdf



- [44] **SPD-Bundestagsfraktion, 22.06.2022, AG Klimaschutz und Energie:** Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetz. [Pressemitteilung]. <https://www.spdfraktion.de/presse/pressemitteilungen/neuregelung-energiewirtschaftsgesetz>
- [45] **Bundesregierung (2023):** Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023. BMWK, Berlin. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [46] **Sailer et al. (2022):** Global Harmonisation of Hydrogen Certification. dena / World Energy Council Germany, Berlin. https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2022/01/dena_WEC_Harmonisation-of-Hydrogen-Certification_digital_final.pdf
- [47] **Nationaler Wasserstoffrat (2022):** Die Rolle und notwendige Ausgestaltung der Zertifizierungskriterien für einen schnellen und wirksamen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-12-09-NWR-Stellungnahme_Zertifizierungskriterien.pdf

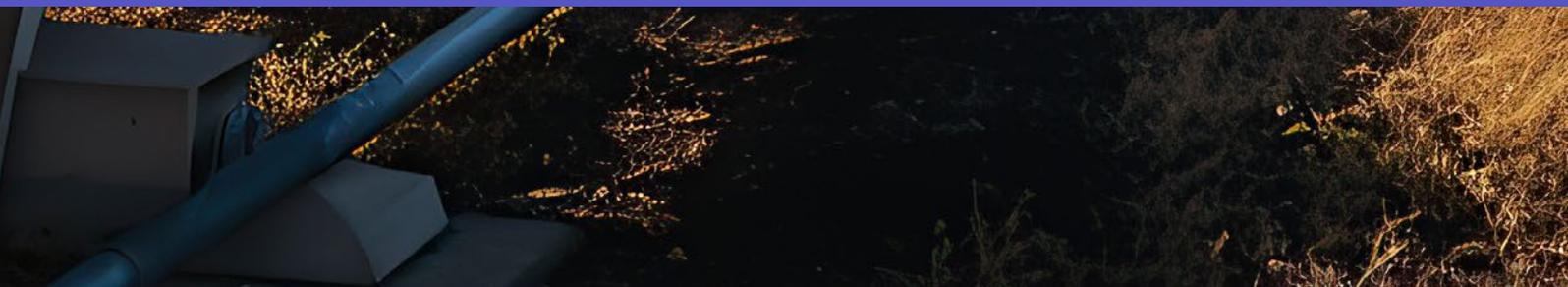
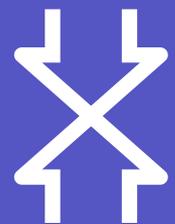


WASSERSTOFF
KOMPASS



ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

Zielgerichteter H₂-Einsatz





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

 Regulatorischer Rahmen

 **Zielgerichteter H₂-Einsatz**

 Fachkräftesicherung

 Akzeptanz und Sicherheit

 Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

 H₂-Erzeugung

 H₂-Import

 Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

 Stahlindustrie

 Chemische Industrie

 Raffinerien

 Zementindustrie

 Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

 Kraftfahrzeuge

 Schifffahrt

 Luftverkehr

 Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

 Gebäudewärme

 Prozesswärme

 Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte zum zielgerichteten H₂-Einsatz

- 2 Lenkungshoheit
- 3 Ökonomische Aspekte
- 4 Versorgungssicherheit
- 5 H₂-Bedarfe

6 Handlungsoptionen

- 6 Planung der staatlichen Beeinflussung des Wettbewerbs zwischen Anwendungen
- 8 Maßnahmen zur Priorisierung der Anwendungen von H₂ und seinen Derivaten

10 Literatur

Zielgerichteter Einsatz von Wasserstoff und seinen Derivaten

- › Die erwarteten Bedarfe an erneuerbarem Wasserstoff übertreffen die kurz- bis mittelfristig inländisch produzierbaren oder nach Deutschland importierbaren Mengen. Folglich wird kontrovers diskutiert, ob der Staat deren Verteilung auf die verschiedenen möglichen Anwendungsbereiche steuern oder ob dies der Markt regeln sollte.
- › Für den Fall, dass die Bundesregierung den Einsatz von Wasserstoff und seinen Derivaten, deren Erzeugung staatlich gefördert wurde, steuern will, müsste sie zu Beginn kommunizieren, was eine Priorisierung konkret bedeutet und auf welche Dauer sie angelegt ist.
- › Sollte sich die Bundesregierung für eine Priorisierung entscheiden, könnte sie unter anderem folgende Kriterien berücksichtigen: den technologischen Reifegrad, die Möglichkeit einer alternativen Elektrifizierung und die voraussichtliche Relevanz der Anwendung im Jahr 2030.
- › Die Bundesregierung sollte im Falle einer Priorisierung diese in jedem Fall auf transparent kommunizierte, nachvollziehbare Ziele beziehungsweise Kriterien stützen.

Generelle Aspekte zum zielgerichteten H₂-Einsatz

Die prognostizierten Wasserstoffbedarfe übersteigen deutlich die anvisierten inländischen Erzeugungskapazitäten. Zwar wird erwartet, dass Importe die restlichen Bedarfe decken können. Das Risiko einer Deckungslücke ist aber im Blick zu behalten. Es gilt daher zu prüfen, ob und wie ein zielgerichteter Wasserstoff-einsatz während des Markthochlaufs Versorgungsengpässe vermeiden kann.

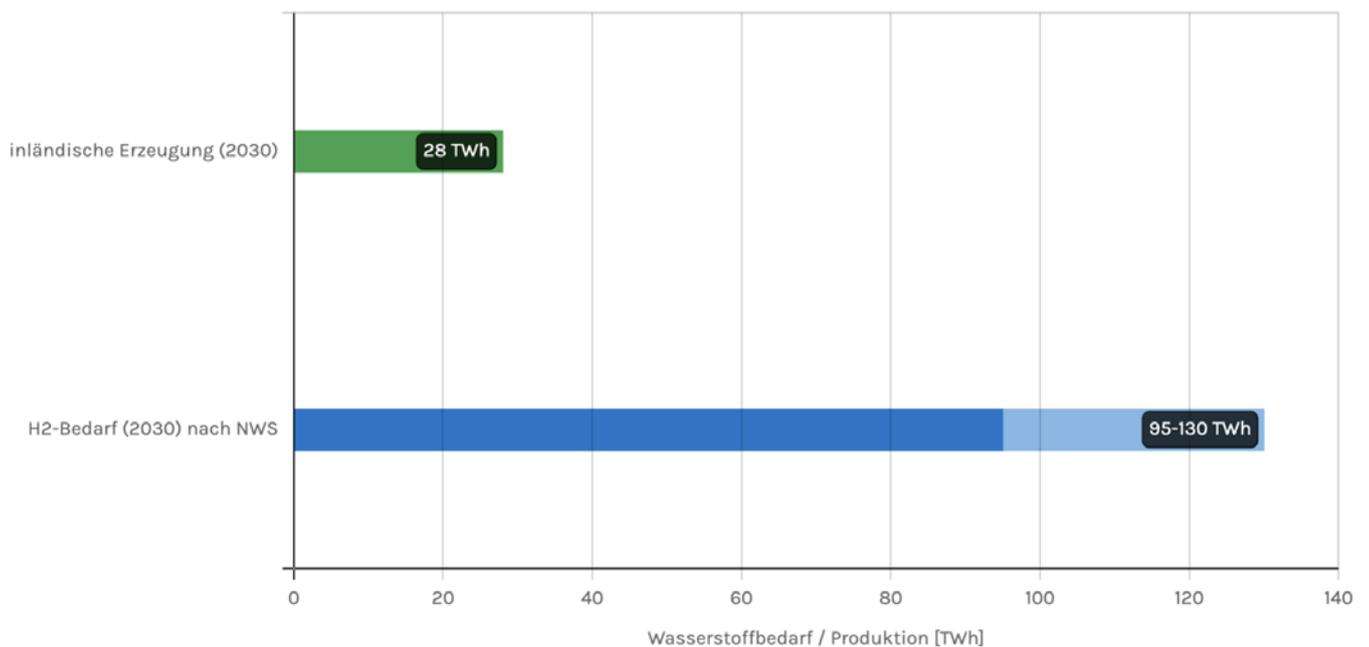
Lenkungshoheit

Wenn Deutschland seine ambitionierten Elektrolyse-Ausbauziele bis 2030 erreicht, müssen immer noch mehr als zwei Drittel der Bedarfe an Wasserstoff und seinen Derivaten importiert werden.

Deshalb wird derzeit rege diskutiert, ob in der Hochlaufphase der Wettbewerb zwischen Anwendungen um den verfügbaren H₂ und seine Derivate dem freien Markt überlassen oder staatlich gelenkt werden sollte. Dabei gibt es zwei

Versorgungslücke bei Erreichung des Elektrolyse-Ausbauziels 2030

Vergleich der inländischen Erzeugung laut aktuellem politischem Ziel mit möglichen H₂-Bedarfen^[2]



unterschiedliche Positionen.

Es gibt Akteure, die einen breiten Einsatz von H₂ und seinen Derivaten begrüßen, also beispielsweise auch in der Gebäudewärme und bei Kraftfahrzeugen.^{[3][4]}

Aus ihrer Sicht garantiert die hohe Gesamtnachfrage einen umfassenden Markthochlauf^[5], sorgt dadurch für wettbewerbsfähige Preise und vermeidet somit dauerhafte staatliche Förderung.^{[3][4][5]} Der breite Einsatz unterstütze letztlich die Erreichung politischer H₂-Mengenziele und somit auch der Klimaschutzziele.^[3]

Der Verkehrssektor könne dabei für die gesamte deutsche H₂-Wirtschaft als initialer Absatzmarkt dienen und den Hochlauf der H₂-Produktion und -Nutzung

entscheidend unterstützen.^[6]

Im Gegensatz dazu gibt es Akteure, die empfehlen, dass zu Beginn des Hochlaufs H₂ und seine Derivate vor allem jenen Anwendungen zur Verfügung stehen, für die es keine klimafreundlichen Alternativen gibt (für die beispielsweise eine direkte Elektrifizierung nicht infrage kommt).^{[7][8][9]} Folgende Argumente werden dabei häufig genannt:

- › Durch einen zielgerichteten Einsatz in priorisierten Anwendungen verringere sich die Gefahr für fossile Pfadabhängigkeiten (und somit für ein Verfehlen der Klimaziele) und Fehlinvestitionen.^[7]
- › Eine Priorisierung der Anwendungen ermögliche eine höhere Versorgungssicherheit mit H₂ und seinen Derivaten, da der Gesamtbedarf im Vergleich zu einem breiten Einsatz begrenzt werde.
- › Die vorwiegende Nutzung von H₂ und seinen Derivaten nur bei bestimmten Anwendungen sei wirtschaftlich vorteilhaft.^[9]
- › Der Einsatz von gasförmigem H₂ nur oder primär in den unbedingt notwendigen Technologiebereichen reduziere Leckagen^[9] (siehe auch mehr zu Sicherheit oder Klima und Ressourcen).
- › Die Industrie sei ein idealer Sektor für eine frühe Nutzung von H₂ und seinen Derivaten, weil große Abnahmemengen möglich und dank nahezu konstanter Verbrauchsprofile im Jahresverlauf vorhersehbar wären.^[10]

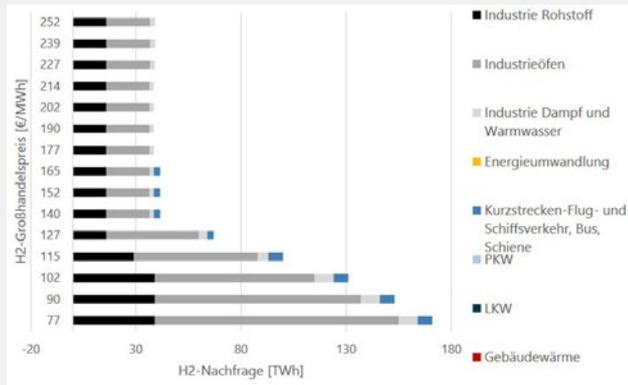
Sollte die Bundesregierung eine solche Politik der Priorisierung ohne große Widerstände führen wollen, gehören dazu die transparente Kommunikation der Ziele dieser Politik sowie Kriterien für die Auswahl der priorisierten Anwendungen. Ebenfalls nötig wären Maßnahmen zur Planung und zur Umsetzung einer solchen Politik.

Ökonomische Aspekte

Bei Angebotsknappheit wäre die Zahlungsbereitschaft von der Motivation der Nachfrager, die eigene Versorgung zu sichern, beeinflusst.^[11] Dies führte dazu, dass die Preise für H₂ und seine Derivate deren durchschnittliche Bereitstellungskosten weit übersteigen könnten. Zudem würden die Preise kurz- bis mittelfristig auch von Förderinstrumenten und Regulierung bestimmt.^[11]

Darüber hinaus sind Transport- und Verteilungskosten in vielen Lieferketten substanziell für die Preisbildung. Erzeugungspotenziale und die Nachfrage nach H₂ und seinen Derivaten könnten sich regional stark unterscheiden. Dadurch könnte auch die Preisentwicklung regional sehr unterschiedlich ausfallen.^[11]

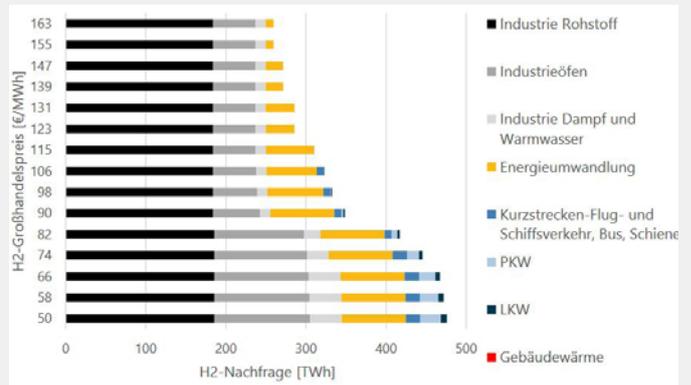
Fraunhofer ISI analysierte die mögliche preisabhängige beziehungsweise -unabhängige H₂-Nachfrage 2030 und 2045 und stellt fest, dass 2030 nur kleine Mengen an H₂ preisunabhängig für industrielle Anwendungen nachgefragt werden (siehe Abbildung). Auch 2045 wird voraussichtlich nur bei industriellen Anwendungen H₂ preisunabhängig nachgefragt.



Preisabhängige Wasserstoffnachfrage in Deutschland 2030 beim Ziel Treibhausgasneutralität^[12]

(Copyright: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI)

Eine gewisse Menge an H₂ wird preisunabhängig für Industrierohstoffe und -öfen. H₂ wird preisabhängig in Industrie Dampf und Warmwasser; der Energieumwandlung; bei Kurzstrecken-Flug- und Schiffsverkehr, Bus, Schiene; PKW; LKW und in der Gebäudewärme bei Großhandelspreisen bis 165 Euro je Megawattstunde und besonders bei Preisen unter 115 Euro je Megawattstunde.



Preisabhängige Wasserstoffnachfrage in Deutschland 2045 beim Ziel Treibhausgasneutralität^[12]

(Copyright: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI)

Eine gewisse Menge an H₂ wird preisunabhängig für Industrierohstoffe und -öfen. H₂ wird preisabhängig in Industrie Dampf und Warmwasser; der Energieumwandlung; bei Kurzstrecken-Flug- und Schiffsverkehr, Bus, Schiene; PKW; LKW und in der Gebäudewärme besonders bei Großhandelspreisen bis 82 Euro je Megawattstunde

Versorgungssicherheit

Der freie Wettbewerb um ein knappes Angebot könnte dazu führen, dass Anwendungen, für die es keine klimafreundlichen Alternativen zum Einsatz von H₂ und seinen Derivaten gibt, unzureichend versorgt werden könnten. Ebenso wäre vorstellbar, dass ein freier Wettbewerb beziehungsweise eine freie Preisbildung notwendig wären, um das Angebot zu stimulieren. Dadurch würde die Versorgungssicherheit mit H₂ und seinen Derivaten letztlich erhöht.

PUBLIKATION

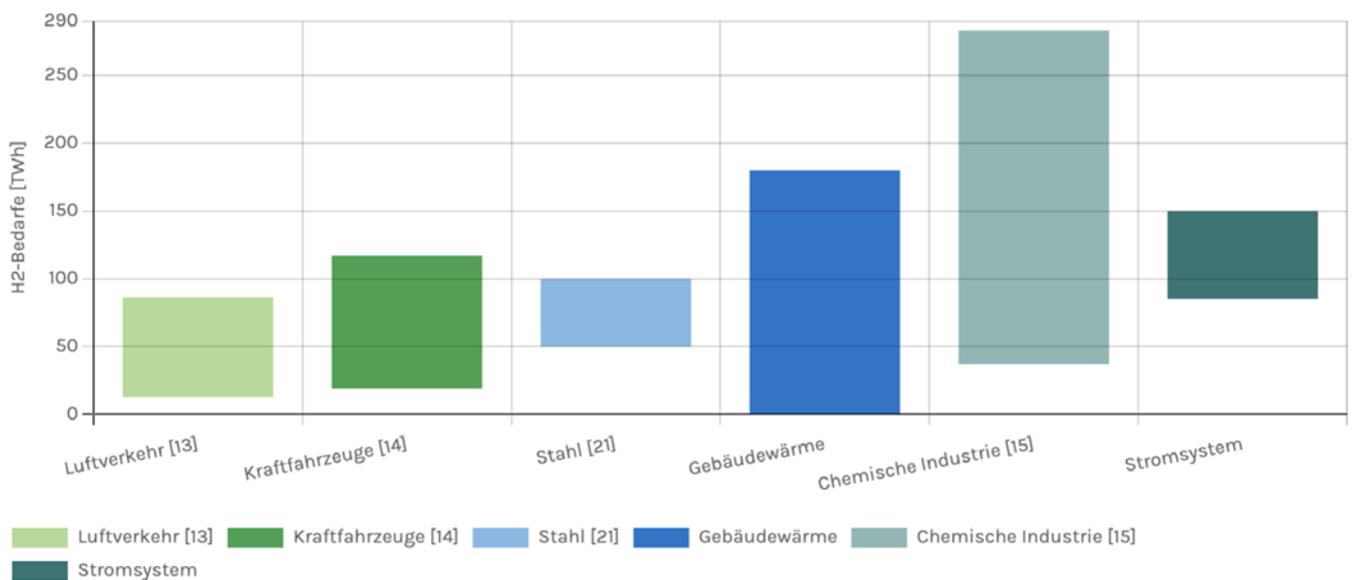
> Wasserstoff-Kompass (2023): Ergebnisse des Stakeholder-Dialogs
https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Ergebnisse_des_Stakeholder-Dialogs.pdf

H₂-Bedarfe

Außer bei Stahl liegen modellierte langfristige H₂-Bedarfe verschiedener Anwendungssektoren weit auseinander. Beispielsweise geht eine Studie von kein H₂-Einsatz in der Gebäudewärme aus, eine andere sehen dort einen Bedarf in Höhe von 180 Terawattstunden. Im Luftverkehr könnte der H₂-Bedarf knapp 13 Terawattstunden oder auch mehr als 86 Terawattstunden betragen.

Spannbreite modellierter Wasserstoffbedarfe

nach Anwendungssektor für das Jahr 2045 oder 2050^{[13] [14] [15] [16] [17] [18] [19] [20][21]}



AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

- > H₂Giga
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2giga>
- > H₂Mare
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2mare>
- > TransHyDE
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde>
- > ENSURE
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/ensure>
- > Kopernikus-Projekt P2X
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x>
- > Projekt SynErgie
<https://synergie-projekt.de/>
- > Kopernikus-Projekt Ariadne
<https://ariadneprojekt.de/>

Handlungsoptionen

Planung der staatlichen Beeinflussung des Wettbewerbs zwischen Anwendungen

Die Bundesregierung beabsichtigt, den Wettbewerb um H₂ und seine Derivate zwischen den verschiedenen potenziellen H₂-Anwendungen zu beeinflussen. Dies würde sich im Fall von H₂ und seinen Derivaten anbieten, deren Erzeugung staatlich gefördert wird.

Für eine solche Priorisierungspolitik sollte die Bundesregierung eindeutig definieren, was Priorisierung bedeutet (zum Beispiel ein gezieltes Verbot oder eine gezielte Unterstützung bestimmter Anwendungen) und Ziele, Kriterien und Dauer transparent beschreiben.

Die Bundesregierung könnte eine Priorisierung an folgenden Zielen ausrichten:

- > Pariser Klimaschutzziel
- > Energie- und Rohstoffversorgungssicherheit
- > Erhalt, wenn möglich Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland
- > Nachhaltigkeit der Lieferketten

Die Politik könnte anhand spezifischer Bewertungskriterien eine Auswahl der für den Markthochlauf in Deutschland relevanten H₂-Anwendungen treffen. Beispielsweise könnten folgende Kriterien berücksichtigt werden:

- > Technologischer Reifegrad
- > Möglichkeit der Elektrifizierung
- > Voraussichtliche Relevanz im Jahr 2030
- > CO₂-Vermeidungskosten
- > Investitions- und Betriebskosten
- > Erwartbarer Förderbedarf
- > H₂-Nachfragepotenzial (zum Beispiel ^[22])



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- › Unter Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass die oben aufgeführten Ziele für das Thema eine Rolle spielen könnten.
- › Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass die bestehenden finanziellen Förderungen den Wettbewerb zwischen Anwendungen beeinflussen.
- › Ein Monitoring wurde als sinnvoll angesehen.



- › Eine Priorisierung von Anwendungen durch die Politik wurde sowohl kritisiert als auch befürwortet.
- › Ob die Beeinflussung des Wettbewerbs weitere Ziele (zum Beispiel Stärkung des deutschen Arbeitsmarkts, Stärkung von H₂-Innovationen) verfolgen sollte, war unter Stakeholder*innen umstritten.
- › Kein Konsens herrschte darüber, wie eine Priorisierung zeitlich begrenzt werden sollte – ob etwa ein konkretes Datum oder das Erreichen einer bestimmten Zielgröße (etwa installierte Elektrolyseleistung) die Dauer definieren sollten.

MASSNAHMEN

MASSNAHME

› Überprüfung der bisherigen Förderung

Die bestehende finanzielle Förderung von Anwendungen von H₂ und seinen Derivaten stellt bereits eine Form der Priorisierung dar. Sie sollte vor der Ausgestaltung einer Priorisierungspolitik überprüft und – in Abhängigkeit zu den für den zielgerichteten Einsatz festgelegten Zielen – gegebenenfalls angepasst werden.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME

› Planung der Priorisierungsdauer

Mit zunehmender Verfügbarkeit von H₂ und seinen Derivaten bietet sich an, eine Priorisierungspolitik zugunsten des freien Markts zurückzufahren. Dazu könnte ein konkreter Zeitplan ausgearbeitet werden. Dieser könnte darstellen, wie stark und anhand welcher Kriterien die staatliche Einflussnahme im Zeitverlauf zurückgenommen wird. Ein regelmäßiges Monitoring, zum Beispiel einmal im Jahr, wäre in diesem Zusammenhang wichtig.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Maßnahmen zur Priorisierung der Anwendungen von H₂ und seinen Derivaten

Sollte sich die Bundesregierung zu einer Priorisierung entscheiden, dann sind verschiedene Maßnahmen zur Umsetzung vorstellbar. Eine solche Politik könnte über finanzielle Förderungen oder ordnungsrechtliche Eingriffe erfolgen. Diese werden untenstehend beschrieben.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



> Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass bisherige finanzielle Förderungen den Wettbewerb zwischen Anwendungen beeinflussen.



- > Eine Priorisierung von Anwendungen durch die Politik wurde sowohl kritisiert als auch befürwortet.
- > Einige Stakeholder*innen merkten an: Zu Beginn des Hochlaufs beeinflusse die regionale Lage und die Infrastruktur, ob Anwendungen mit H₂ und seinen Derivaten beliefert werden könnten.

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Förderung ausgewählter Infrastrukturen

Transport- und Verteilungskosten bestimmen in vielen Lieferketten maßgeblich den Preis.^[11] Die Entfernung zwischen Erzeugung und Anwendung beziehungsweise das (Nicht-)Vorhandensein einer Transportinfrastruktur könnten beeinflussen, ob und wo H₂ und seine Derivate genutzt werden. Entsprechend könnte der Staat ausgewählte Infrastrukturen fördern. Die Maßnahme brächte Planungssicherheit für (priorisierte) Anwendungen.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesministerium der Finanzen

MASSNAHME**> Quoten für spezifische Anwendungen**

Im Fall einer Priorisierung könnten Quoten die Konkurrenzfähigkeit bestimmter Anwendungen verbessern. Quoten für den zielgerichteten Einsatz von H₂ würden nicht zwangsläufig in den gleichen Sektoren eingeführt werden als solche, die allein eine hohe Nachfrage nach H₂ bezwecken.

INITIATOREN

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME**> Auktionierungen von staatlich geförderten Kontingenten von H₂ und seinen Derivaten**

Im Fall einer Priorisierung könnten Kontingente von H₂ und seinen Derivaten, deren Produktion staatlich gefördert wurden, auktioniert werden. Über die Teilnahmebedingungen könnte eine Anwendungspriorisierung erfolgen. Eine wettbewerbliche Preisbildung würde dadurch nur unter bestimmten Anwendungen stattfinden.

INITIATOREN

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME**> Förderung ausgewählter Anwendungen**

Potenzielle Käufer ausgewählter Anwendungen könnten durch staatliche Förderung in die Lage versetzt werden, Marktpreise zu zahlen. Andersherum könnten Anbietern von Anwendungen steuerliche Vorteile gewährt werden, damit bestimmte Anwendungen konkurrenzfähiger sind.

INITIATOREN

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

> Bundesministerium der Finanzen

Literatur

- [1] **Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90/Die Grünen und Die Freien Demokraten (FDP) (2021):** Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021–2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90/Die Grünen und den Freien Demokraten (FDP). Berlin. https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf
- [2] **Bundesregierung (2023):** Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023. BMWK, Berlin. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [3] **BDEW (2022):** Positionspapier. 14 Maßnahmen für einen schnellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20220519_Wasserstoff_Turbo.pdf
- [4] **VKU Landesgruppe Nord (2021):** Wasserstoff. Chancen und Potentiale der Kommunalwirtschaft im Norden. https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Struktur/Landesgruppen/Nord/Meldungen/VKU_Nord_Strategiepapier_Wasserstoff_-_Chancen_und_Potentiale_der_Kommunalwirtschaft_im_Norden_12.04.2021.pdf
- [5] **nymoen strategieberatung (2021):** Klimaneutral Wohnen. Klimaschutz im Wärmemarkt: Wie können wir Klimaneutralität im Bereich der Wohngebäude erreichen? Eine Studie im Auftrag des Zukunft GAS e.V.. <https://gas.info/fileadmin/Public/PDF-Download/Studie-Klimaneutral-wohnen.pdf>
- [6] **Nationaler Wasserstoffrat (2023):** Versorgung des Verkehrssektors mit grünem Wasserstoff und seinen Derivaten. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-02-01-NWR_Stellungnahme_Wasserstoff-im-Verkehr.pdf
- [7] **Ueckerdt et al. (2021):** Kurzdossier: Durchstarten trotz Unsicherheiten – Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie. <https://ariadneprojekt.de/publikation/eckpunkte-einer-anpassungsfahigen-wasserstoffstrategie>
- [8] **Agora Energiewende, Guidehouse (2021):** Making renewable hydrogen cost-competitive. Policy instruments for supporting green H₂. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_11_EU_H2-Instruments/A-EW_223_H2-Instruments_WEB.pdf
- [9] **Clausen et al. (2022):** Wasserstoff sparsam einsetzen. Erste Ergebnisse aus dem Vorhaben »Wasserstoff als Allheilmittel?«. Policy Insights. <https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2022/09/Policy-Insights-Wasserstoff.pdf>
- [10] **Agora Energiewende, Agora Industrie (2022):** 12 Thesen zu Wasserstoff. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_H2_Insights/A-EW_258_12_Thesen_zu_Wasserstoff_WEB.pdf
- [11] **Odenweller et al. (2022):** Wasserstoff und die Energiekrise: fünf Knackpunkte. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. https://ariadneprojekt.de/media/2022/09/Ariadne-Analyse_Wasserstoff-Energiekrise_September2022.pdf
- [12] **Wietschel et al. (2023):** Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse. HYPAT Working Paper 01/2023. Fraunhofer ISI, Karlsruhe. https://www.hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HyPAT_Working-Paper-01_2023_Preiselastische-Nachfrage.pdf

- [13] **Wasserstoff-Kompass (2022):** Klimaneutralität in der Luftfahrt – durch alternative Energieträger. acatech und DECHEMA, Berlin. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Meta-Analyse_Flugverkehr_.pdf
- [14] **Wasserstoff-Kompass (2022):** Wasserstoff im Mobilitätssektor. acatech und DECHEMA, Berlin. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Meta-Analyse_Mobilitaet.pdf
- [15] **Wasserstoff-Kompass (2023):** Wasserstoff in der chemischen Industrie. DECHEMA und acatech, Frankfurt am Main. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Chemische_Industrie.pdf
- [16] **Kopernikus-Projekt Ariadne (2021):** Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), Potsdam. https://ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne_Szenarienreport_Okttober2021_corr0222.pdf
- [17] **Prognos; Öko-Institut und Wuppertal-Institut (2021):** Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Berlin. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf
- [18] **Deutsche Energie-Agentur GmbH (2021):** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. dena, Berlin. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- [19] **Fraunhofer ISI/ ifeu/ consentec/ TU Berlin (2021):** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Im Auftrag vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Karlsruhe. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/LFS_Kurzbericht.pdf
- [20] **Bundesverband der deutschen Industrie (2021):** Klimapfade 2.0. Boston Consulting Group. https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve
- [21] **Wasserstoff-Kompass (2022):** Factsheet Stahl. acatech und DECHEMA, Berlin. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Fact_sheet_Stahl.pdf
- [22] **Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (2022):** H₂-Förderkompass. Kriterien und Instrumente zur Förderung von Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf. Köln. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2023/02/220425_EWI_H2_Foerderkompass.pdf

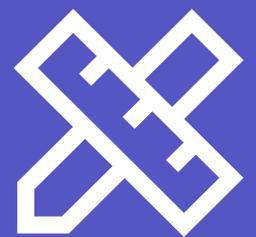


**WASSERSTOFF
KOMPASS**



ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

Fachkräftesicherung





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

-  Regulatorischer Rahmen
-  Zielgerichteter H₂-Einsatz
-  **Fachkräftesicherung**
-  Akzeptanz und Sicherheit
-  Klima und Ressourcen

- 1 Generelle Aspekte zur Fachkräftesicherung**
 - 2 Einfluss auf den Arbeitsmarkt
- 3 Handlungsoptionen**
 - 3 Bildung, Ausbildung und Weiterbildung
 - 7 Inländische sowie internationale Vernetzung und Kooperation
- 10 Literatur**

BEREITSTELLUNG

-  H₂-Erzeugung
-  H₂-Import
-  Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

-  Stahlindustrie
-  Chemische Industrie
-  Raffinerien
-  Zementindustrie
-  Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

-  Kraftfahrzeuge
-  Schifffahrt
-  Luftverkehr
-  Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

-  Gebäudewärme
-  Prozesswärme
-  Stromsystem

GLOSSAR

Fachkräftesicherung

- › Die Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland wird den Bedarf an Arbeits- und besonders an Fachkräften erhöhen.
- › Bereits in den nächsten Jahren werden Weiterbildungsmaßnahmen, besonders zu Sicherheitsaspekten, relevant.
- › Um die langfristig benötigten Fachkräfte zu sichern, sind sowohl eine Anpassung der Ausbildungsinhalte in den Lernorten Schule, Betrieb und der überbetrieblichen Ausbildung als auch gestärkte Kooperationen innerhalb wie außerhalb Deutschlands wesentlich.

Generelle Aspekte zur Fachkräftesicherung

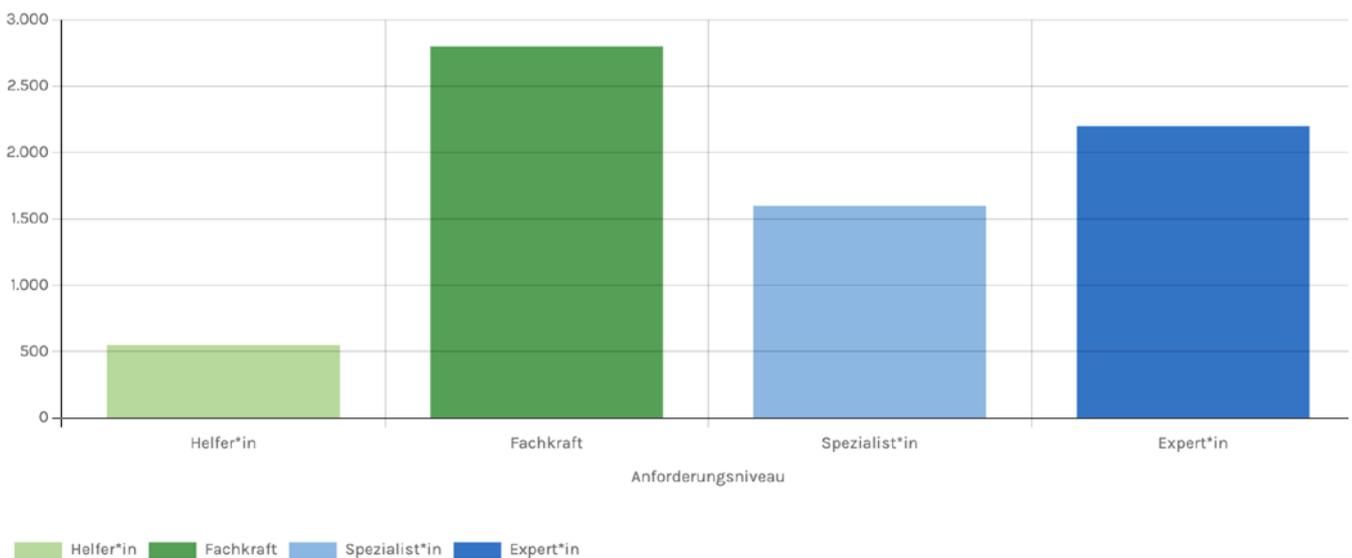
Wegen fehlender Arbeitskräfte gehen Deutschland jährlich insgesamt 86 Milliarden Euro an Wirtschaftsleistung verloren.^[4]

Einschätzungen, wie sich fehlende Arbeitskräfte genau auf die Wasserstoffwirtschaft auswirken könnten, liegen noch nicht vor. In jedem Fall erfordert der Markthochlauf Fachkräfte, entlang der Wertschöpfungskette und quer durch alle Sektoren.

Einfluss auf den Arbeitsmarkt

Modellierungen zeigen, dass der Hochlauf der H₂-Wirtschaft die Erwerbsbeteiligung in Deutschland steigern kann. In den ersten Jahren des Hochlaufs würde sich die Anzahl der Erwerbstätigen jährlich um rund 18.000 erhöhen. Ab 2024 würde sich diese Erhöhung im Vergleich zu den beiden Vorjahren abschwächen. Die Gesamterwerbstätigkeit in Deutschland läge dann jedoch weiterhin über dem Niveau des Referenzszenarios.^[2]

Zusätzliche Erwerbstätige im Jahr 2030
in einem Wasserstoffszenario im Vergleich zum Referenzszenario^[2]



Anpassungen im Bereich Bildung, Ausbildung und Weiterbildung sind notwendig, um Schritt zu halten mit dem neuen Stellenwert von H₂ in verschiedenen (Ausbildungs-)Berufen. Benötigt werden insbesondere Facharbeiter*innen, Techniker*innen, Ingenieur*innen und Wissenschaftler*innen.^[1] Beispielsweise zeigt ein Vergleich von Arbeitsmarkteffekten mit und ohne Realisierung des in der fortgeschriebenen Nationalen Wasserstoffstrategie angekündigten H₂-Ziels,^[19] dass im Stichjahr 2030 der Bedarf an Arbeits-, insbesondere an Fachkräften und weiteren Spezialist*innen beziehungsweise Expert*innen um rund 7000 Personen höher läge als ohne Effekte der H₂-Wirtschaft.^[2]

So werden Weiterbildungsangebote und Studien- sowie Ausbildungsgänge zukunftssicher und attraktiver. Dies und die Vernetzung und Kooperation im In- und Ausland tragen zur Gewinnung und Sicherung von Fachkräften für die H₂-Wirtschaft bei.

Begleitend zu Maßnahmen in den oben genannten Bereichen für die Fachkräftesicherung kann die Vermittlung von Berufsbildern bei Arbeitsuchenden eine Unterstützung darstellen.

AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

- > H2PRO: Wasserstoff – ein Zukunftsthema der beruflichen Bildung im Kontext der Energiewende
<https://www.bibb.de/de/153309.php>
- > Wasserstoffatlas
<https://wasserstoffatlas.de/>

Handlungsoptionen

Bildung, Ausbildung und Weiterbildung

Laut unserer Stakeholderumfrage von 2021 gibt es eine deutliche Mehrheit, die die Aus- und Weiterbildung von Fachkräften für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft (H₂-Wirtschaft) in Deutschland als notwendig erachtet.^[3]

Spezifische Lerninhalte rund um das Thema H₂ in den Fächern Mathematik, Informatik, Naturwissenschaften und Technik (MINT) können ein wichtiger Ausgangspunkt für die künftige Verfügbarkeit von Fachkräften für die H₂-Wirtschaft sein.^[1] Neben angepassten Lehrplänen der allgemeinbildenden Schulen stehen in der Hochlaufphase die Weiterbildung von Fachkräften sowie die Ausbildung neuer Personals im Vordergrund.

Eine Weiterqualifizierung, besonders von technischen Fachkräften mit beispielsweise einer gewerblich-technischen Ausbildung, wäre möglich über: innerbetriebliche Weiterbildung; Anpassungs- oder Aufstiegsfortbildungen sowie Qualifizierungsmaßnahmen durch zertifizierte Schulungsanbieter.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDER-DIALOG



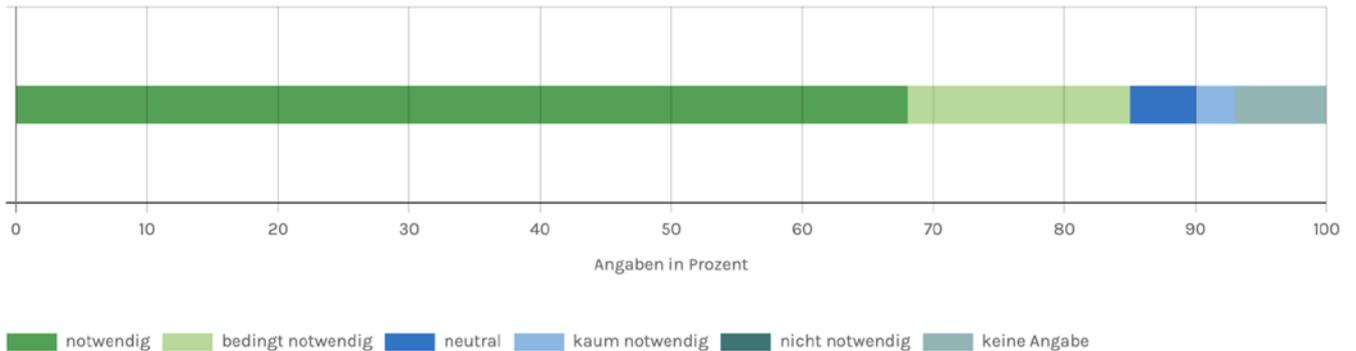
- > Ob es spezielle Ausbildungen zum Thema braucht oder nicht, war unter den Stakeholder*innen umstritten.



- > Den Themen Aus- und Weiterbildung im Allgemeinen wird jedoch eine große Bedeutung beigemessen, um dem drohenden Fachkräftemangel für den Hochlauf der H₂-Wirtschaft zu begegnen.

Aus unserer Stakeholderumfrage:

Wie notwendig sind die Aus- und Weiterbildung von Fachkräften für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland?^[3]



AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

- > HYPOS macht Schule
<https://www.hypos-germany.de/hypos-macht-schule/>
- > Revierwende
<https://revierwende.de/themenforum-4/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Fortführung der »Qualitätsoffensive Lehrerbildung«

Im Rahmen der Qualitätsoffensive Lehrerbildung unterstützt das Bundesministerium für Bildung und Forschung bis 2023 gemeinsam mit den für die Lehrerbildung zuständigen Ländern ihre Aus-, Fort- und Weiterbildung an Hochschulen. Seit 2015 mit bis zu 500 Millionen Euro an Fördergeldern^[5] hat das Programm das Ziel, die Lehrerbildung, die berufliche Einstiegsphase und die Weiterbildung von Lehrkräften inhaltlich und strukturell zu verbessern.

Mit den Fördergeldern wurden zum Beispiel Projekte zu fachlichen Professionalisierungsprozessen in den Fächern Chemie, Mathematik und Physik finanziert.^[6] Die Unterstützung könnte nach 2023 fortgeführt werden.

INITIATOR

- > Bundesministerium für Bildung und Forschung

MASSNAHME

> Aufnahme von Energiewende und H₂ in die schulische Lehrplangestaltung

Eine altersgerechte, umfassende Behandlung des Themas H₂ und seine Derivate könnte Nutzen und Risiken des Markthochlaufs aufzeigen. Wenn H₂ und seine Derivate mit ihren vielfältigen Facetten explizit in die Lehrplangestaltung integriert werden, könnten Schüler*innen lernen, welche Möglichkeiten H₂ und seine Derivate zum Beispiel für die Energiewende und auch für die spätere Berufswahl bieten.

Vor dem Hintergrund des Fachkräftemangels in den technischen Berufen^[7] kann sich die Behandlung von H₂ positiv auf das Potenzial im Sinne eines gesteigerten Interesses am Unterricht in MINT-Fächern (Mathematik, Informatik, Naturwissenschaften, Technik) auswirken. Ein Modul »Klimaverträglicher H₂ und seine Derivate«, das die Natur- und Technikwissenschaften greifbarer macht, könnte die Attraktivität dieser Fächer steigern.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDER-DIALOG

> Unter den Stakeholder*innen herrschte Konsens, dass der MINT-Unterricht verbessert (relevanter, zukunftsorientierter) werden muss, zum Beispiel indem H₂ und seine Folgeprodukte umfassend thematisiert werden.



> Insgesamt sind sich die Stakeholder*innen nicht einig, ob schulische Lehrpläne die Rolle von H₂ für die Transformation hin zur Klimaneutralität umfassend thematisieren sollten, oder ob ein verbesserter MINT-Unterricht ohne umfassende Thematisierung von H₂ ausreichen würde, um das Interesse an technischen Berufen zu steigern.

INITIATOREN

- > Bildungsministerien der Länder
- > Bundesministerium für Bildung und Forschung

MASSNAHME

> Förderung berufsbegleitender Weiterbildung von Personal in KMU

Kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) haben nicht immer die Kapazitäten, innerbetriebliche Qualifizierungen durchzuführen. Die Bundesregierung könnte prüfen, ob sie Umschulungs- beziehungsweise Weiterbildungsmaßnahmen fördern und Anreize für beteiligte Institutionen und Zielgruppen setzen sollte. Anbieter solcher Weiterbildungsangebote könnten zum Beispiel Branchenverbände sein.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesministerium für Arbeit und Soziales
- > Wirtschafts- und Arbeitsministerien der Bundesländer

MASSNAHME**> Überarbeitung von Ausbildungsverordnungen**

Eine Überarbeitung der Ausbildungsverordnungen könnte in einigen Fällen angebracht sein. In den Sektoren Erzeugung, Speicherung und Transport von H₂ und seinen Derivaten sowie in einigen Anwendungssektoren bestehen keine Hinweise darauf, dass neu zu schaffende Ausbildungsberufe benötigt werden.^[8] In anderen Anwendungssektoren (zum Beispiel Mobilität und Wärme) wäre die Notwendigkeit von Änderungen der Ausbildungsverordnungen zu prüfen.^[9]

Im Rahmen praxisnaher Qualifikationsforschung könnten gemeinsam mit Arbeitgebern und Arbeitnehmer*innen betroffene Ausbildungen identifiziert werden und notwendige inhaltliche Anpassungen auf Ordnungsebene angestoßen werden. Zuständige Bundes- und Landesministerien könnten die Rechtsverordnung zur Änderung von Zielen, Inhalten und Prüfungsanforderungen für die Ausbildungsordnungen erlassen.

**STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDER-DIALOG**

> Stakeholder*innen fanden, die aktuellen Ausbildungsordnungen seien technikoffen formuliert und Änderungen auf Ordnungsebene daher nicht notwendig. Hingegen seien Eigeninitiative der Akteur*innen und Vernetzungsaktivitäten zur Anpassung auf Umsetzungsebene zielführender.

INITIATOREN

> Ministerien auf Bundes- und Landesebene
in den Bereichen Wirtschaft und Bildung

Inländische sowie internationale Vernetzung und Kooperation

Zur Sicherung von Fachkräften zum Aufbau einer H₂-Wirtschaft sind die Vernetzung und Kooperation innerhalb Deutschlands sowie mit inner- und außereuropäischen Partnerländern beziehungsweise -regionen wesentlich. Denn durch den demografischen Wandel, der im Übrigen ebenfalls europäische Partnerländer betrifft, wird das Erwerbspersonenpotenzial in den nächsten Jahren und Jahrzehnten sinken. Diesem Trend kann mit hohen Zuwanderungsraten von Fachkräften aus Drittstaaten entgegengewirkt werden.^[17]

Von der deutschen Politik angestoßenen Vernetzungs- und Kooperationsmaßnahmen können darauf abzielen, den Aufbau von Fachkräften sowohl im In- als auch im Ausland zu unterstützen, denn die deutsche H₂-Wirtschaft wird H₂ und seine Derivate sowohl selbst erzeugen als auch diese importieren.

Voraussetzungen

- › Das Fachkräfteeinwanderungsgesetz wurde 2023 reformiert, um mehr Menschen aus Ländern außerhalb der EU für eine Arbeit in Deutschland zu gewinnen. Damit das novellierte Gesetz tatsächlich eine effektivere Einwanderung erlaubt, sind schnelle Verwaltungsverfahren in den zuständigen Ämtern wichtig.^{[11] [12]}

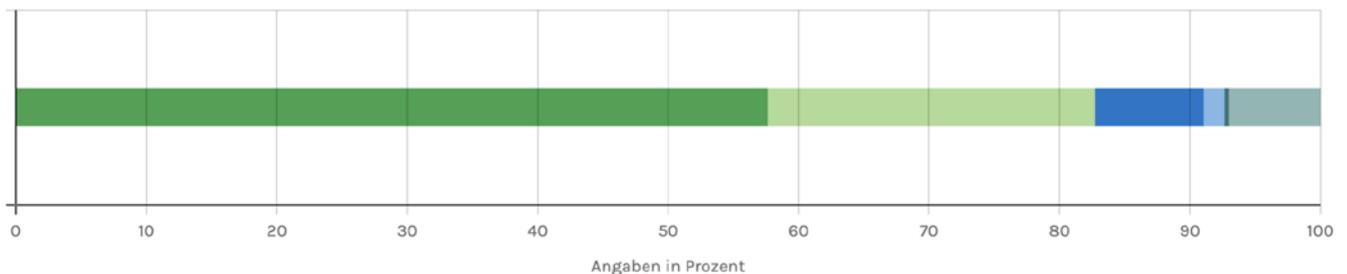
STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDER-DIALOG



- › 2021 im Rahmen der Stakeholderumfrage des Wasserstoff-Kompasses hielten Stakeholder*innen Kooperationen mit internationalen Akteuren oder Partnerländern für notwendig (knapp sechzig Prozent der Befragten) oder bedingt notwendig (ein weiteres Viertel der Befragten). Zudem hielten die meisten Befragten diese Kooperationen für kurzfristig nötig – bis 2025.^[3]

Aus unserer Stakeholderumfrage:

Wie notwendig sind Kooperationen mit internationalen Akteuren oder Partnerländern für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland?^[3]



■ notwendig
 ■ bedingt notwendig
 ■ neutral
 ■ kaum notwendig
 ■ nicht notwendig
 ■ keine Angabe

Versorgungssicherheit

Die Gewinnung von Fachkräften durch Vernetzung in Deutschland sowie mit Partnerländern ist eine Grundvoraussetzung für die heimische H₂-Versorgung, denn ein anhaltender Fachkräftemangel würde bedeuten, dass H₂-Projekte nicht rechtzeitig realisiert werden. H₂-Projekte erfordern nämlich Fachkräfte in den Sektoren Bau und Industrie, in denen hohe Anteile der Unternehmen Stellen nicht besetzten können (über 50 Prozent der Unternehmen 2021 und knapp 60 Prozent der Unternehmen 2022).^[18]

AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

- › EFR Zukunftsstipendien – Grüner Wasserstoff
<https://www.daad.de/de/studieren-und-forschen-in-deutschland/stipendien-finden/gruener-wasserstoff/>
- › Wasserstoffatlas
<https://wasserstoffatlas.de/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

› Aufbau von Netzwerken/Fachcommunity für H₂-Trainer*innen

Im Rahmen einer dedizierten Fachcommunity oder von Netzwerk(en) würden Trainer*innen beziehungsweise Anbieter*innen von Fort- und Weiterbildungsangeboten mit unterschiedlichen Hintergründen und Erfahrungen zusammenkommen. So können sie sich bei der Konzeption und Durchführung von Angeboten zu H₂-Themen untereinander unterstützen.

INITIATOREN

- › Politik auf Bundes- und Landesebene,
insbesondere in den Bereichen Bildung und Forschung

MASSNAHME

› Internationale Partnerschaften, Stipendienprogramme – heimischer Fachkräftebedarf

Bilaterale Energie- und Transformations-Partnerschaften können den zukünftigen Markthochlauf der H₂-Wirtschaft entscheidend vorantreiben. Sie können zur Vertiefung von privatwirtschaftlichen wie auch institutionalisierten bilateralen (Energie-) Beziehungen beitragen, in denen unter anderem ein Wissenstransfer zu Wasserstoffthemen (Handhabung von Erzeugungs- und Nutzungstechnologien, Umgang mit Ressourcen, Zertifizierung usw.) stattfindet. In enger Abstimmung mit den jeweiligen Partnerländern könnten neben der Ausbildung vor Ort auch über Stipendien angehende Fachkräfte nach ihrem Ausbildungs- oder Studienabschluss in Deutschland bleiben und arbeiten.^{[13] [14]}

Beispielhaft hierfür ist das Stipendienprogramm »EFR-Zukunftsstipendien – Grüner Wasserstoff« (<https://www.daad.de/de/studieren-und-forschen-in-deutschland/stipendien-finden/gruener-wasserstoff/>), im Rahmen dessen die Integration von geförderten Forschenden zum Thema erneuerbarer H₂ unterstützt und internationale Fachnetzwerke aufgebaut werden. Ebenso förderlich für die internationale Mobilität ist das themenoffene EU-Leitprogramm für Nachwuchsforschende, die Marie-Sklódowska-Curie-Maßnahmen (MSCA) (<https://www.horizont2020.de/einstieg-msc.htm>).

INITIATOREN

- › Bundesregierung
- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- › Auswärtiges Amt
- › Bundesministerium für Bildung und Forschung

MASSNAHME

› Internationale Kooperationen Fachkräfteausbildung im Ausland

Internationale Kooperationen können dazu dienen, Fachkräfte in Exportländern auszubilden, wie zum Beispiel die Hochschulkooperation zwischen der Hochschule für angewandte Wissenschaften Würzburg-Schweinfurt (FHWS) und der German Jordan University (GJU) zur Ausbildung von H₂-Techniker*innen oder auch das »International Master Program in Energy and Green Hydrogen« vom West African Science Service Centre on Climate Change and Adapted Land Use, dem Forschungszentrum Jülich sowie der RWTH Aachen.^{[15] [16]}

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Bildung und Forschung
- › Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung

Literatur

- [1] **Nationaler Wasserstoffrat (2022):** Fachkräfte im Bereich Wasserstoff: Handlungsbedarfe. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-11-04-NWR-Grundlagenpapier_Handlungsbedarfe-Fachkraefte.pdf
- [2] **Zenk et al. (2023):** Erste Abschätzung möglicher Arbeitsmarkteffekte durch die Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie bis 2030. Version 1.0. https://res.bibb.de/vet-repository_780958
- [3] **Wasserstoff-Kompass (2022):** Auf dem Weg in die deutsche Wasserstoffwirtschaft: Resultate der Stakeholder*innen-Befragung. acatech und DECHEMA, Berlin. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/wasserstoffwirtschaft-2030-2050/Umfragebericht_Langversion.pdf
- [4] **Piesker, Marilena, 10.10.2022, Fachkräftemangel:** Fehlende Arbeitskräfte kosten Deutschland Milliarden, Tagesspiegel, zuletzt aufgerufen am: 13.02.2023. <https://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/fachkraeftemangel-fehlende-arbeitskraefte-kosten-deutschland-milliarden-8734591.html>
- [5] **Bundesregierung:** Hochwertige Bildung weltweit, zuletzt aufgerufen am: 13.02.2023. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/nachhaltigkeitspolitik/bildung-weltweit-1004538>
- [6] **Technische Universität Braunschweig:** TU4Teachers, zuletzt aufgerufen am: 13.02.2023. <https://www.tu-braunschweig.de/research-institute-of-teacher-education/tu4teachers-1>
- [7] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz:** Fachkräfte für Deutschland, zuletzt aufgerufen am: 13.03.2023. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/fachkraeftesicherung.html>
- [8] **Zinke, Gert (2022):** Sektoranalyse: Erzeugung, Speicherung und Transport von Wasserstoff; eine Untersuchung im Rahmen des Projekts »H₂PRO: Wasserstoff – ein Zukunftsthema der beruflichen Bildung im Kontext der Energiewende«. https://res.bibb.de/vet-repository_780890
- [9] **Schneider, Maximilian (2023):** Zusammenfassung der Sektorenanalyse. Wasserstoff im Verkehrssektor – Eine erste Bestandsaufnahme zu technologischen Veränderungen und neuen Anforderungen in der Fachkräftequalifizierung. <https://www.bibb.de/dienst/publikationen/de/18908>
- [10] **ZEIT ONLINE, AFP, dpa, jsp, 23.06.2023:** Bundestag beschließt Reform des Fachkräfteeinwanderungsgesetzes, ZEIT ONLINE, zuletzt aufgerufen am: 23.06.2023. <https://www.zeit.de/politik/deutschland/2023-06/fachkraeftemangel-bundestag-einwanderungsgesetz-reform>
- [11] **DIHK, 07.03.2023:** Stellungnahme zu dem Referentenentwurf des Bundesministeriums des Innern und für Heimat und des Bundesministeriums für Arbeit und Soziales zu einem Gesetz zur Weiterentwicklung der Fachkräfteeinwanderung sowie dem Referentenentwurf des Bundesministeriums für Arbeit und Soziales und des Bundesministeriums des Innern und für Heimat zu einer Verordnung zur Weiterentwicklung der Fachkräfteeinwanderung, zuletzt aufgerufen am 06.02.2024 [Pressemitteilung]

- [13] **Brot für die Welt:** Was grüner Wasserstoff für die Energiewende bringt, zuletzt aufgerufen am: 26.03.2023. <https://www.brot-fuer-die-welt.de/themen/gruener-wasserstoff/>
- [14] **Kooperation International:** Fachkräftestrategie der Bundesregierung: Mehr qualifizierte Fachkräfte aus dem Ausland, zuletzt aufgerufen am: 26.03.2023. <https://www.kooperation-international.de/aktuelles/nachrichten/detail/info/fachkraeftestrategie-der-bundesregierung-mehr-qualifizierte-fachkraefte-aus-dem-ausland>
- [15] **Kooperation International:** Ausbildung von Fachkräften für die Energiewende: Deutsch-jordanische Hochschulkooperation für Wasserstofftechnik vereinbart, zuletzt aufgerufen am: 04.04.2023. <https://www.kooperation-international.de/laender/asien/jordanien/nachrichten/detail-laendereinstiegsseite/info/ausbildung-von-fachkraeften-fuer-die-energiewende-deutsch-jordanische-hochschulkooperation-fuer-wasser>
- [16] **Projektträger Jülich:** Fachkräfte-Nachwuchs für Grünen Wasserstoff, zuletzt aufgerufen am: 04.04.2023. https://www.fona.de/de/aktuelles/nachrichten/2021/WASCAL-Masterprogramm_IMP-EGH.php
- [17] **Achleitner et al. (2023):** Innovationssystem Deutschland (acatech STUDIE). Die Fachkräftesicherung in Deutschland unterstützen. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, München. <https://www.acatech.de/publikation/innovationssystem-fachkraefte/download-pdf/?lang=de>
- [18] **Hardege, Stefan und Zimmermann, Anne (2023):** Fachkräfteengpässe – weiter steigend. DIHK-Report Fachkräfte 2022. Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK), Berlin, Brüssel. <https://www.dihk.de/resource/blob/89404/584bdc687e6258d15f9228804a39e5d6/dihk-fachkraeftereport-2022-data.pdf>
- [19] **Bundesregierung (2023):** Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>



WASSERSTOFF
KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

Akzeptanz und Sicherheit





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

 Regulatorischer Rahmen

 Zielgerichteter H₂-Einsatz

 Fachkräftesicherung

 **Akzeptanz und Sicherheit**

 Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

 H₂-Erzeugung

 H₂-Import

 Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

 Stahlindustrie

 Chemische Industrie

 Raffinerien

 Zementindustrie

 Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

 Kraftfahrzeuge

 Schifffahrt

 Luftverkehr

 Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

 Gebäudewärme

 Prozesswärme

 Stromsystem

GLOSSAR

- 1 **Generelle Aspekte zu Akzeptanz und Sicherheit**
- 2 Schlüsselthemen zur Schaffung von Akzeptanz
- 3 Gefahrenpotenzial
- 5 **Forschungs- und Entwicklungsbedarfe**
- 5 Akzeptanzforschung
- 5 Sicherheitsforschung
- 6 Begleitforschung zu Kampagnen- beziehungsweise Informationsformaten
- 6 **Handlungsoptionen**
- 6 Kommunikation zur Wasserstoffwirtschaft
- 8 Beteiligung von Bürger*innen und Kommunen
- 11 Lokale Wasserstoffzentren
- 15 **Literatur**

Akzeptanz und Sicherheit

- › Der schnelle, nachhaltige Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft kann nur gelingen, wenn deren besondere Bedeutung für die Transformation hin zur Klimaneutralität von allen relevanten Anspruchsgruppen erkannt beziehungsweise der Hochlauf ab sofort und dauerhaft breit unterstützt wird.
- › Um eine größtmögliche Akzeptabilität des Markthochlaufs zu gewährleisten, sollte die Bundesregierung ab sofort fundiert und vollumfänglich über Ziele und Implikationen einer Wasserstoffwirtschaft informieren und den Dialog zwischen Stakeholder*innen unterstützen.
- › Beim sachgemäßen Umgang mit Wasserstoff ist der sichere Einsatz von Wasserstoff grundsätzlich möglich, wie auch beim Benzin oder Erdgas. In Industriezweigen, in denen Wasserstoff bereits langjährig eingesetzt wird, bestehen breite Erfahrungswerte und es liegen entsprechende Kenntnisse vor.
- › Wasserstoff dringt mit dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zunehmend in Anwendungsfelder ein, in denen es bisher nicht bekannt ist. In diesen Anwendungsfeldern fehlt die Erfahrung im Umgang mit Wasserstoff. Vor allem erfordert die Hochskalierung des Wasserstoffsektors Anstrengungen, um den Transfer von Sicherheits-Knowhow zu neuen Anwendern zu ermöglichen.

Generelle Aspekte zu Akzeptanz und Sicherheit

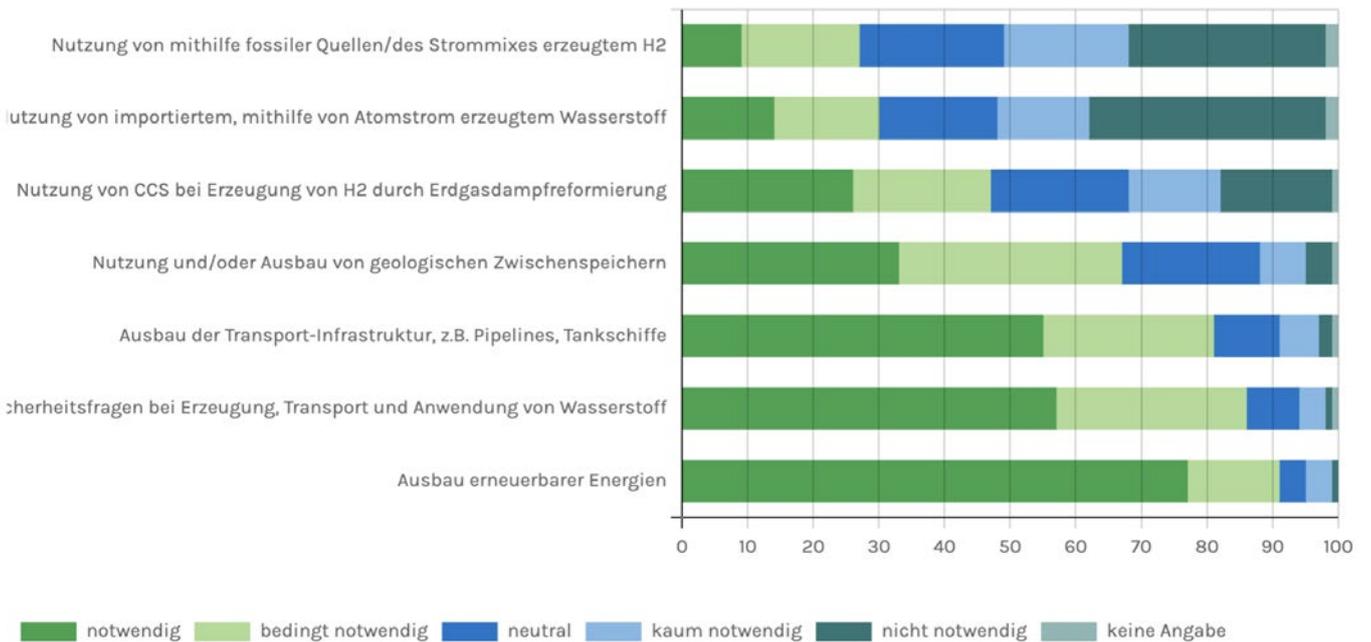
Eine vertrauensbildende öffentliche Debatte erfordert ein klares, realistisches Erwartungsmanagement seitens der Politik bezüglich der sowohl positiven als auch potenziell negativen Folgen einer Wasserstoffwirtschaft. Dabei bietet sich die Gelegenheit, die Wasserstoffthematik auch mit anderen gesellschaftlich relevanten Diskursen, zum Beispiel mit Partizipations- oder Genderfragen, zu verbinden und damit zusätzliche Mehrwerte zu schaffen.

Schlüsselthemen zur Schaffung von Akzeptanz

2021 befragten wir rund 600 Stakeholder*innen, für welche Aspekte akzeptanzfördernde Maßnahmen in Bezug auf die Öffentlichkeit angestoßen werden sollen. Besonders beim Ausbau der erneuerbaren Energien und der Wasserstoff-Transportinfrastruktur sowie bei Sicherheitsfragen hielten eine Mehrheit der Befragten akzeptanzfördernde Maßnahmen für dringend und notwendig.^[8]

Akzeptanzfördernde Maßnahmen

Aspekte, die aus Sicht von Stakeholder*innen akzeptanzfördernde Maßnahmen benötigen, damit sich die H₂-Wirtschaft in Deutschland effektiv entwickeln kann. Ergebnisse unserer Stakeholderumfrage im Herbst 2021. n = 545.^[300]



Gefahrenpotenzial

Entgegen der verbreiteten Annahme bestehen beim Umgang mit H₂ keine größeren Gefahren als bei anderen herkömmlichen brennbaren Gasen. Daher gibt es in Deutschland keine spezifischen Sicherheitsvorschriften für H₂. Zudem ist H₂ ein seit Langem genutzter Stoff in der chemischen Industrie, sodass Gefahrenpotenzial und Sicherheitsaspekte bekannt sind und der sichere Umgang erprobt ist.^[5]

Der Umgang mit Wasserstoff ist nicht grundsätzlich gefährlicher als mit anderen Energieträgern wie Erdöl oder Erdgas. In Deutschland und Europa gibt es entsprechende Sicherheitsvorschriften für Wasserstoff wie auch für andere brennbare Gase. Zudem ist H₂ ein seit Langem genutzter Stoff in der chemischen Industrie, wo Gefahrenpotenzial und Sicherheitsaspekte bekannt sind und der sichere Umgang erprobt ist.

Allerdings stellt die vermehrte Nutzung von Wasserstoff als Energieträger die Industrie und Anwender vor neue sicherheitstechnische Herausforderungen. Diese ergeben sich aus neuen Anwendungen, der massiven Hochskalierung der gehandhabten Mengen, dem vermehrten Einsatz unter neuen Bedingungen, wie z.B. von Flüssigwasserstoff oder Hochdruckwasserstoff bis 1.000 bar in Speicherung und Transport sowie den zahlreichen neuen Unternehmen und Anwendern, die bisher wenig bis keine Erfahrung im Umgang mit Wasserstoff haben.

Darüber hinaus werden Wasserstofftechnologien auch der breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht, so dass auch ungeschulte Personen in Kontakt mit Wasserstoff kommen können (z.B. beim Tanken von PKW, Bussen, Zügen oder in Werkstätten bei der Reparatur solcher Fahrzeuge). Hier fehlt die Erfahrung im Umgang mit Wasserstoff, und sicherheitstechnische Maßnahmen sind nicht so umsetzbar wie in geschlossenen Industrieanlagen umsetzbar, wo Mitarbeitende gezielt geschult werden können.

Die Nähe zu Wohngebieten erhöht darüber hinaus das potenzielle Schadensausmaß bei Unfällen. Fehlende Regelwerke für spezielle Anwendungen von Wasserstoff stellen für die in den Markt strebenden Unternehmen zunehmend Hindernisse bei der Projektierung dar.

Die Geruchsneutralität und Farblosigkeit von H₂ stellt ein potenzielles Risiko dar. Denn Leckagen sind dadurch schwerer festzustellen. Der Zusatz von geruchsgebenden Stoffen (Odorierung) wie bei Erdgas kann hier Abhilfe schaffen (siehe z.B. das Projekt H₂-Odor). Im Falle von H₂-Bränden sind Wärmebildkameras einzusetzen, da auch die Flamme bei Tageslicht nicht sichtbar ist.

Eine hohe H₂-Konzentration in der Atemluft kann, wie bei anderen Gasen auch, aufgrund des daraus folgenden Sauerstoffmangels zu Schwindel oder im Extremfall zur Erstickungsgefahr führen.^[4] Daher ist beim Umgang mit H₂ in geschlossenen Räumen auf ausreichende Belüftung zu achten. Insgesamt hält sich dieses Risiko aber in Grenzen, da H₂ selbst ungiftig ist und sich aufgrund seiner geringen Dichte schnell nach außen beziehungsweise aufwärts in der Atmosphäre entweicht und sich dort verteilt.



Bei Anteilen zwischen 4 und 75 Prozent Wasserstoff in Luft bilden sich unter atmosphärischen Bedingungen explosionsfähige Gemische, die sich entzünden lassen, sofern eine Zündquelle vorhanden ist. Aufgrund seiner geringen Dichte hat Wasserstoff einen größeren Auftrieb als andere Gase und verflüchtigt sich im Freien im Gegensatz zu Benzin oder Erdgas schnell. Außerdem besteht, anders als bei flüssigen Energieträgern wie Benzin, keine zusätzliche Gefahr durch Brandteppiche.

Eine relevante Sicherheitsmaßnahme beim Umgang mit H_2 bezieht sich auf die Prävention des wasserstoffbedingten Versagens bei Metallen und Metalllegierungen. Denn das H_2 -Molekül diffundiert wegen seiner geringen Größe leicht in die Kristallgitter einiger Materialien und kann unter bestimmten Bedingungen zu einer beschleunigten Rissbildung führen. Insbesondere bei für den Transport umgerüsteten Gaspipelines ist dieser Sicherheitsaspekt zu beachten.^[4]

Auch ungeeignete nicht-metallische Materialien, z. B. für Dichtungen können bei ungeeigneten Betriebsbedingungen durch den Wasserstoff geschädigt werden. Zudem diffundiert Wasserstoff nicht nur in die Materialien, sondern auch durch diese hindurch, so dass je nach Material Wasserstoff in unterschiedlichen Größenordnungen und abhängig von den Betriebsbedingungen in die Umgebung gelangt. Auch diese Tatsache muss bei der Auswahl der Materialien in den Technologien berücksichtigt werden.

AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

> Kopernikus-Projekt P2X

<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x>

> Kopernikus-Projekt Ariadne

<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/ariadne>

> Trans4Real

<https://www.ffe.de/projekte/trans4real-transferforschung-fuer-die-reallabore-der-energiewende-zu-sektorkopplung-und-wasserstoff/>

> Wasserstoffatlas

<https://wasserstoffatlas.de/>

> H_2 -Infra – Effizienter und sicher Betrieb von Wasserstoffverteilnetzen

<https://www.dbi-gruppe.de/h2-infra.html>

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Akzeptanzforschung

Über Forschungs- und Transferprojekte lässt sich in regelmäßigen Abständen untersuchen, welche Einstellungen gegenüber H₂ und seinen Derivaten im Allgemeinen und gegenüber konkreten Anwendungsfällen bereits existieren, worauf diese Einstellungen zurückzuführen sind und wie sie sich über die Zeit verändern. Es können Einstellungen, Erwartungen und Bedarfe sowohl betroffener Personen (breite Bevölkerung) als auch handelnder Akteur*innen (Politik und Wirtschaft) entlang der gesamten Wertschöpfungskette untersucht werden.

Sicherheitsforschung

Im Rahmen des Clusters »Akzeptanz, Sicherheit und nachhaltige Markteinführung« des Forschungsnetzwerks Wasserstoff wurden folgende Forschungsbedarfe identifiziert:

- › Entwicklung innovativer Methoden zur Leckageüberwachung und von Messtechnik zur Quantifizierung und Lokalisierung von H₂-Emissionen
- › Entwicklung von Leitfäden für spezifische Schutzkonzepte und zur Festlegung von Schutzbereichen
- › Entwicklung von Werkzeugen zur quantitativen Risikoanalyse
- › Entwicklung von Modellen zur Untersuchung des Verhaltens von H₂ in Unfallszenarien
- › Entwicklung neuer Werkstoffkonzepte und von Leitfäden für die sichere Auswahl geeigneter Materialien
- › Entwicklung von Prüfverfahren und -konzepten für die H₂-Readiness und Schadensfrüherkennung sowie zur Charakterisierung des Deformations- und Schädigungsverhaltens bei hohen Temperaturen
- › Entwicklung von Lebensdauermodellen
- › Untersuchungen zur Klimawirkung von H₂
- › Untersuchungen zum Einfluss des Faktors Mensch auf die Sicherheit bei H₂-Anwendungen

Darüber hinaus muss der Wissenstransfer von Industriezweigen, in denen der Einsatz von Wasserstoff bereits seit langen Jahren etabliert ist, auf Industriezweige, in denen Wasserstoff neu zum Einsatz kommen wird und auf die Wasserstoffnutzung im urbanen Raum durch ungeschulte Personen unterstützt werden. Dabei werden sich voraussichtlich neue Wissenslücken auftun, die es zu schließen gilt.

Begleitforschung zu Kampagnen- beziehungsweise Informationsformaten

Forschung zu Formaten, zum Beispiel zu formellen oder informellen Beteiligungsverfahren für betroffene Bürger*innen, kann auf Anspruchsgruppen konkreter Projekte oder Regionen mit Bezug zu H₂ und seinen Derivaten fokussieren.

Handlungsoptionen

Kommunikation zur Wasserstoffwirtschaft

Öffentlichkeitsarbeit der Politik zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft (H₂-Wirtschaft) kann unter anderem folgende Ziele verfolgen:

- › Aufbau, Pflege, Veränderung des Bilds einer H₂-Wirtschaft
- › Steigerung des Bekanntheitsgrads einschlägiger Technologien
- › (aktive) Unterstützung durch Stakeholder*innen

Der Hochlauf der H₂-Wirtschaft mit ihren vielen Dimensionen (Industriepolitik, Klimaschutz, Fachkräftebedarf, Umweltauswirkungen etc.) ist für eine Vielzahl von Anspruchsgruppen relevant. Damit die Kommunikation mit verschiedenen Zielgruppen gelingt, müssen je nach Kommunikationsthema oder Unterthema unterschiedliche Botschaften, Detailgrade und Formate der Kommunikation vorbereitet werden.

Das Projekt **Trans4Real** <https://www.ffe.de/projekte/trans4real-transferforschung-fuer-die-reallabore-der-energie-wende-zu-sektorkopplung-und-wasserstoff/> schlägt vor, eine zentrale Stelle beziehungsweise eine transdisziplinäre Arbeitsgruppe einzurichten, die Kommunikationsformate zu H₂-Technologien koordiniert.^[6]

Weiterhin regt Trans4Real an, auf Bundesebene ein unabhängiges, pluralistisch zusammengesetztes Gremium zu schaffen, das Dialogkorridore zwischen den verschiedenen Akteur*innengruppen öffnet und Dialogprozesse begleitet.^[6]



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- › Stakeholder*innen waren sich darüber einig, dass es wichtig sei, ausdifferenzierte Zielgruppen zu adressieren. Von Stakeholder*innen genannte Zielgruppen waren unter anderem Schüler*innen, kommunale Akteur*innen, Presse, Auszubildende, Studierende, Versicherungen, Investoren, Banken, Bundesländer, Akteur*innen der H₂-Wirtschaft, verschiedene Branchen der Industrie, Feuerwehr, Industrie- und Handelskammern, Handwerksbetriebe, Gewerkschaften, Anrainer*innen von Anlagen und Infrastruktur sowie die interessierte Öffentlichkeit.
- › Stakeholder*innen äußerten, dass Kommunikationsformate relevante Reaktionen auslösen und Diskussionen anstoßen können. Somit seien interaktive Dialogformate, die über die Informationsvermittlung hinausgehen, besonders wichtig und wertvoll.
- › Stakeholder*innen erwarteten von der Politik transparente und ehrliche Kommunikation zu den vielfältigen Aspekten des Hochlaufs der H₂-Wirtschaft.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- › Im Kopernikus-Projekt P2X
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x>
 hat der WWF Deutschland unter anderem eine Virtual Reality Experience und ein digitales Lernmodul entwickelt, um die Chancen und Risiken von Power-to-X einer breiten Öffentlichkeit zugänglich zu machen.^[7]

MASSNAHMEN

MASSNAHME

› Begründung der Wasserstoffpolitik der Bundesregierung

Damit Anspruchsgruppen sowie die interessierte Öffentlichkeit das politische Engagement für einen zügigen Hochlauf der H₂-Wirtschaft nachvollziehen können, kann die Politik zielgruppenspezifische Kommunikationsformate zu folgenden, durch den Aufbau der H₂-Wirtschaft angestrebten Zielen umsetzen:

- › rechtzeitige Erreichung der Klimaneutralität
- › Vorantreiben innovativer H₂-Technologien und entstehender Märkte
- › engere, diversifizierte internationale Partnerschaften

MASSNAHME

› Anwendungsbereiche von Wasserstoff und seinen Derivaten

Die Politik kann Dialog- und Informationsformate zu den vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten von H₂ und seinen Derivaten anregen oder selbst initiieren.

Folgende Punkte könnten thematisiert werden: Chancen, Risiken, Herausforderungen, Bedeutung für die Industrie-, Wirtschafts-, Energie-, Klima- und Umweltpolitik.

MASSNAHME

> Rohstoff- und Infrastrukturbedarfe

Die Politik kann zielgruppenspezifische Kommunikationsformate zu den Themen Rohstoff- und Infrastrukturbedarfe anregen oder selbst initiieren. Beispielsweise könnten die Auswirkungen der Erzeugung von H₂ und seinen Derivaten auf die Süßwasserressourcen herausgestellt werden. Über die Chancen und Risiken von Techniken wie Carbon Capture and Storage (CCS) und Carbon Capture and Utilisation (CCU) zu informieren, könnte die Akzeptanz gegenüber diesen Technologien positiv beeinflussen.

MASSNAHME

> Sicherheit und Sicherheitsvorkehrungen

Im Zuge des Hochlaufs der H₂-Wirtschaft werden H₂ und seine Derivate zunehmend Teil der Lebenswirklichkeit und damit der Sicherheitswahrnehmung von Personengruppen, die bisher keinen Bezug zum Thema hatten. Entsprechend sollten diesen Gruppen Informationen zu Risiken und zum sicheren Umgang mit H₂ zur Verfügung gestellt werden.

MASSNAHME

> Berufsbilder in der Wasserstoffbranche

Maßnahmen zur Vermittlung von Berufsbildern unter Schüler*innen, Berufsanfänger*innen, Schulabgänger*innen, Quereinsteiger*innen und Studierenden können die Attraktivität von Tätigkeiten in der H₂-Wirtschaft verdeutlichen.

Lesen Sie mehr zu Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen sowie zur Fachkräftesicherung.

Beteiligung von Bürger*innen und Kommunen

Bürgerbeteiligung ist ein demokratisches Element, über das Bürger*innen vor allem auf kommunaler Ebene an relevanten Entwicklungen, Fragestellungen und teilweise auch Entscheidungen mitwirken können. Auch eine finanzielle Beteiligung von Bürger*innen und Kommunen kann die Akzeptanz vor Ort wesentlich verbessern, wie sich beim Ausbau erneuerbaren Energien bereits gezeigt hat.

Damit sich die Beteiligung von Bürger*innen und Kommunen auch beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft positiv auf die Akzeptanz auswirkt, müssen Politik und Verwaltung einen angemessenen Beteiligungsrahmen definieren. Die Beteiligung an Entscheidungsfindungsprozessen sollte dialogorientiert erfolgen.^[10] Beteiligungsformate sollten nur dann angeboten werden, wenn Bürger*innen letztlich auch tatsächlich Einfluss nehmen können. Einflussmöglichkeiten sollten transparent sein.^[9] Andernfalls könnten sich Beteiligungsprozesse sogar negativ auf die Akzeptanz auswirken.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

› Stakeholder*innen waren sich grundsätzlich einig, dass die Beteiligung von Bürger*innen beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft die Akzeptanz positiv beeinflussen beziehungsweise Widerstände vermeiden kann.



› Kein Konsens herrschte unter den Stakeholdergruppen bei der Frage, ob die Beteiligung von Bürger*innen grundsätzlich stattfinden oder über Kriterien begrenzt werden sollte. Als ein mögliches eingrenzendes Kriterium wurde insbesondere die Projektgröße genannt.

Vorteile

- › Durch Beteiligungsprozesse können Konflikte vermieden oder abgeschwächt werden.
- › Im Rahmen von Beteiligungsprozessen erfahren Bürger*innen von dem Verhältnis beziehungsweise der Verteilung von Nutzen und Kosten und erhalten somit wichtige Informationen, die zu deren Akzeptanz der lokalen Wasserstoffwirtschaft beitragen können.

Nachteile

- › Die Vermeidung oder Reduzierung von Konflikten unter beteiligten Stakeholdergruppen ist nicht garantiert, was zu Verzögerungen bis hin zu Verhinderungen bei Projektumsetzungen führen kann.
- › Die mögliche Mitsprache bei kleinen Wasserstoffprojekten kann zu mehr Kosten als Nutzen führen, da diese Projekte vergleichsweise geringe Umwelteinflüsse haben. Der Aufwand eines Beteiligungsprozesses könnte sich als unverhältnismäßig erweisen.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- › Erneuerbare H₂-Erzeugung
https://www.schleswig-holstein.de/DE/landesregierung/ministerien-behoerden/V/Presse/PI/2023/0423/230425_GrenzlandEnergie.html

durch die

- › Grenzland Bürgerenergie eG
<https://grenzland-energieprojekte.de/>
- › HyExperts II: Landkreise Reutlingen und Tübingen
<https://www.hy.land/hyexperts-ii-landkreise-reutlingen-und-tuebingen/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Finanzielle Teilnehmungsmodelle für Kommunen und Bürger*innen

Um Akzeptanz für Wasserstoffprojekte zu schaffen, könnten finanzielle Teilnehmungsmodelle für Kommunen und Bürger*innen auf lokaler Ebene angeregt werden. Beispielsweise könnten Kommunen Einnahmen durch die Verpachtung von Flächen erhalten, wie dies im Projekt BayH₂ vorgesehen ist.^[12] Zudem könnten Bürgerenergiegesellschaften im Zusammenhang mit Wasserstoffprojekten einen erleichterten Zugang zu Förderungen erhalten.^[13]



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Die Stakeholder*innen bestätigten die Erkenntnisse aus der Akzeptanzforschung, dass finanzielle Teilnehmungsmodelle für Bürger*innen ein wichtiger Baustein zur lokal erfolgreichen Transformation des Energiesystems darstellen.

INITIATOREN

- > Kommunale Verwaltungen
- > Landesregierungen
- > Bundesministerium für Finanzen
- > Bundesministerium des Innern und für Heimat
- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME

> Einbindung zivilgesellschaftlicher Stakeholdergruppen durch Landesregierungen und kommunale Verwaltungen

Landesregierungen und kommunale Verwaltungen könnten, dort wo es sinnvoll und praktikabel erscheint, zivilgesellschaftliche Stakeholdergruppen in politische Entscheidungsprozesse einbinden, um auch auf diesem Wege Akzeptanz für Transformationsschritte zu schaffen. Ein Beispiel ist die Einbindung der Bevölkerung beim Klimaschutzprogramm der Stadt Tübingen.^[11]



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Die Stakeholder*innen bestätigten die Erkenntnisse zur Akzeptanzforschung von Energieerzeugungsanlagen, dass die frühzeitige und transparente Einbindung der verschiedenen Stakeholdergruppen einen wichtigen Baustein zur erfolgreichen Transformation der Wirtschaft darstellt.

INITIATOREN

- > Kommunale Verwaltungen
- > Landesregierungen

Lokale Wasserstoffzentren

Kleine, schnell zu etablierende Plattformen können lokale Akteur*innen entlang der H₂-Wertschöpfungskette zusammenbringen. Als digitale Marktplätze können sie der Akteur*innenvernetzung dienen und den Austausch von Wissen und Erfahrungen zwischen Stakeholdergruppen fördern. Kleine H₂-Zentren unterscheiden sich von größeren Plattformen oder Hubs dadurch, dass vornehmlich kleine und mittelständische Unternehmen sowie die interessierte Öffentlichkeit angesprochen werden. Sie könnten auch mit geringeren Produktionskapazitäten an Standorten entstehen, die betriebswirtschaftlich für größere Akteur*innen weniger attraktiv sind.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- › Viele Stakeholder*innen betonten die Wichtigkeit, kleinformatige Cluster wie Mini-Reallabore und Insellösungen zu unterstützen. Auch der zeitnahe Aufbau von Demonstrationsanlagen sei eine Möglichkeit, die positive Wahrnehmung beziehungsweise die Erlebbarkeit von H₂ zu verstärken.

Voraussetzungen

- › Genehmigungsprozesse sind (insbesondere für kleine und mittelständische) Unternehmen sowie Verwaltungen auf Gemeinde- und Landkreisebene oft zu komplex und daher zeit- und ressourcenaufwendig. Sie müssten vereinfacht werden.
- › Auch wenn die Akzeptanzsteigerung und nicht die Wirtschaftlichkeit im Vordergrund steht, muss die Volllaststundenzahl hoch genug sein (circa 3.000 Stunden pro Jahr), um eine verlustfreie H₂-Produktion zu gewährleisten.^[15]

Vorteile

- › Lokale Zentren mit Anwendungen wie dem H₂-Einsatz im öffentlichen Nahverkehr bieten einen erfahrbaren Nutzen für die Bevölkerung und können so Berührungspunkte mindern.
- › Bei kleineren Elektrolyseuren sind die absoluten Investitionsausgaben überschaubar (knapp eine Million Euro bei einem Megawatt installierter Leistung).^[15]
- › Lokale Reallabore können Keimzellen für Innovationen sein.
- › Wenig neue Infrastruktur wird benötigt, weil Verbrauch und Produktion nah beieinander liegen.
- › Lokale H₂-Zentren eignen sich für gute (Begleit-)Forschung, zum Beispiel zur Haltung lokaler Akteur*innene und Anspruchsgruppen gegenüber H₂.

Nachteile

- › Aufgrund vergleichsweise geringer H₂-Produktionsmengen ist die Auswahl potenzieller Abnehmer beschränkt. Es kämen vor allem Transportunternehmen oder kleinere Industrieabnehmer wie Glas- oder Papierhersteller infrage, nicht aber größere industrielle Abnehmer.^[15]
- › Sobald eine Region durch ein größeres Pipelinenetz von extern mit günstigem H₂ versorgt werden kann, könnten lokale H₂-Produzenten aufgrund der Preiskonkurrenz ihre Abnehmer verlieren.^[15]
- › MobilitätsAkteur*innen (zum Beispiel Bus- oder Lastkraftwagenflottenbetreiber) bieten sich zwar gut als Verbraucher von lokal erzeugtem H₂ an, um den Nutzen H₂ für Bürger*innen erfahrbar zu machen. Jedoch könnten Investitionen in H₂-Mobilitätsanwendungen (teilweise) verloren gehen, wenn sich längerfristig alternative Technologien wie batterieelektrische Antriebe als effizienter beziehungsweise kostengünstiger herausstellen sollten.

Folgen

- › Würde Momentum erreicht und eine Vielzahl lokaler H₂-Zentren etabliert, könnten diese zu den von der Politik ausgegebenen H₂-Mengenzielen beitragen.^[14]
- › Wenn dank nah beieinander liegender lokaler Produktion und Nachfrage auf größere Infrastruktur wie Pipelines verzichtet werden kann, könnte dies die Schaffung von Akzeptanz deutlich begünstigen. Denn die gesellschaftliche Akzeptanz für größere Infrastrukturprojekte ist nur schwach ausgeprägt.^[14]
- › Die lokalen wirtschaftlichen Akteur*innene (insbesondere kleine und mittelständische Unternehmen) könnten sich wechselseitig Planungssicherheit bieten.
- › Entlang der lokalen Wertschöpfungsketten könnten wichtige Erfahrungswerte für den Markthochlauf gesammelt werden.

Versorgungssicherheit

Lokale H₂-Zentren könnten zur H₂-Versorgungssicherheit vor Ort beitragen. Durch Speicherung und Rückverstromung könnten die lokalen H₂-Zentren ebenfalls die Versorgungssicherheit des Gesamtenergiesystems unterstützen.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- › H₂Werkstatt RheinBerg
<https://www.h2werkstatt.de/>
- › H₂ Wasserstoffregion Uckermark-Barnim UB
<https://h2-uckermark-barnim.de/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Bildung lokaler oder regionaler Wasserstoffnetzwerke

Lokale beziehungsweise regionale H₂-Netzwerke können ein wichtiger Bestandteil von H₂-Zentren sein. Denn sie versetzen diese in die Lage, auch den breiteren Wissens- und Erfahrungsaustausch zwischen Wirtschaft, Politik, Verwaltung, Wissenschaft und Gesellschaft gezielt zu fördern.^{[16][17]} Politik und Verwaltung auf lokaler Ebene können die Bildung solcher Netzwerke durch die Bereitstellung personeller, finanzieller oder geldwerter Ressourcen unterstützen.

INITIATOREN

- > Politik und Verwaltung auf kommunaler Ebene, vor allem in den Bereichen Wirtschaft(-sförderung) und Verkehr

MASSNAHME

> Bildung lokaler oder regionaler Wasserstoffmarktplätze

Lokale oder regionale H₂-Marktplätze könnten potenzielle Erzeuger und Abnehmer von H₂ und seinen Derivaten dabei helfen, zusammenzufinden. In dieser Funktion fungiert ein H₂-Zentrum als H₂-Handelsbörse. Politik und Verwaltung auf Bundes-, Landes- oder auch kommunaler Ebene könnten die Bildung solcher Marktplätze durch die Bereitstellung personeller, finanzieller oder geldwerter Ressourcen unterstützen.

INITIATOREN

- > Politik auf Bundes-, Landes- sowie kommunaler Ebene, vor allem in den Bereichen Wirtschaft(-sförderung), Verkehr und Forschung

MASSNAHME

> Schaffung von Sichtbarkeit der H₂-Zentren

Mit Veranstaltungen, Führungen durch Demonstrationsanlagen, einem Informationszentrum oder Ähnlichem kann erfolgreichen H₂-Initiativen als Teil lokaler Wertschöpfungsketten beziehungsweise H₂-Zentren mehr Sichtbarkeit verschafft werden. Die Politik könnte dies über gezielte Maßnahmen oder im Rahmen bestehender Förderprogramme unterstützen.

INITIATOREN

- > Politik auf Bundes-, Landes- sowie kommunaler Ebene, vor allem in den Bereichen Wirtschaft(-sförderung), Verkehr und Forschung

MASSNAHME**> Unterstützung für lokale Investitionen**

Wirtschaftliche Akteur*innen entlang der lokalen H₂-Wertschöpfungskette könnten über finanziell unterstützt werden. Neben der finanziellen Förderung wäre eine Unterstützung durch ein vereinfachtes und beschleunigtes Planungs- und Genehmigungsrecht von zentraler Bedeutung.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Viele Stakeholder*innen hielten Investitionsförderungen für H₂-Technologien wie Brennstoffzellenbusse für sinnvoll. Beispielweise würden sich kommunale Unternehmen häufig neue Technologien ohne Förderungen nicht leisten können. Diese sollten zu Beginn des Hochlaufs zur Verfügung stehen.

INITIATOREN

> Politik auf Bundes-, Landes- sowie kommunaler Ebene, vor allem in den Bereichen Wirtschaft(-sförderung), Verkehr und Forschung

Literatur

- [1] **Bundesministerium für Bildung und Forschung:** Wie das Kopernikus-Projekt Ariadne den Weg für eine erfolgreiche Gestaltung der Energiewende weist, zuletzt aufgerufen am: 13.02.2023. <https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x>
- [2] **Bundesministerium für Bildung und Forschung:** Wie das Kopernikus-Projekt Ariadne den Weg für eine erfolgreiche Gestaltung der Energiewende weist, zuletzt aufgerufen am: 13.02.2023. <https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/ariadne>
- [3] **Forschungsstelle für Energiewirtschaft:** Trans4Real – Transferforschung für die Reallabore der Energiewende zu Sektorkopplung und Wasserstoff, zuletzt aufgerufen am: 13.02.2023. <https://www.ffe.de/projekte/trans4real-transferforschung-fuer-die-reallabore-der-energiewende-zu-sektorkopplung-und-wasserstoff/>
- [4] **TÜV Nord:** Wasserstoff: Eigenschaften, Sicherheit, Gefahren, zuletzt aufgerufen am: 02.08.2023. <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/wasserstoff-eigenschaften-sicherheit-gefahren/>
- [5] **TÜV Süd:** Sicherheit von Wasserstoff, zuletzt aufgerufen am: 02.08.2023. <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoffzellen-info/wasserstoff/sicherheit-von-wasserstoff>
- [6] **Trans4Real (2023):** Wie kann der Markthochlauf von Wasserstoff beschleunigt werden? Aktuelle Erkenntnisse aus den Reallaboren der Energiewende. Stand Februar 2023. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e.V., München. https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2023/04/TRANS4REAL_Wie_kann_der_Markthochlauf_von_Wasserstoff_beschleunigt_werden_Feb_2023.pdf
- [7] **WWF Deutschland:** Die Virtuelle Realität (VR) im Kopernikus-Projekt P2X erleben, zuletzt aufgerufen am: 11.05.2023. <https://www.wwf.de/aktiv-werden/bildungsarbeit-lehrerservice/klima/power-to-x>
- [8] **Wasserstoff-Kompass (2022):** Auf dem Weg in die deutsche Wasserstoffwirtschaft: Resultate der Stakeholder*innen -Befragung. acatech und DECHEMA, Berlin. https://doi.org/10.48669/h2k_2022-1
- [9] **Mischinger et al. (2022):** Netzstudie III Stakeholderdialog zur Weiterentwicklung der Planungsverfahren für Energieinfrastrukturen auf dem Weg zum klimaneutralen Energiesystem, Deutsche Energie-Agentur. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Abschlussbericht_dena-Netzstudie_III.pdf
- [10] **Abt, Jan; Bock, Stephanie; Reimann, Bettina:** Das 3x3 einer guten Öffentlichkeitsbeteiligung bei Großprojekten. Dokumentation des Fachgespräch, zuletzt aufgerufen am: 31.05.2023. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/dokumentation_des_fachgesprachs.pdf
- [11] **Klimaschutzprogramm 2020 bis 2030 für die Zielsetzung »Tübingen klimaneutral 2030«:** zuletzt aufgerufen am: 31.05.2023. https://www.tuebingen.de/Dateien/broschuere_klimaschutzprogramm.pdf
- [12] **BayH₂:** Bayerische Kommunen haben teil an einem hocheffizienten Klima- und Wirtschaftsprojekt, zuletzt aufgerufen am 27.07.2023. <https://bayh2.de/vorteile-fuer-kommunen/>
- [13] **Bundesnetzagentur:** Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land, zuletzt aufgerufen am: 27.07.2023. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/artikel.html



- [14] **Glanz, Sabrina und Schonauer, Anna-Lena (2019):** H₂/CCS chains in Germany – Social Perception and Acceptance, zuletzt aufgerufen am: 17.04.2023. <https://blog.sintef.com/sintefenergy/h2-ccs-chains-germany-social-perception-acceptance/>
- [15] **Schalling et al. (2022):** Netzdienliche Wasserstoffherzeugung. Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure. Reiner Lemoine Institut, Berlin. https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-10_Abschlussbericht_Netzdienliche_Wasserstoffherzeugung.pdf
- [16] **RheinBerg (2023):** H₂Werkstatt RheinBerg | Kompetenzzentrum | Bergisch Gladbach, zuletzt aufgerufen am: 17.04.2023. <https://www.h2werkstatt.de/>
- [17] **Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe, Referat Energie (2021):** H₂-ROADMAP. Fahrplan zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft für das Land Brandenburg und die Hauptstadtregion zugleich Maßnahmenkonkrete Strategie für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Land Brandenburg, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg, Potsdam. https://www.berlin.de/sen/energie/energiepolitik/20211129_h2_roadmap_final.pdf



**WASSERSTOFF
KOMPASS**

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

Klima und Ressourcen





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H₂-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen**

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem

GLOSSAR

- 1 Generelle Aspekte zu Klima und Ressourcen**
 - 2 Wasser als Ausgangsstoff
 - 3 Wasserbedarfe für die deutsche Wasserstoffproduktion
 - 4 Nutzung von Salzwasser
 - 5 Rohstoffe für die Wasserelektrolyse
 - 6 Klimawirkung von Wasserstoffemissionen
- 7 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe**
- 8 Literatur**

Klima und Ressourcen

- › Die Versorgung von Elektrolyseuren mit notwendigem Süßwasser wird vor allem in ariden Gebieten eine der wichtigsten Herausforderungen.
- › Elektrolyseure benötigen viele (kritische) Rohstoffe. Die Versorgungssicherheit Deutschlands und der Europäischen Union mit (kritischen) Rohstoffen ist daher auch für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft von herausragender Bedeutung.
- › Wasserstoff ist ein fundamentaler Baustein für eine klimaneutrale Wirtschaft. Gelangt Wasserstoff allerdings in die Atmosphäre, kann er dort die Konzentration vorhandener Treibhausgase erhöhen und so indirekt zur Erderwärmung beitragen.
- › Werden Wasserstoffemissionen global entlang der gesamten Wertschöpfungskette auf wenige Prozent begrenzt, ist ihr Beitrag zur globalen Erwärmung vernachlässigbar.

Generelle Aspekte zu Klima und Ressourcen

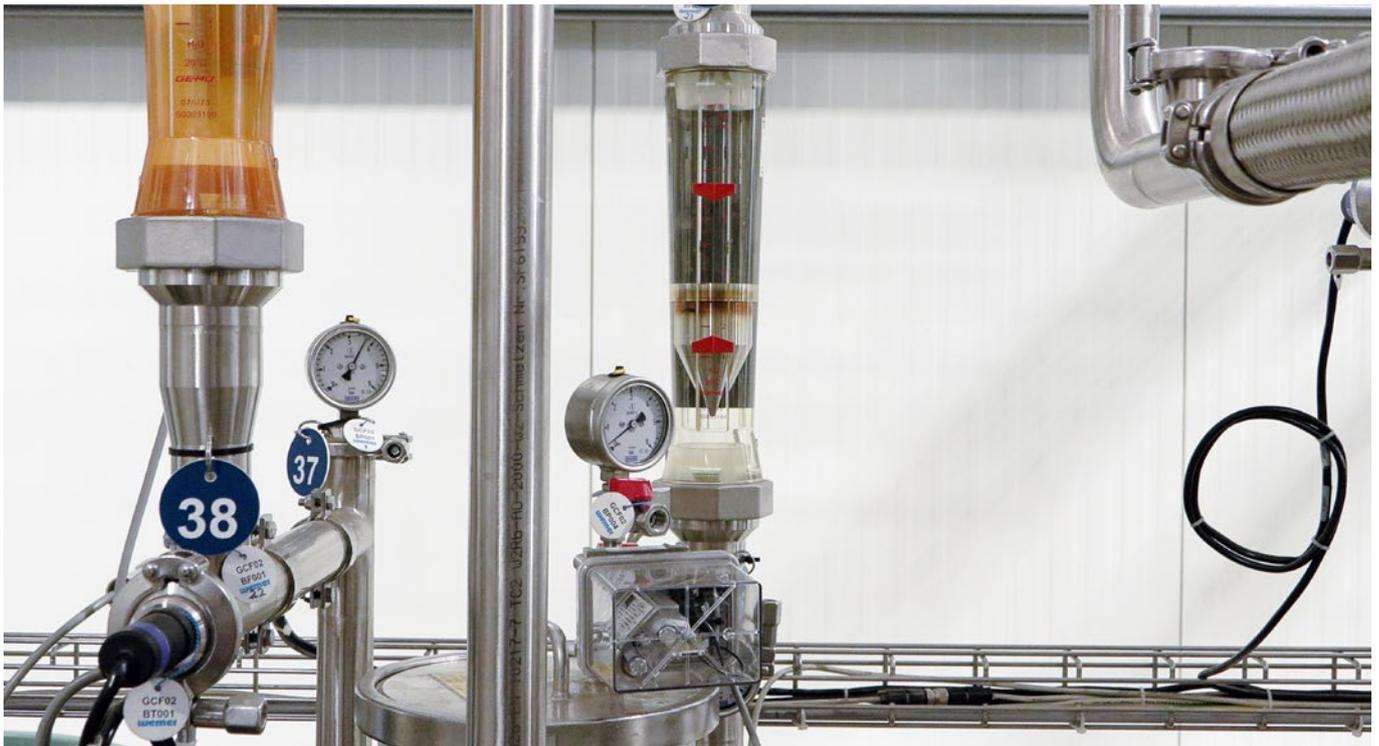
Wasserstoff (H₂) spielt eine entscheidende Rolle bei der Defossilisierung verschiedener Sektoren. Doch auch für Herstellung und Transport von Wasserstoff werden Ressourcen, beziehungsweise Rohstoffe benötigt, unter anderem für den Bau von Produktionsanlagen und Pipelines sowie aufgrund des Wasserbedarfs für die Elektrolyse. Ebenfalls kann ein übermäßiges Austreten von H₂ entlang der verschiedenen Prozesspunkte (sogenannter H₂-Schlupf) nennenswerte klimaschädliche Effekte mit sich bringen, die es daher zu minimieren gilt. Um die positiven Wirkungen einer Wasserstoffwirtschaft zur Geltung zu bringen, gilt es also, die Versorgungssicherheit kritischer Rohstoffe sicherzustellen und negative Umwelteinflüsse so weit wie möglich zu begrenzen.

Wasser als Ausgangsstoff

Die zukünftige Wasserstoffherstellung wird zu großen Teilen über die Wasserelektrolyse stattfinden. Diese verbraucht als Ausgangsstoff Wasser, das im Elektrolyseur mittels Strom in Wasserstoff und Sauerstoff auf-gespalten wird. Grundsätzlich gilt, dass alle Elektrolyseurverfahren hohe Ansprüche an die Wasserqualität haben, um eine optimale Leistung, Effizienz und Lebensdauer des Elektrolyseurs zu gewährleisten.

Besonders sauberes, mineralstoffarmes Reinstwasser benötigt beispielsweise alkalische Elektrolyseure und Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseure (PEM) die zusammen circa 90 Prozent der aktuellen elektrolytischen Erzeugungs-kapazitäten ausmachen (60 Prozent AEL und 30 Prozent PEM). Aus 10 Litern Grundwasser können circa 8 Liter Reinstwasser gewonnen werden.^[1]

Anlage zur
Wasseraufbereitung
© acatech



Wasserbedarfe für die deutsche Wasserstoffproduktion

Zur Herstellung eines Kilogramms Wasserstoff (H₂) werden circa zehn Kilogramm Reinstwasser benötigt. Dies würde für das Jahr 2030 mit Blick auf das Ausbauziel von 10 Gigawatt Elektrolyseleistung in Deutschland bedeuten, dass bei 4.000 Volllaststunden und einer Effizienz von 70 Prozent pro Elektrolyseur circa 10 Millionen Kubikmeter Süßwasser benötigt würden.^[1]

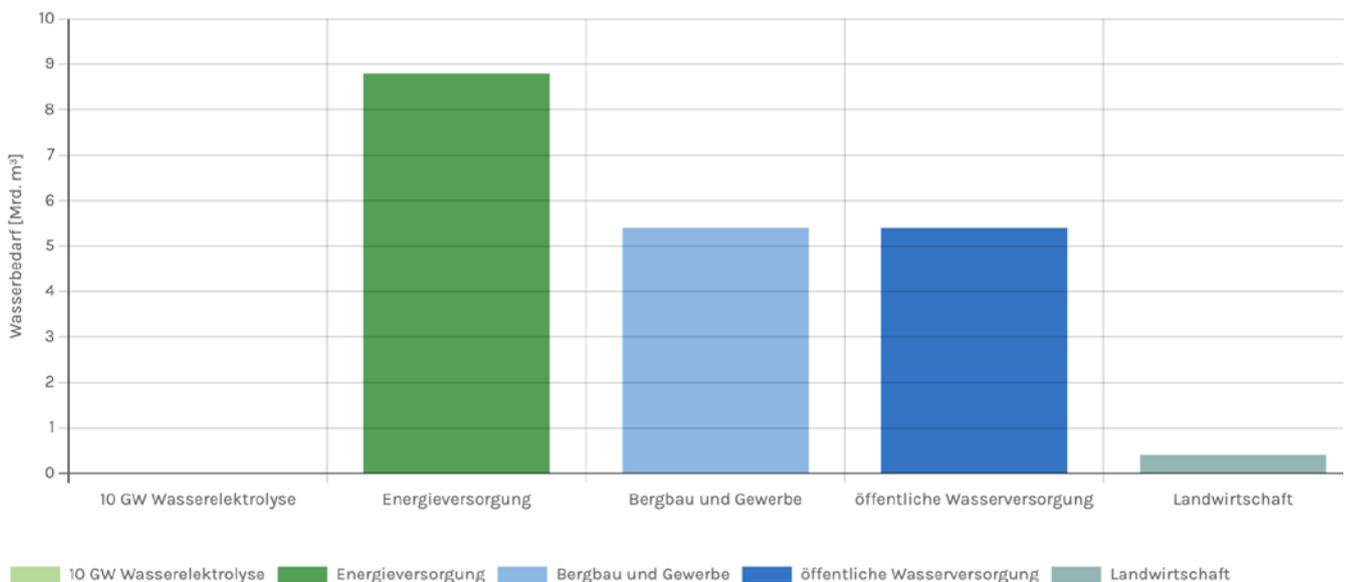
Zum Vergleich: Im Jahr 2019 wurden in Deutschland

- > für die Energieversorgung 8,8 Milliarden Kubikmeter (97 Prozent davon fließen nach Verwendung als Kühlwasser wieder dem Wasserkreislauf zu),
- > im Bergbau und Gewerbe 5,4 Milliarden Kubikmeter,
- > für die öffentliche Wasserversorgung ebenfalls 5,4 Milliarden Kubikmeter
- > und in der Landwirtschaft 0,4 Milliarden Kubikmeter Wasser benötigt.^[1]

Werden bis 2030 die angestrebten zehn Gigawatt Elektrolyseleistung aufgebaut, dann würde also der bundesweite Wasserverbrauch bei gleichbleibenden sonstigen Verbrauchswerten nur marginal höher ausfallen. Allerdings ist davon auszugehen, dass der absolute Wasserverbrauch in den nächsten Jahren durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und den damit einhergehenden Rückgang der Stromproduktion durch fossile Energieträger sinken wird, da weniger Kühlwasser für Kraftwerke benötigt wird.

Wasserverbrauch für verschiedene Anwendungen

Der Wasserbedarf für 10 GW Elektrolysekapazität beträgt bei einem Elektrolysewirkungsgrad von 70% und angenommenen 4000 Volllaststunden nur etwas mehr als ein Promille des aktuellen Wasserbedarfs der Energieversorgung und nur ungefähr ein halbes Promille des gesamten, jährlichen, nationalen Wasserbedarfs.^[1]



Nutzung von Salzwasser

Durch den erwartbaren globalen Zubau von Elektrolyseurkapazitäten, der zu großen Teilen auch in Wüstenregionen stattfinden soll, wird die Nutzung von Meerwasser bei der H₂-Produktion eine wichtige Rolle einnehmen. Da die direkte Meerwassernutzung für Elektrolyseure auf absehbare Zeit nicht möglich sein wird (die Forschung zur großskaligen Salzwasserelektrolyse befindet sich noch im Grundlagenstadium), muss das Meerwasser vor der Nutzung entsalzt und aufbereitet werden. Da mehrere Prozessschritte notwendig sind, um aus Meerwasser Reinstwasser herzustellen, liegt die Ausbeute bei circa vierzig Prozent. Dabei gelingt die Meerwasserentsalzung bereits zu Preisen von circa 0,3 US-Dollar pro Kubikmeter Meerwasser.^[3]

Meerwasser-
Entsalzungsanlage



Die dabei anfallende Sole muss möglichst umweltschonend entsorgt werden. Derzeit geschieht die Entsorgung in der Regel durch direktes Wiedereinleiten ins Meer. Die damit verbundenen Umweltschutzanforderungen sind Gegenstand aktueller Forschungsarbeit. Zudem müssten für die energieintensive Entsalzung erneuerbare Energien stark ausgebaut werden. Im Jahr 2020 wurde nur circa ein Prozent des weltweit entsalzten Wassers mithilfe erneuerbarer Energien bereitgestellt.^[8]

Rohstoffe für die Wasserelektrolyse

Ein Großteil der Wasserstoffherstellung wird zukünftig über die Wasserelektrolyse erfolgen. Die unterschiedlichen, zugrunde liegenden Elektrolyseurtechnologien benötigen unterschiedliche Rohstoffe. Neben gängigen Rohstoffen wie Aluminium, die für den Anlagenbau nötig sind, werden auch erhebliche Mengen seltener Rohstoffe gebraucht.^[5]

Silberglänzende
Erzstücke



Grundsätzlich gilt, dass bei vielen der benötigten Rohstoffe Deutschland und die Europäische Union auf Importe angewiesen sind, da diese Rohstoffe geologisch kaum oder überhaupt nicht in Europa vorhanden sind beziehungsweise nicht wirtschaftlich abgebaut werden können.

Wirtschaftlich besonders wichtige Rohstoffe mit hohem Versorgungsrisiko werden als kritische Rohstoffe bezeichnet. Die EU-Kommission bewertet aktuell dreißig Rohstoffe als kritisch.^[4] Mit dem Critical Raw Materials Act zielt die EU-Kommission auf eine sichere und nachhaltige Versorgung ab. Zu große Abhängigkeiten von einzelnen Lieferländern sollen in diesem Zuge vermieden werden.

Kritische Rohstoffe werden vor allem für den Bau von PEM-Elektrolyseuren, aber auch für neuere, noch nicht ausgereifte Technologien wie die Festoxid-Elektrolyse (SOEC) eingesetzt. Dazu gehören beispielsweise Iridium, Platin, Titan, Scandium, Nickel und Palladium.^[6] Für den Bau von 10 Gigawatt PEM-Elektrolyseuren würden beispielsweise 10 bis 20 Prozent der aktuellen jährlichen Fördermenge an Iridium benötigt.^[5] Somit wird auch das Rohstoffrecycling für die Versorgungssicherheit eine entscheidende Rolle spielen.

Klimawirkung von Wasserstoffemissionen

Wasserstoff (H₂) ist ein sehr kleines und leichtes Molekül, das bei Produktion, Transport und Nutzung leicht durch Materialien diffundieren und anschließend in die Atmosphäre entweichen kann. H₂ ist zwar selbst kein Treibhausgas, verändert aber durch chemische Reaktionen mit anderen Molekülen in der Atmosphäre die Konzentration anderer Treibhausgase wie Methan oder Ozon und hat so eine indirekte Klimawirkung.^[7]

Wolken in
der Atmosphäre



Durch diese drei Mechanismen trägt Wasserstoff indirekt zur Erderwärmung bei:^[7]

- › Hydroxylradikale (OH) in der Atmosphäre reagieren mit Wasserstoffmolekülen (H₂) und diese beiden werden zu atomarem Wasserstoff (H) und Wasserdampf (H₂O). Da OH mit dem hochwirksamen Klimagas Methan reagieren und es so abbauen kann, führt eine geringere Konzentration von OH in der Atmosphäre durch die oben genannte Reaktion von OH und H₂ zu einem verlangsamten Abbau von Methan.
- › Die Entstehung von atomarem H durch die Reaktion von OH und H₂ führt über eine chemische Reaktionskette zur Bildung des hochpotenten Treibhausgases Ozon.
- › Wasserdampf, der in der Stratosphäre durch die Reaktion von OH und H₂ entsteht, verantwortet knapp ein Drittel der Klimawirkung von H₂. Damit die Klimawirkung von Wasserstoffemissionen die herausragende Bedeutung von Wasserstoff für eine klimaneutrale Wirtschaft nicht schmälert, müssen Wasserstoffemissionen quantifiziert und minimiert werden. Bleiben die Wasserstoffemissionen im niedrigen einstelligen Prozentbereich entlang der gesamten Wertschöpfungskette (von der Erzeugung über den Transport bis hin zur Anwendung), dann ist ihr Beitrag zur globalen Erwärmung vernachlässigbar.^[7]

AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

- › H₂Mare
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2mare>
- › GreenH₂Namibia
<https://gh2namibia.com/>

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Wasserstoffzyklus

- › Aktuell sind die Stärken der einzelnen Quellen und Senken von Wasserstoff nur unzureichend bekannt, was zu großen Unsicherheiten in der Größenordnung der Klimawirkung von Wasserstoffemissionen führt. Hier braucht es mehr Forschung, um Quellen und Senken besser zu quantifizieren.
- › Welchen Einfluss hat Wasserstoff auf chemische Prozesse in der Atmosphäre und wie wirken sich diese auf die globale Erwärmung aus?

Messung von Wasserstoffemissionen

- › Wie viel H₂ geht entlang der gesamten Wertschöpfungskette verloren?
- › Wie stark weichen H₂-Emissionen unter realen Bedingungen von denen unter Laborbedingungen ab? (Faktor »Mensch«)
- › Welche Messtechnik kann kleine H₂-Verluste entlang der gesamten Wertschöpfungskette quantifizieren und lokalisieren?

Reduzierung von Wasserstoffemissionen

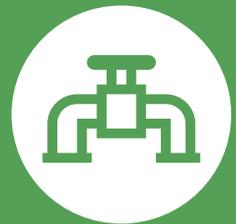
- › Entwicklung und Optimierung von Methoden zur Vermeidung von H₂-Emissionen; gegebenenfalls auch zur anschließenden H₂-Rückgewinnung
- › Material- und Technologieentwicklung zur Minimierung von H₂-Verlusten

PUBLIKATION

- › Wasserstoff-Kompass (2022): Rohstoffe für die Elektrolyseur-Produktion
https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/2022-09_Rohstoffe_Elektrolyseurproduktion.pdf

Literatur

- [1] **Saravia et al. (2023):** Genügend Wasser für die Elektrolyse – Wieviel Wasser wird für die Erzeugung von grünem Wasserstoff benötigt und gibt es ausreichende Ressourcen? Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn.
<https://www.dvgw.de/leistungen/publikationen/publikationsliste/genuegend-wasser-fuer-die-elektrolyse>
- [2] **Meftah, Mouldi Ben; Mossa, Michele (2018):** Turbulence Measurement of Vertical Dense Jets in Crossflow, Water 2018, 10 (3).
https://www.researchgate.net/figure/Schema-of-a-brine-discharge-system-at-a-desalination-plant-2_fig1_323656218
- [3] **El Kharraz, Jauad:** 05.05.2023, Grüner Wasserstoff »Entsorgung wird unglaublich wettbewerbsfähig«, Tagesspiegel Background.
<https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/entsorgung-wird-unglaublich-wettbewerbsfaehig>
- [4] **Europäische Kommission COM(2020) 474 final:** Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Critical Raw Materials Resilience: Charting a Path towards greater Security and Sustainability.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0474&from=EN>
- [5] **acatech, DECHEMA (2022):** Rohstoffe für die Elektrolyseurproduktion: Mögliche Engpässe aufgrund von Russlands Konfrontation mit dem Westen, Berlin.
https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Elektrolyseurproduktion.pdf
- [6] **Bastian et al. (2022):** Mineralische Rohstoffe für die Wasserelektrolyse, DERA Themenheft, Berlin. https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Downloads/DERA%20Themenheft-01-22.pdf;jsessionid=CEF4AF826D5E40112BEA2B4A96D3ED40.1_cid331?__blob=publicationFile&v=2
- [7] **Ocko, I. B./Hamburg, S. P.:** »Climate Consequences of Hydrogen Emissions«. In: Atmospheric Chemistry and Physics, 22: 14, 2022, S. 9349–9368.
<https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>
- [8] **Nassrullah et al. (2020):** Energy for desalination: A state-of-the-art review, Desalination, 491, 114569. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2020.114569>



Bereitstellung



WASSERSTOFF
KOMPASS



BEREITSTELLUNG

H₂-Erzeugung





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H₂-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte der Wasserstoffherzeugung

- 2 Status Quo der Wasserstoffherzeugung
- 2 Elektrolyse
- 4 Globale Elektrolyseprojekte
- 5 Elektrolyseentwicklung in Deutschland und weltweit
- 6 Rohstoffe für die Elektrolyseherstellung
- 6 Nicht elektrolysebasierte Prozesse zur Wasserstoffherzeugung

7 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- 7 Skalierung und Automatisierung
- 7 Alkalische Elektrolyse (AEL)
- 7 Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM)
- 7 Hochtemperaturelektrolyse (SOEC)
- 8 Anionen-Austausch-Membran-Elektrolyse (AEM)
- 8 Salzwasserelektrolyse
- 8 Innovatives Design von Elektrolyseuren
- 8 Methanpyrolyse
- 9 Alternative Erzeugungsmethoden
- 9 Geologischer Wasserstoff

10 Handlungsoptionen (Wasserstoff)

- 10 Alkalische Elektrolyse (AEL)
- 17 Protonen-Austausch-Membran(PEM)-Elektrolyse
- 24 Hochtemperaturelektrolyse (SOEC)
- 31 Anionen-Austausch-Membran(AEM)-Elektrolyse

36 Handlungsoptionen (andere Technologien)

- 36 Methanpyrolyse
- 41 Erdgasdampfreformierung mit CCS
- 44 Thermische Verfahren zur Wasserstoffherzeugung aus Abfällen
- 48 Solare Thermochemie
- 50 Photoinduzierte Wasserspaltung

52 Literatur

Wasserstoffherzeugung

- › Wasserelektrolyse wird zukünftig die dominierende Wasserstoffherzeugungstechnologie sein.
- › Unter den Wasserelektrolysetechnologien zeichnet sich keine Universallösung ab. Die unterschiedlichen Reifegrade der Elektrolysetechnologien erfordern weitere Entwicklungsschritte.
- › Der Elektrolyseurhochlauf startet erst. Erneuerbarer Wasserstoff wird absehbar ein knappes Gut bleiben. CO₂-armer Wasserstoff wird wahrscheinlich als Brückentechnologie für den Markthochlauf benötigt.
- › Weitere alternative Erzeugungstechnologien werden aufgrund ihres niedrigen Technologiereifegrades für den Markthochlauf eine untergeordnete Rolle spielen, aber haben vielversprechende Potenziale, wie hohe Wirkungsgrade oder geringe Strombedarfe.

Generelle Aspekte der Wasserstoffherzeugung

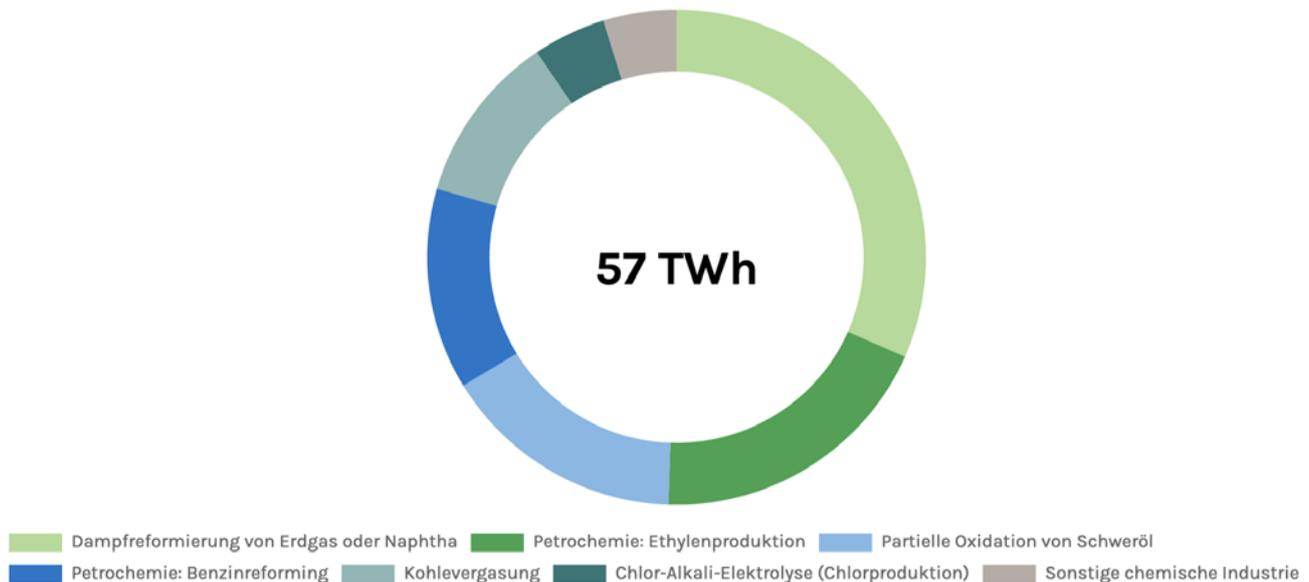
Die Nutzung fossiler Rohstoffe bei der bisherigen konventionellen Wasserstoffherzeugung verursacht hohe CO₂-Emissionen. Aufgrund des perspektivisch steigenden Wasserstoffbedarfs zur Defossilisierung von Energiesystem und Industrie gilt es somit, auch die Wasserstoffherzeugung selbst zu defossilisieren. Die (Wasser-)Elektrolyse spielt hierbei eine zentrale Rolle. Aber auch alternative Erzeugungswege, wie Pyrolysetechnologien, (solar-)thermische Verfahren oder photo-induzierte Wasserspaltung, gilt es weiter zu beforschen und zu entwickeln.

Status Quo der Wasserstofferzeugung

Aktuell beläuft sich die Wasserstoffproduktion in Deutschland auf etwa 57 Terawattstunden pro Jahr (Stand 2020 circa 1,7 Millionen Tonnen).^{[7],[9]} Die direkte Wasserstofferzeugung über Erdgasdampfreformierung, partielle Oxidation von Schweröl sowie Vergasung von Kohle macht etwa 58 Prozent der deutschen Produktion aus (circa 33,3 Terawattstunden). Zu beachten ist dabei, dass nicht reiner Wasserstoff, sondern oftmals ein Wasserstoff-Kohlenstoffmonoxid-Gemisch entsteht, auch bekannt als Synthesegas. Je nach Anwendung kann dieses Synthesegas direkt verwertet werden oder bedarf weiterer Aufreinigung. In den restlichen 42 Prozent fällt Wasserstoff als Nebenprodukt an, beispielsweise im Rahmen der Ethylenproduktion oder in Raffinerieprozessen.^[7]

Wasserstofferzeugung

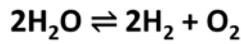
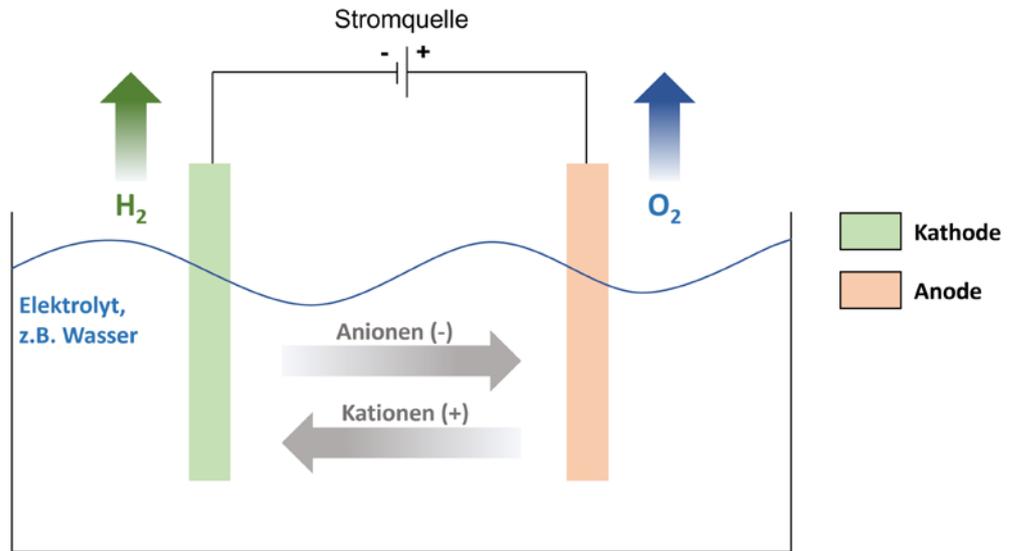
2020 wurden in Deutschland insgesamt 57 Terawattstunden Wasserstoff erzeugt.^[9]



Elektrolyse

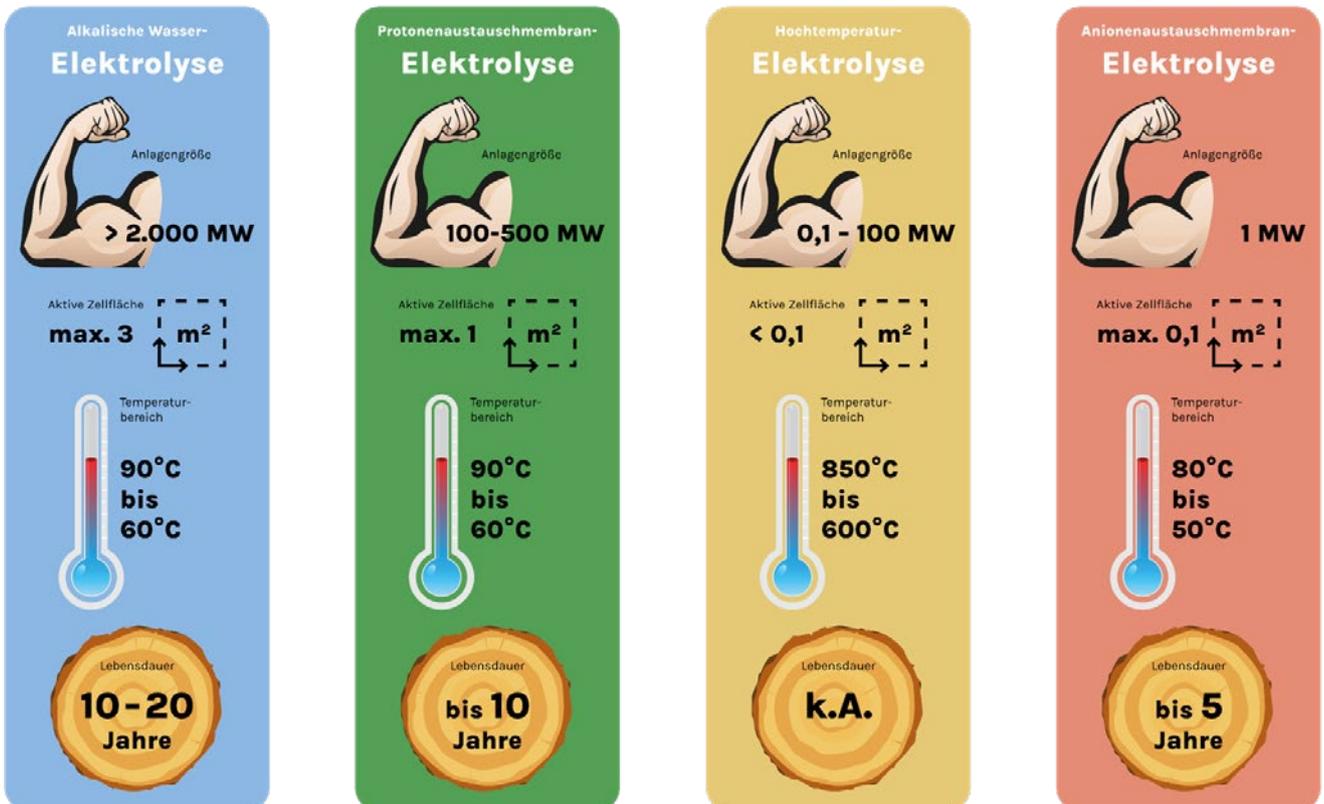
Mithilfe von Strom (Elektronen, e⁻) wird Wasser in Anionen (negativ geladene Teilchen) und Kationen (positiv geladene Teilchen) aufgespalten. Die Kationen reagieren an der Kathode zu Wasserstoff (H₂). Die Anionen reagieren an der Anode zu Sauerstoff (O₂). Die Reaktionsgleichung lautet dabei: $2 \text{H}_2\text{O} + \text{Energie} \rightleftharpoons 2 \text{H}_2 + \text{O}_2$. Die Gleichung verdeutlicht, dass Energie in Form von Strom investiert werden muss, um Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse zu gewinnen.

Der Prozess kann auch umgekehrt werden. Hierbei reagieren Wasserstoff und Sauerstoff in einer Brennstoffzelle zu Wasser, unter Freisetzung elektrischer Energie ($2 \text{H}_2 + \text{O}_2 \rightleftharpoons 2 \text{H}_2\text{O} + \text{Energie}$).



Es gibt verschiedene Technologien mit unterschiedlichen Reifegraden. Dieser Abschnitt zur Elektrolyse umfasst alle kommerziellen Elektrolysetechnologien, die in Deutschland und auch weltweit von zahlreichen Firmen industrialisiert werden. Ein Vergleich wichtiger Kenngrößen dieser Elektrolysetypen ist im Folgenden dargestellt.

Typische Betriebsparameter und Kennwerte der Elektrolyseure:

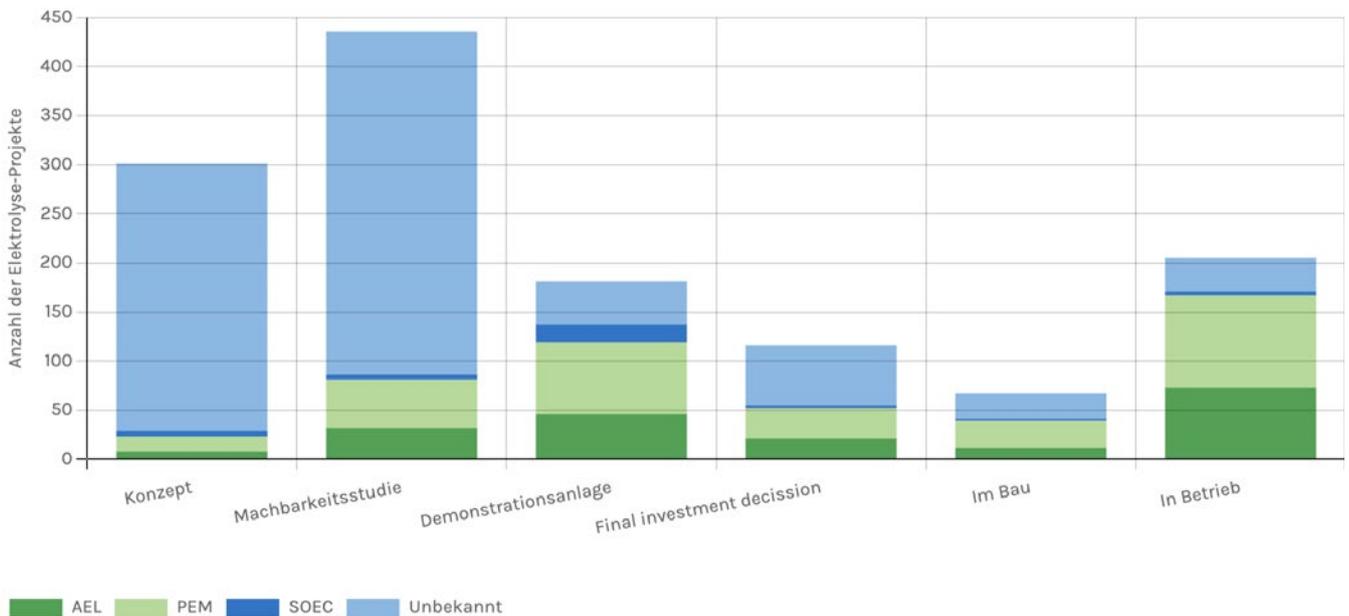


Globale Elektrolyseprojekte

Aktuell befinden sich die alkalische Elektrolyse (AEL) und auch die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (engl.: proton-exchange membrane, PEM) in einem technisch ausgereiften Zustand. Verbesserungen in den Bereichen der Dauerhaltbarkeit, der Skalierung und Industrialisierung werden durch wissenschaftliche Forschung und industrielle Weiterentwicklung vorangetrieben. Der Gigawatt- (bei AEL) beziehungsweise der Megawattmaßstab (bei PEM) scheint mit diesen Technologien in naher Zukunft erreichbar zu sein. Die Hochtemperaturelektrolyse (auch Festoxid-Elektrolyse oder Solid Oxid Electrolysis Cell, SOEC) wird global von wenigen Herstellern entwickelt und bietet unter den richtigen Rahmenbedingungen (Nutzung der prozessbedingten Abwärme von mehr als 180 Grad Celsius) einen relevanten Wirkungsgradvorsprung. Gleichwohl erscheinen die Industrialisierung und vor allem auch die Skalierung über den Kilowattbereich hinaus anspruchsvoll. Die Entwicklung der Anionen-Austausch-Membran-Elektrolyse (engl.: Anion Exchange Membrane, AEM) wird bisher nur von wenigen Firmen verfolgt. Dennoch ist das Interesse an der Industrialisierung dieser Technologie sehr stark gestiegen. Zahlreiche neue Forschungsprojekte zur Industrialisierung der AEM belegen diesen Trend. Dem Bereich der Grundlagenforschung wird die Salzwasserelektrolyse zugeschrieben, durch welche die Aufreinigung des Wassers vor der Elektrolyse entfallen könnte.

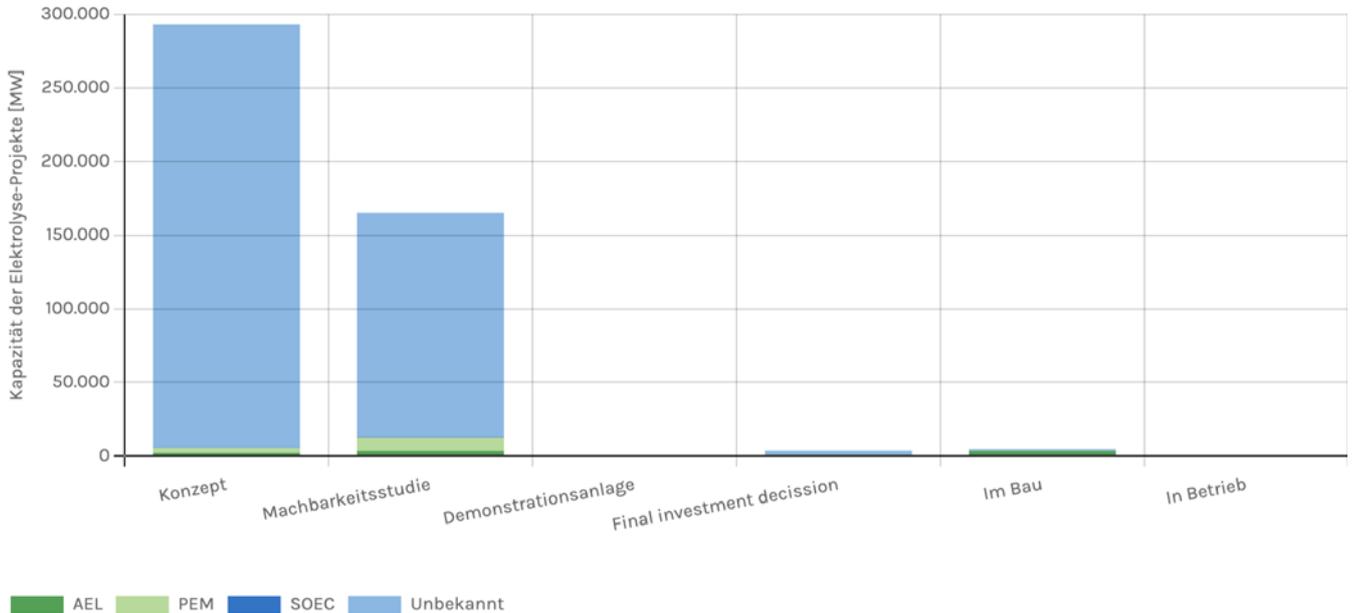
Elektrolyse-Projekte

Anzahl der globalen Elektrolyse-Projekte nach Elektrolyse-Typ, Daten aus IEA 2022^[10]



Elektrolyse-Projekte

Globale Kapazität der Elektrolyse-Projekte in Megawatt elektrische Leistung nach Elektrolyse-Typ, Daten aus IEA 2022^[10]



Elektrolyseentwicklung in Deutschland und weltweit

Zahlreiche deutsche Unternehmen industrialisieren aktuell die Erzeugung erneuerbaren und CO₂-armen Wasserstoffs mittels Elektrolyse. Die in Deutschland entwickelten Elektrolyseure können als Premiumexportprodukt fungieren. Der heimische Elektrolyseurmarkt wird von den deutschen Herstellern mehrheitlich als Testfeld gesehen. Projekte dienen vor allem der Demonstration der Leistungsfähigkeit der Anlagen, aber auch der Datensammlung und der Sicherung des Know-hows.

Aktuell sind Elektrolyseprojekte in Deutschland noch nicht wirtschaftlich. Aufgrund der hohen Investitionen sind staatliche Förderungen notwendig. Ein Treiber der Elektrolyseurherstellungskosten sind notwendige metallische Rohstoffe wie Platin oder Kobalt. Beim Betrieb der Elektrolyseure spielt vor allem der Strompreis eine entscheidende Rolle.

Eine besondere Rolle als Keimzellen für die Hochskalierung der Wasserstoffproduktion werden Elektrolyseprojekte in der Chemie, Petrochemie und Stahlindustrie spielen. Aber auch Insellösungen in anderen Industriezweigen und Tankstellen stellen einen ersten Elektrolyseurmarkt in Deutschland dar.

Perspektivisch, bis 2030, ist mit einer Verschiebung der Elektrolyseurinstallationen in Regionen mit hohem Erneuerbare-Energien-Potenzial zu rechnen. Noch vor 2030 wird der Gigawattmaßstab auf internationaler Ebene zur Normalität werden.

Aus ökonomischen Effizienzgründen könnte diese Entwicklung längerfristig auch wieder zu einem Rückgang der Elektrolysekapazitäten in Deutschland führen. Die Wasserstoffversorgung würde dann gegebenenfalls nahezu vollständig aus dem Ausland erfolgen.^[38]

Mit seinem sich abzeichnenden enormen Bedarf an erneuerbarem H₂ sticht der chinesische Markt im weltweiten Vergleich hervor. Gleichwohl wird der Zugang zum chinesischen Markt für deutsche Elektrolyseurhersteller als schwierig bewertet.

Rohstoffe für die Elektrolyseurherstellung

Aktuell wird die Verfügbarkeit metallbasierter Rohstoffe zum Bau von Elektrolyseuren als gut bewertet.^{[3][13]}

Im Zeithorizont bis 2030 kann ein Mangel an Iridium entstehen, bedingt vor allem durch den Einstieg der Grundstoffindustrie im Gigawattmaßstab. Dies betrifft vor allem die PEM-Elektrolyse und berücksichtigt bereits eine technologische Weiterentwicklung, die die Iridium- und Platinbeladungen der Elektroden mittel- bis lang-fristig um eine Größenordnung sinken lassen. Das Recycling und auch das Refurbishment (Aufarbeitung spezifischer Stack-Komponenten) werden seitens der Elektrolysehersteller berücksichtigt.

Die Auswirkungen eines EU-weiten potenziellen Verbots der per- und polyfluorierten Chemikalien (PFAS) sind für die Hersteller der PEM-Elektrolyse relevant. Zu den heute in der PEM-Elektrolyse eingesetzten PFAS-Membranen gibt es aktuell und in naher Zukunft keine langzeitstabile Alternative.^[15] Für die anderen Technologien spielen PFAS-basierte Membranen keine Rolle. Für Dichtungen werden PFAS bei allen Elektrolyse-technologien verwendet. Zu beachten gilt, dass kein globales PFAS-Verbot im Raum steht. Dies würde bei einem EU-weiten Verbot erhebliche Wettbewerbsnachteile für europäische Unternehmen nach sich ziehen.

Nicht elektrolysebasierte Prozesse zur Wasserstofferzeugung

Neben elektrolytischen Prozessen gibt es auch eine Reihe anderer Technologien und Prozesse, über die eine erneuerbare beziehungsweise CO₂-arme Wasserstofferzeugung möglich ist:

- > Erdgasdampfreformierung inklusive CO₂-Abscheidung
- > Methanpyrolyse
- > Thermische Verfahren zur Wasserstofferzeugung aus Abfällen
- > Solare Thermochemie
- > Photoinduzierte Wasserspaltung

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Skalierung und Automatisierung

- › Um eine Reduktion der Herstellungskosten von Elektrolyseuren zu erreichen, ist es elementar, dass sowohl eine Skalierung als auch eine Automatisierung der Produktion verwirklicht wird.

Alkalische Elektrolyse (AEL)

- › Ein Entwicklungsfokus ist die Kostenreduzierung des Diaphragmas und der Beschichtung (Coating).

Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM)

- › Eine Senkung des Iridium-Anteils wird benötigt, um die Kosten für PEM weiter reduzieren zu können.
- › Zu den heute in der PEM eingesetzten PFAS-Membranen gibt es aktuell und in naher Zukunft keine langzeitstabile Alternative. Der Forschung und Entwicklung an PFAS-freien Alternativen kommt damit eine hohe Relevanz zu.

Hochtemperaturelektrolyse (SOEC)

- › Die SOEC weist aktive Zellflächen im Bereich von 0,1 Quadratmeter auf. Eine Vergrößerung dieser Zellflächen ist daher ein wichtiger F&E-Bedarf.
- › In der SOEC werden seltene Rohstoffe wie beispielsweise Scandium oder Yttrium verwendet. Eine Reduktion dieser Rohstoffe oder die Suche nach Alternativen könnten daher in Zukunft einen relevanten F&E-Bedarf darstellen.
- › Die P-SOEC verwendet protonenleitende Membranen und kann bei niedrigeren Temperaturen als die »klassische« SOEC betrieben werden (500 versus 800 Grad Celsius). Dieses niedrigere Temperaturniveau bringt Vorteile für das Dichtungssystem mit sich. Gleichwohl sind für die P-SOEC noch die Wirtschaftlichkeit und vor allem die Lebensdauer zu verbessern.

Anionen-Austausch-Membran-Elektrolyse (AEM)

- › Es gilt, die Lebensdauer insbesondere im Vergleich mit den anderen Technologiearten weiter zu steigern.
- › Zellflächen: Die AEM weist aktive Zellflächen in der Größenordnung kleiner 0,1 Quadratmeter auf. Eine Vergrößerung dieser Zellflächen ist daher ein wichtiger F&E-Bedarf.

Salzwasserelektrolyse

- › Durch den Einsatz einer Salzwasserelektrolyse könnte die energieintensive Aufreinigung von Wasser für den Elektrolyseurbetrieb vermieden werden. Die Salzwasserelektrolyse wird aktuell eher der Grundlagenforschung zugeschrieben, sodass hier weitere F&E-Tätigkeiten benötigt werden, bevor ein großskaliger Einsatz erfolgen kann.

Innovatives Design von Elektrolyseuren

- › Beim konventionellen Elektrolyseverfahren gibt es grundsätzliche Effekte, die die Effizienz begrenzen.
- › So wird beispielsweise die Bildung von Gasblasen in einem flüssigen Medium erschwert, und die Reaktion zur Bildung von Sauerstoff ist schwieriger und langsamer als die Bildung von Wasserstoff. Solche Effekte erfordern derzeit eine höhere Überspannung, was einen höheren elektrischen Energieeinsatz für die gleiche Menge an produziertem Wasserstoff bedeutet.
- › Innovative Lösungen im Elektrolyseurdesign, wie eine Trennung der Einzelreaktionen ^[56] oder membranfreie Ansätze ^[57] könnten hier Abhilfe schaffen.

Methanpyrolyse

- › Die Methanpyrolyse steht aktuell noch nicht in industrieller Größenordnung zur Verfügung. Daher gilt es, die Technologie hochzuskalieren und im ersten Schritt in den entsprechenden Demonstrationsmaßstab zu überführen.
- › Es gilt Fragen rund um die Integration der Methanpyrolyse in Prozessketten zu klären.
- › Es muss einen sicheren und dauerhaften Umgang mit dem anfallenden Kohlenstoff etabliert werden, um zu verhindern, dass CO₂-Emissionen bei der Nutzung des Kohlenstoffs anfallen.
- › Wasserstoff kann bisher nur auf atmosphärischem Druckniveau erzeugt werden. Ein F&E-Bedarf könnte daher sein, die Erzeugung von Wasserstoff unter Prozessdruckbedingung zu erreichen. Dies würde dazu führen, eine anschließende Gaskompression zu vermeiden.

Alternative Erzeugungsmethoden

- › Um der Transport von Abfällen zu vermeiden, sollen thermische Verfahren Anlage zur H₂-Erzeugung eher dezentral und dementsprechend auf kleinen Maßstab sein, aber trotzdem effizienter werden. Thermische Verfahren erfordern zurzeit eine konstante eingehende Abfallzusammensetzung; eine höhere Toleranz gegenüber Schwankungen der Zusammensetzung muss erforscht werden.
- › Solar thermochemische Verfahren müssen hochskaliert und die Wirkungsgrade deutlich erhöht werden, um wirtschaftlich agieren zu können. Weitere Materialien, die auch unter schwierigen Bedingungen effizient arbeiten, müssen entwickelt werden.
- › Für photo-induzierte Wasserspaltung müssen die entsprechenden Zellen größer und die Lebensdauer länger werden. Es ist auch theoretisch möglich Katalysatoren mit kostengünstigen, reichlich vorhandenen Materialien zu entwickeln, dies ist aber mit weiteren FuE-Aktivitäten verbunden.

Geologischer Wasserstoff

- › Wasserstoff kann auch in natürlichen Lagerstätten vorkommen (und wird dann »weißer H₂« genannt). Die Entstehung solcher Vorkommen sollte weiter untersucht werden.
- › Einige geologische Formationen haben die Eigenschaft, Wasserstoff auf natürliche Weise durch Redoxreaktion zwischen dem in ihren Mineralien enthaltenen Eisen und vorhandenem Wasser zu erzeugen.^[23] Dies könnte eventuell auch künstlich herbeigeführt werden.

AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

- › H2Giga
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2giga>
- › Refhyne
<https://www.refhyne.eu/de/homepage-2/>
- › Reallabore und IPCEI Projekte

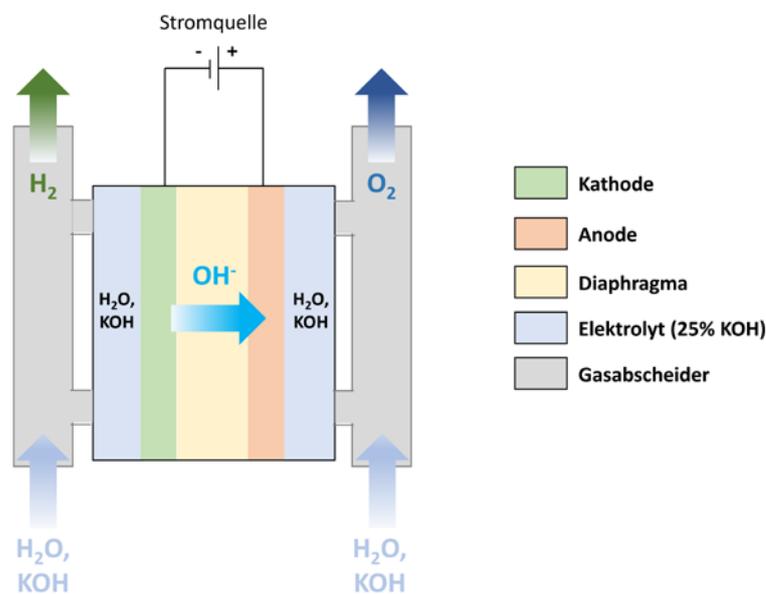
PUBLIKATIONEN

- › Wasserstoff-Kompass (2022): Rohstoffe für die Elektrolyseur-Produktion.
https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/2022-09_Rohstoffe_Elektrolyseurproduktion.pdf
- › Elektrolysemonitor
<https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor>

Handlungsoptionen Wasserstoff

Alkalische Elektrolyse (AEL)

In der alkalischen Elektrolyse (AEL) werden Wasser (H₂O) und Kaliumhydroxid (KOH) zu einer 25-prozentigen Kalilauge gemischt, welche als Elektrolyt dient. Diese zirkuliert im ganzen System. Die beiden Halbzellen werden durch eine permeable Membran – das Diaphragma – getrennt. Zwischen den beiden Metallelektroden (edelmetallfrei, beispielsweise aus Nickel) wird eine Spannung angelegt. Dadurch wird Wasserstoff an der Kathode erzeugt (Kathodenreaktion: $4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightleftharpoons 2\text{H}_2 + 4\text{OH}^-$) und über den Gasabscheider (Kathodenseite) freigesetzt. Das parallel entstandene Hydroxid-Ion (Ladungsträger der AEL) wandert durch das Diaphragma zur Anode. Dort wird Sauerstoff erzeugt und über den anodischen Gasabscheider freigesetzt (Anodenreaktion: $4\text{OH}^- \rightleftharpoons \text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$).



Voraussetzungen

- > Die Verfügbarkeit von entsalztem Wasser ist elementar für die AEL.
- > Es müssen ausreichende Mengen erneuerbaren Stroms verfügbar sein.
- > Die entsprechende Infrastruktur, etwa Netzkopplungspunkte, muss gegeben sein.
- > Die Herstellung der Stacks sollte zukünftig automatisiert erfolgen.

Vorteile

- › Die AEL ist eine etablierte Technologie.
- › Die AEL hat einen geringeren Edelmetallanteil als andere Elektrolyseurarten.
- › Eine hohe Langzeitstabilität ist gegeben.
- › Die AEL weist verhältnismäßig niedrige Investitionskosten auf.
- › Die AEL erzielt hohe Umwandlungswirkungsgrade (65 Prozent).
- › Einige Hersteller werden in den nächsten Jahren die Produktionskapazität von 1 bis 5 Gigawatt pro Jahr erreichen.

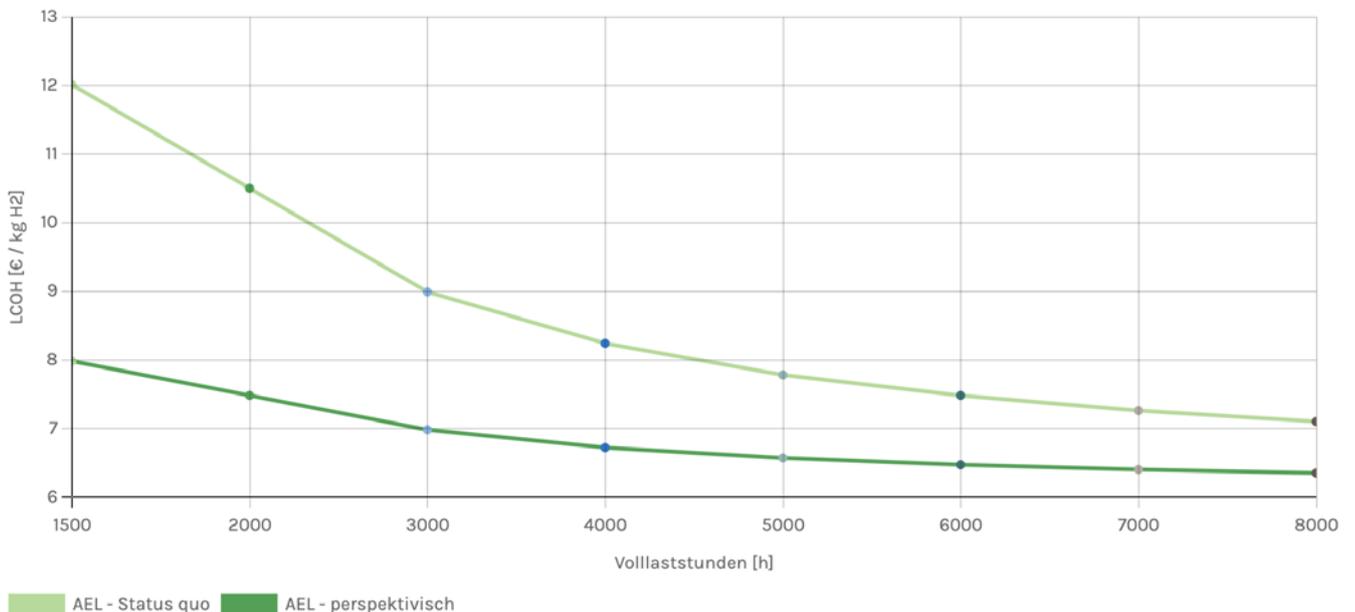
Die AEL weist im Vergleich der Elektrolysetechnologien bisher die größten Zellflächen auf (aktive Zellfläche von etwa drei Quadratmetern). Diese Zellfläche lässt sich jedoch ökonomisch nicht weiter sinnvoll steigern. Damit ist das Potenzial zur Steigerung der Zellfläche ausgeschöpft.

Nachteile

- › Die alkalische Elektrolyse kann nicht flexibel an- und abgefahren werden (weniger als 1 Prozent Laständerung pro Sekunde^[10]).
- › Ohne aufwendige Nachbereitung (beispielsweise Gasaufbereitung oder Trocknung) kann nicht die gewünscht Wasserstoffreinheit von 99,999 Prozent erreicht werden.^[21]
- › Es wird eine hochprozentige Kalilauge (25 Prozent) benötigt.

LCOH der AEL

Berechnet nach ^[37] unter Berücksichtigung durchschnittlicher aktueller und zukünftiger Stackkosten, Stromkosten von 10 Cent pro Kilowattstunde, Pre-Investment-Kosten von 15% der CAPEX, einem Operating und Maintenance Anteil von 5% der CAPEX sowie einem Diskontierungsfaktor von 8%.



Ökonomische Aspekte

Aktuelle Stackkosten werden mit 1.000 bis 1.400 Euro pro Kilowatt beziffert.^[14] Unter Beachtung der Systemgrenzen erscheinen reduzierte Investitionskosten von 300 bis 500 Euro je Kilowatt bis 2030 realistisch.^{[3][8]}

Der Elektrolyse-Stack ist nicht der primäre Kostentreiber. Die Infrastruktur- und Balance of plant (BOP)-Kosten (Pumpen, Ventile, Rohre, Netzanschluß usw.) tragen einen erheblichen Teil zu den Investitionskosten (CAPEX) bei. Die Betriebskosten (OPEX) werden größtenteils durch die Stromkosten bestimmt. Beispielhaft dargestellt ist die Entwicklung der Wasserstofferzeugungskosten (Levelized cost of hydrogen, LCOH) abhängig von den Volllaststunden für die AEL mit den aktuellen und zukünftigen durchschnittlichen Stack-Kosten von 1.200 Euro beziehungsweise 400 Euro pro Kilowatt.

Versorgungssicherheit

Durch die nicht fossile Wasserstofferzeugung kann die AEL dazu beitragen, die Abhängigkeit von Erdgas zu reduzieren.

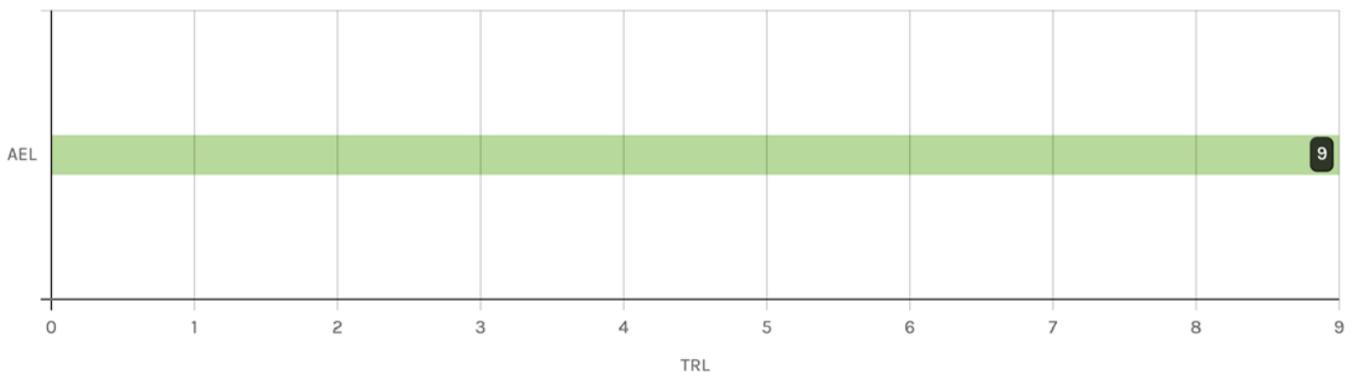
Akteur*innen

> AEL-Hersteller

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

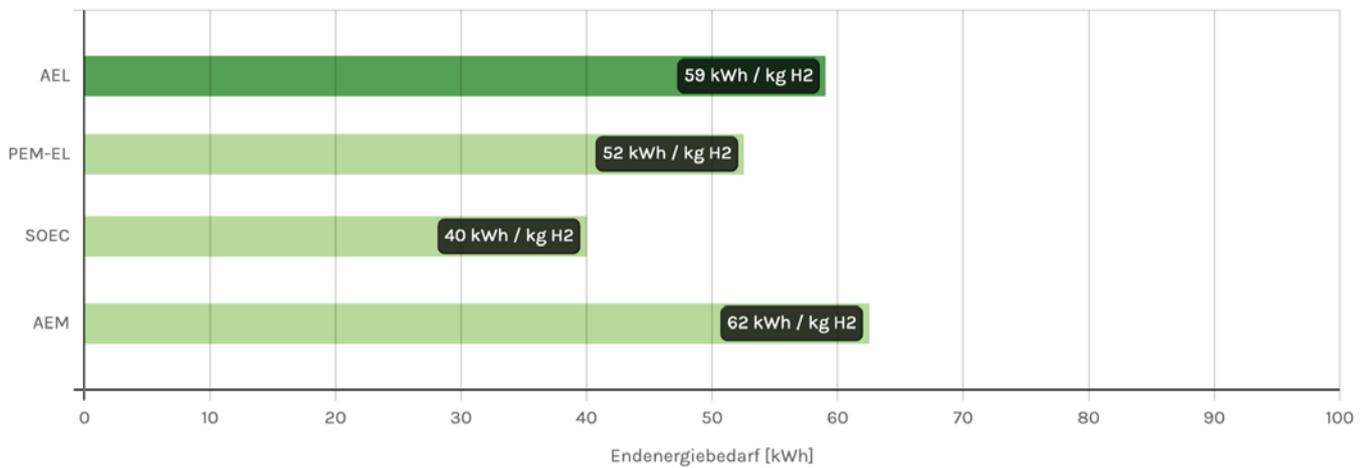
Der Technologiereifegrad für die alkalische Elektrolyse beträgt 9.



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf

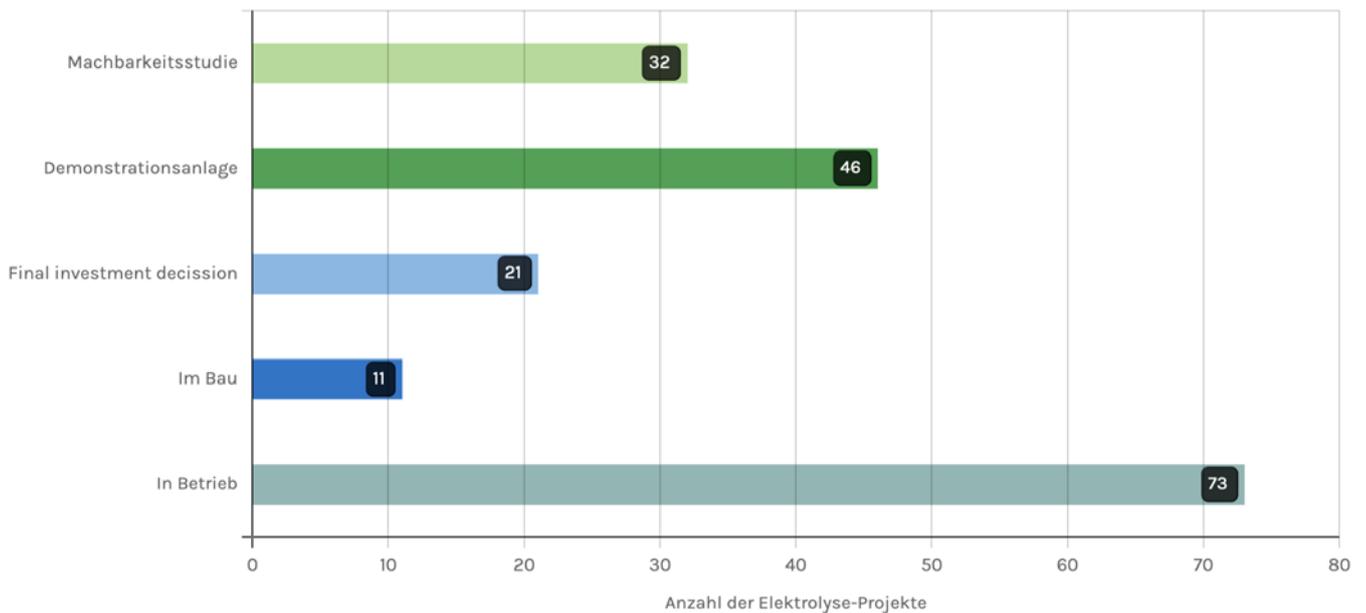
Um 1 Kilogramm Wasserstoff über die alkalische Elektrolyse zu erzeugen, sind 59 Kilowattstunden elektrische Energie notwendig.



Anzahl der Projekte nach Projektstatus

Alkalische Elektrolyse

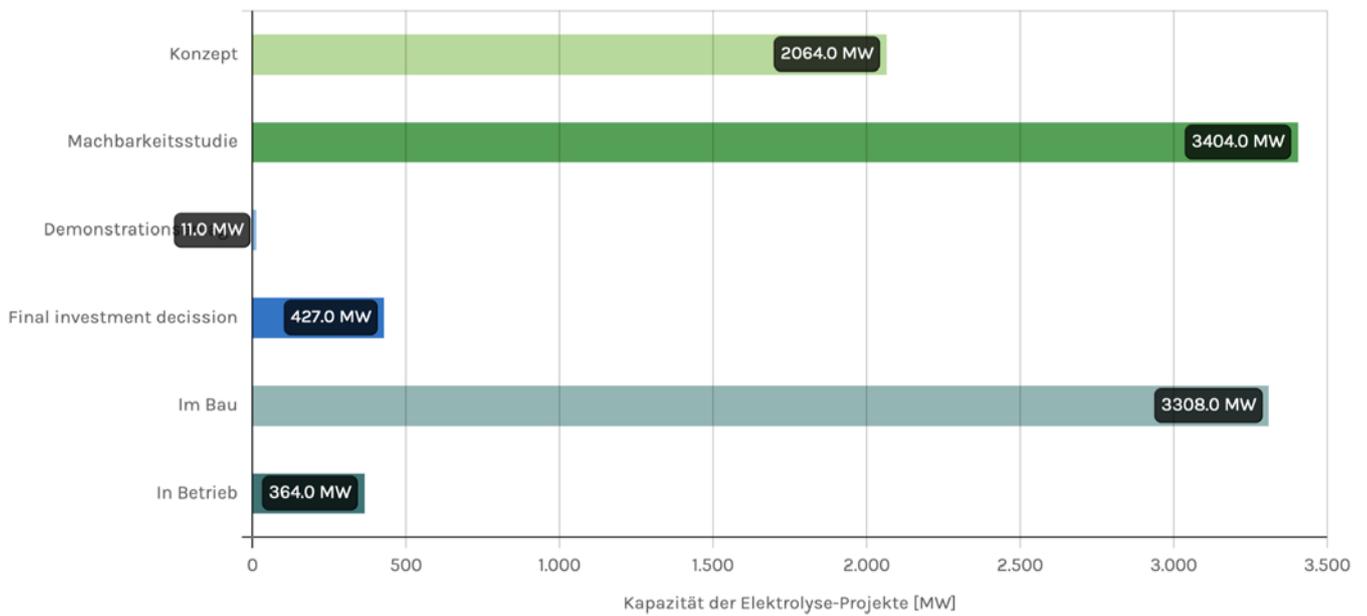
Anzahl der alkalischen Elektrolyse-Projekte, Daten aus IEA 2022^[10]



Elektrolysekapazität nach Projektstatus

Alkalische Elektrolyse

Kapazität der alkalischen Elektrolyse-Projekte in Megawatt elektrische Leistung, Daten aus IEA 2022^[10]

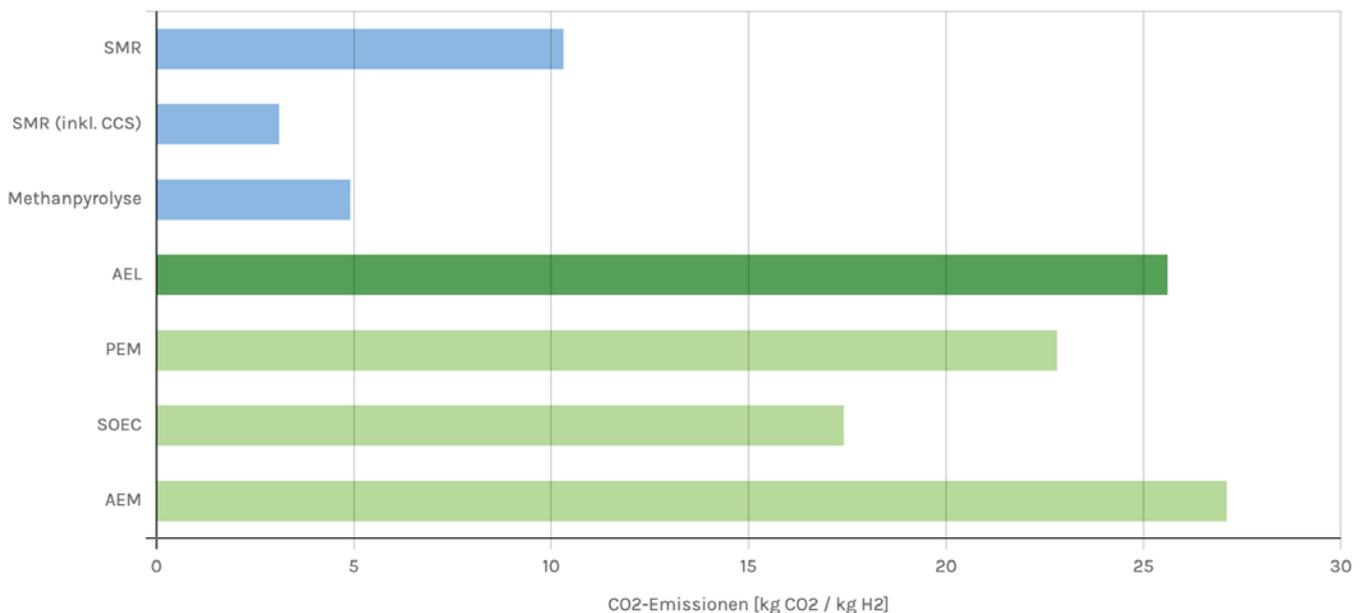


Treibhausgasemissionen

Unter Berücksichtigung der Emissionen des aktuellen Strommixes (434 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom)^[36] belaufen sich die Emissionen der Wasserstoffherzeugung der AEL auf etwa 25,6 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff. Zum Vergleich, die Wasserstoffherzeugung über Erdgasdampfreformierung verursacht etwa 10,3 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff.

Treibhausgasemissionen pro Kilogramm Wasserstoff bei Nutzung des deutschen Strommixes

Unter Berücksichtigung der Emissionen des aktuellen Strommixes (434 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom)^[36] belaufen sich die Emissionen der Wasserstoffherzeugung der AEL auf etwa 25,6 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff. Zum Vergleich, die Wasserstoffherzeugung über Erdgasdampfreformierung verursacht etwa 10,3 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff.



Ein Break-even Point für die AEL gegenüber der Erdgasdampfreformierung würde sich bei einem CO₂-Fußabdruck von etwa 175 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom einstellen. Somit könnte durch den Einsatz von erneuerbaren Stromquellen eine deutliche THG-Minderung bei der Wasserstoffherzeugung über die AEL erzielt werden.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> H2Giga

<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2giga>

> Carbon2Chem®

<https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/carbon2chem.php>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringering

Noch haben viele angekündigte Elektrolyseprojekte nicht die finale Investitionsentscheidung erreicht. Denn es bestehen erhebliche Risiken unter anderem aufgrund hoher Erzeugungskosten und fehlender Infrastruktur. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringering führen.

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Durch Elektrolyse erzeugter H₂ ist noch nicht wettbewerbsfähig. Folglich fehlen verlässliche Abnehmer. Staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann das Entstehen eines Absatzmarkts für Elektrolysewasserstoff unterstützen.

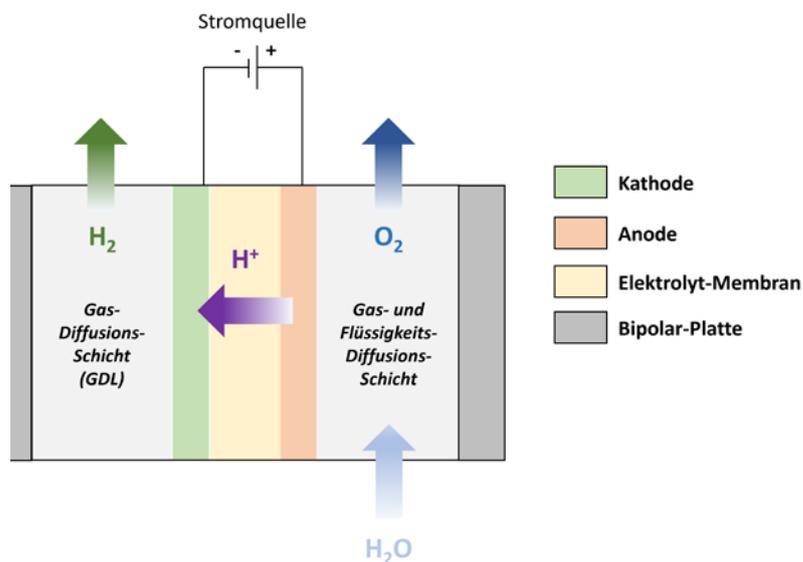
MASSNAHME

> Zusammenarbeit auf EU-Ebene

Bedeutsam für die Attraktivität elektrolytisch erzeugten H₂ sind Politik- und Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene wie die Anrechenbarkeit von mit erneuerbarem Strom produzierten H₂ im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II). Ergebnis Innereuropäische Abstimmung (SRC) ist auch Einrichtung einer Europäischen Wasserstoffbank zur Beschleunigung der EU-internen Wasserstoffproduktion.

Protonen-Austausch-Membran(PEM)-Elektrolyse

Die Protonen-Austausch-Membran (PEM)-Wasserelektrolyse ist neben der alkalischen Elektrolyse (AEL) die zweite Säule der industriell hergestellten Elektrolyseure, die einen entscheidenden Beitrag zur Wasserstoffherzeugung darstellt. Im Gegensatz zur AEL wird ein saures Medium verwendet. Daher müssen korrosionsbeständige Edelmetallelektroden verwendet werden.



Auf der Anodenseite wird Wasser zugeführt. Durch das Anlegen einer Spannung wird Wasser an der Anode zersetzt (Anodenreaktion: $2 \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{O}_2 + 4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^-$). Der entstehende Sauerstoff wird über die Gas- und Flüssigkeits-Diffusion-Schicht freigesetzt. Die Wasserstoffprotonen (H^+) wandern durch die Elektrolytmembran zur Kathode. Die Protonen sind damit der Ladungsträger der PEM. An der Kathode erfolgt die Reduktion der Protonen zu Wasserstoff ($4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^- \rightleftharpoons 2 \text{H}_2$). Der erzeugte Wasserstoff wird über die Gasdiffusionsschicht freigesetzt.

Einige Großprojekte (Green Steel) in der Größenordnung 500 bis 1.000 Megawatt sind in der Planung.

Voraussetzungen

- › Iridium für die Elektrodenbeschichtungen muss vorhanden sein.
- › Die Verfügbarkeit von entsalztem Wasser ist elementar für die PEM-Elektrolyse.
- › Es müssen ausreichende Mengen erneuerbaren Stroms verfügbar sein.
- › Die entsprechende Infrastruktur, wie zum Beispiel Netzkopplungspunkte, muss gegeben sein.
- › Die Stack-Herstellung muss automatisiert werden.

Vorteile

- › Die PEM-Elektrolyse verfügt über ein gutes Lastwechselverfahren, sodass Anlagen schnell auf schwankende Strommengen reagieren können. Sie kann somit stromnetzdienlich eingesetzt werden.
- › Ein Betrieb in Teillast ist möglich.
- › Einige Hersteller werden in den nächsten Jahren die Produktionskapazität von einem Gigawatt pro Jahr erreichen. Eine Skalierung hilft die Kosten zu senken.
- › Nach der AEL weist die PEM die größten aktiven Zellflächen auf (rund ein Quadratmeter). Allerdings sind die aktuellen Stromdichten (1,5 bis 2 Ampere pro Quadratzentimeter) sowie die aktiven Zellflächen unter Berücksichtigung der Transportinfrastrukturen kaum noch ökonomisch sinnvoll steigerbar. Damit ist das Potenzial zur Steigerung ausgeschöpft.

Nachteile

- › Die Langzeitstabilität liegt aktuell unter zehn Jahren.
- › Die PEM-Elektrolyse hat einen hohen, kostenintensiven Edelmetallanteil.

Folgen

- › Eine Ausweitung der PEM-Wasserelektrolyse könnte durch eine begrenzte Verfügbarkeit von Iridium limitiert werden. Daher wird die Wiederverwendung von Stack-Komponenten, zum Beispiel der Katalysatoren, eine entscheidende Rolle spielen. Es ist angedacht, die Stack-Plattform für einen zweiten Anlagenzyklus zu überarbeiten.

Ökonomische Aspekte

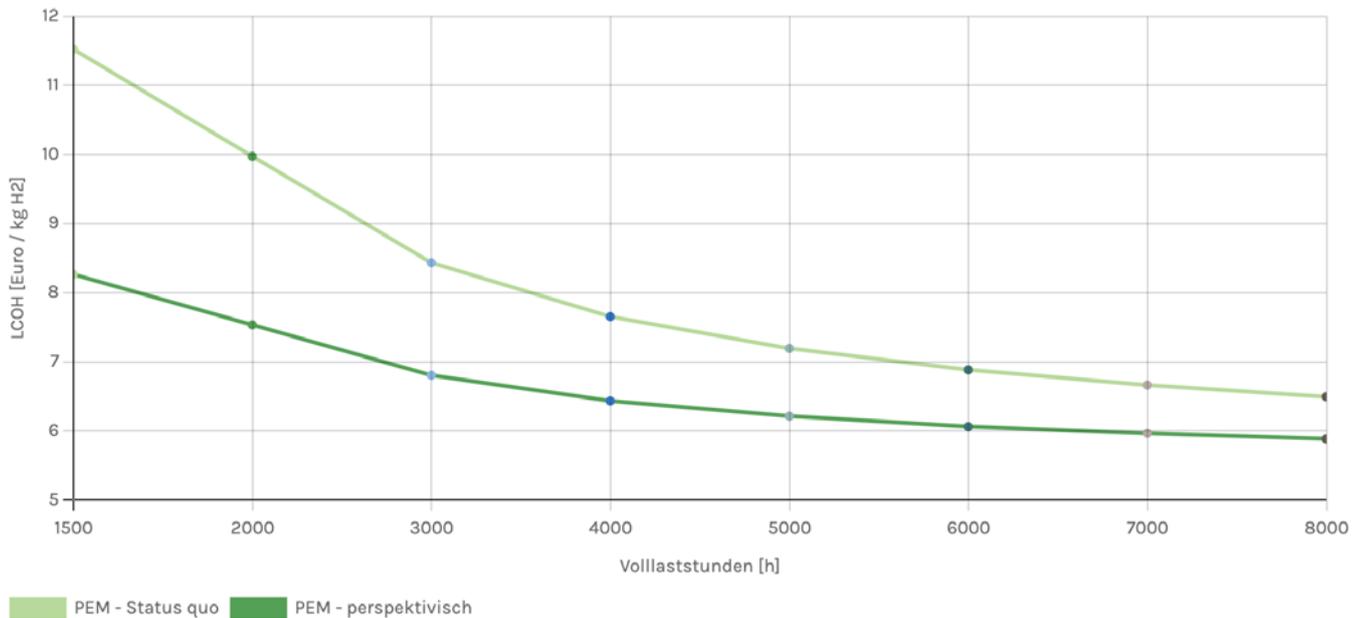
Aktuell belaufen sich die Investitionskosten (CAPEX) auf über 1.000 Euro pro Kilowatt (1.000 bis 1.750 Euro pro Kilowatt) ^{[3][8][14]} Perspektivisch werden diese Kosten auf 500 bis 800 Euro pro Kilowatt bis 2030 sinken. ^{[3][8]}

Der Elektrolyse-Stack ist nicht der primäre Kostentreiber. Die Infrastruktur- und Balance-of-plant(BOP)-Kosten (Pumpen, Ventile, Rohre, Netzanschluß usw.) tragen einen erheblichen Teil zu den CAPEX bei. Die Betriebskosten (OPEX) werden größtenteils durch die Stromkosten bestimmt.

Beispielhaft dargestellt ist die Entwicklung der Wasserstofferzeugungskosten (abhängig von den Volllaststunden für die PEM mit den aktuellen und zukünftigen durchschnittlichen Stack-Kosten von 1.375 Euro beziehungsweise 650 Euro pro Kilowatt).

LCOH der PEM

Berechnet nach ^[37] unter Berücksichtigung durchschnittlicher aktueller und zukünftiger Stackkosten, Stromkosten von 10 Cent, Pre-Investment-Kosten von 15% der CAPEX, einem Operating und Maintenance Anteil von 5% der CAPEX sowie einem Diskontierungsfaktor von 8%.



Versorgungssicherheit

Durch die nicht fossile Wasserstofferzeugung kann die PEM-Elektrolyse dazu beitragen, die Abhängigkeit von Erdgas zu reduzieren (Stichwort: Resilienz).

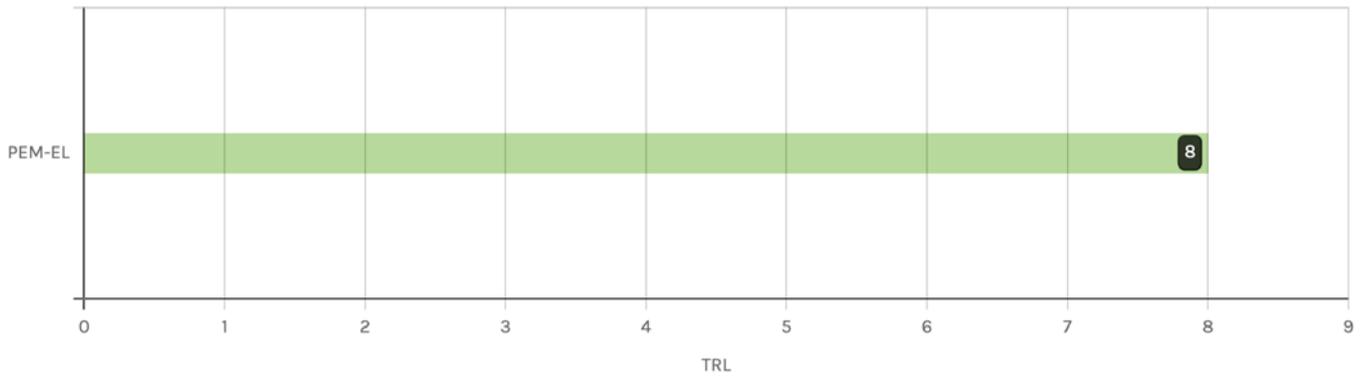
Akteur*innen

> PEM-Hersteller

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

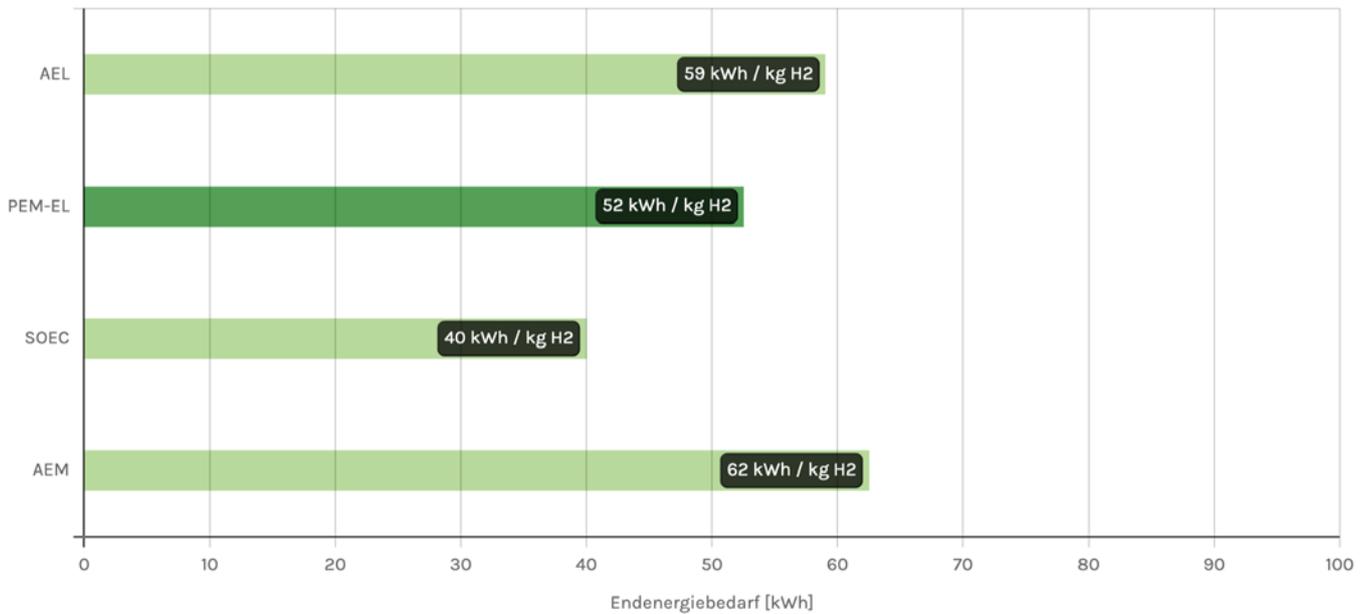
Der aktuelle Technologiereifegrad für die PEM-Elektrolyse beträgt 8. Automatisierte Produktionsanlagen befinden sich noch im Aufbau. Mit einem TRL von 9 wird bis 2025 gerechnet.



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf

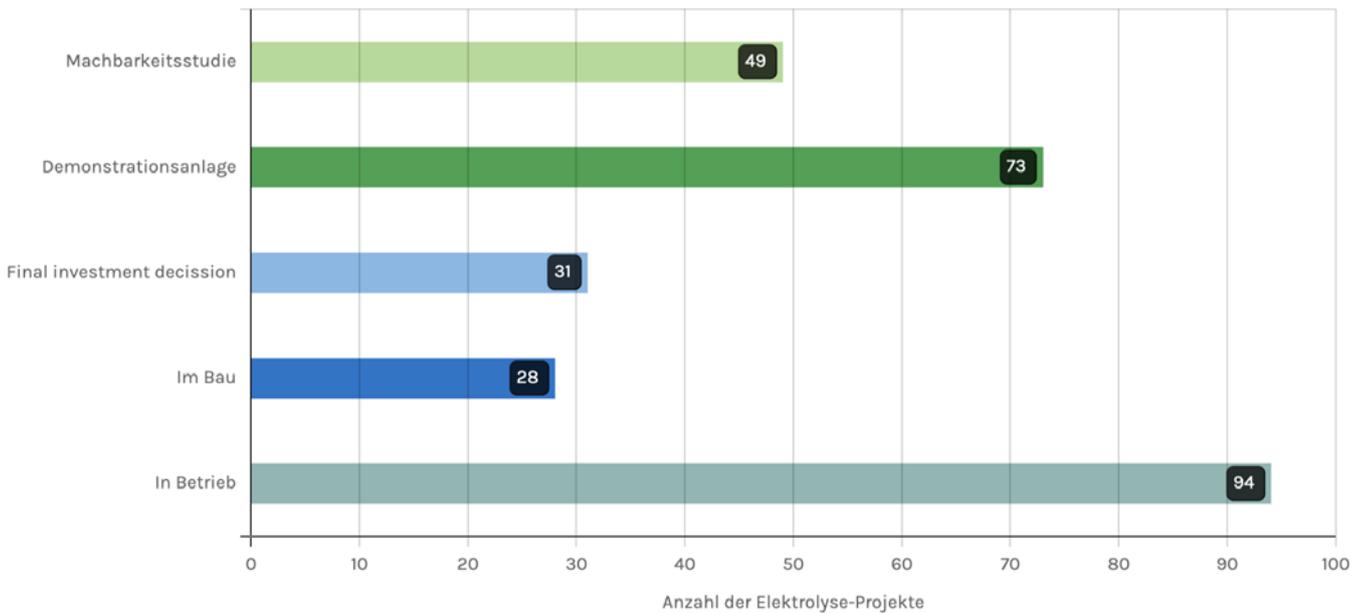
Um 1 Kilogramm Wasserstoff über die PEM-Elektrolyse zu erzeugen, sind 52,5 Kilowattstunden elektrische Energie notwendig.^[4]



Anzahl der Projekte nach Projektstatus

PEM-Elektrolyse

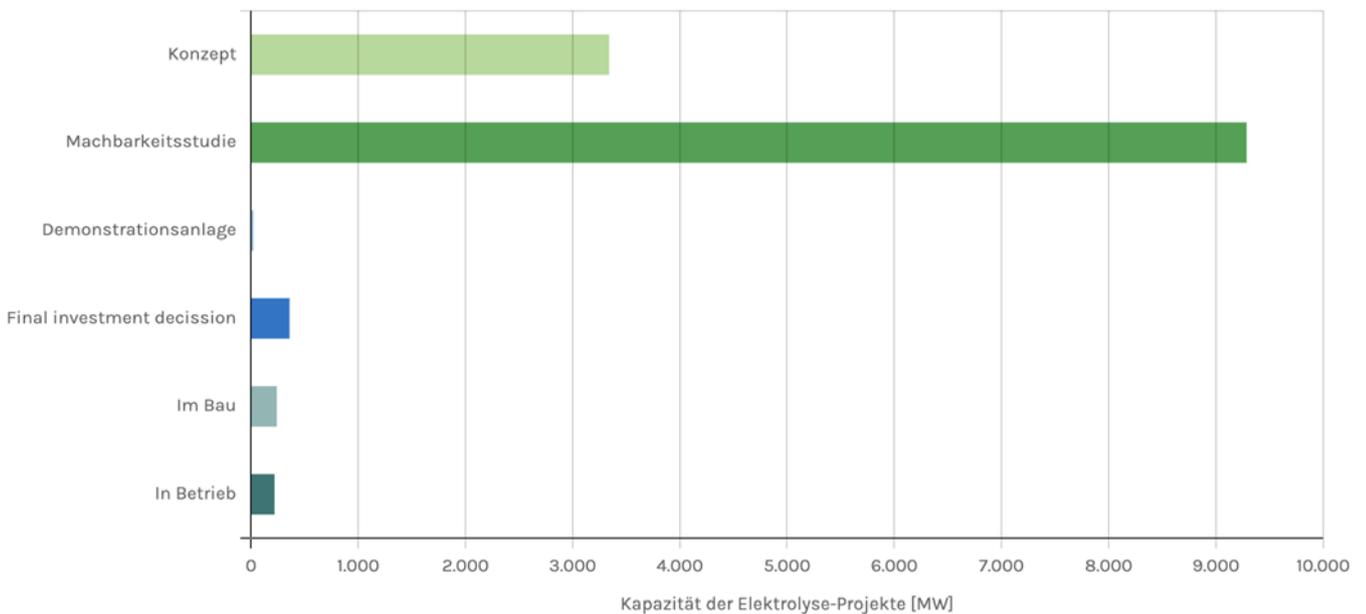
Anzahl der PEM-Elektrolyse-Projekte, Daten aus IEA 2022^[10]



Elektrolysekapazität nach Projektstatus

PEM-Elektrolyse

Kapazität der PEM-Elektrolyse-Projekte in Megawatt elektrische Leistung, Daten aus IEA 2022^[10]

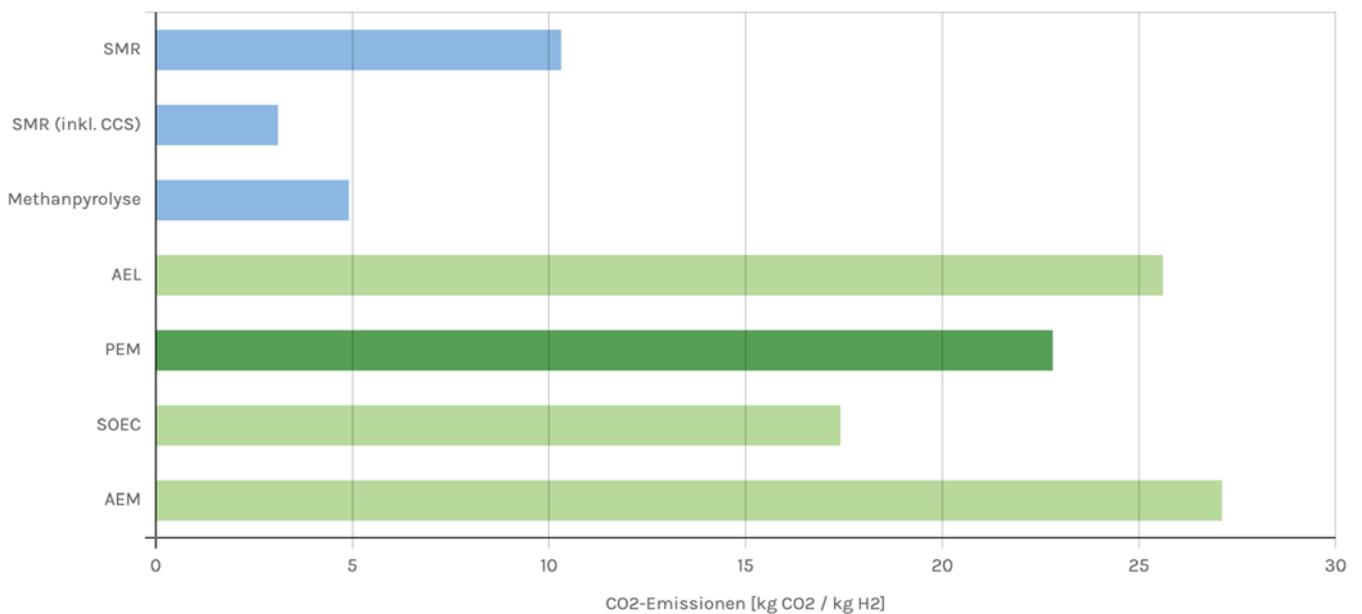


Treibhausgasemissionen

Ein Break-even-Point für die PEM gegenüber der Erdgasdampfpreformierung würde sich bei einem CO₂-Fußabdruck von etwa 197 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom einstellen. Somit könnte durch den Einsatz von erneuerbaren Stromquellen eine deutliche THG-Minderung bei der Wasserstoffherzeugung über die PEM erzielt werden.

Treibhausgasemissionen pro Kilogramm Wasserstoff bei Nutzung des deutschen Strommixes

Unter Berücksichtigung der Emissionen des aktuellen Strommixes (434 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom)^[36] belaufen sich die Emissionen der Wasserstoffherzeugung der PEM auf etwa 22,8 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff. Zum Vergleich, die Wasserstoffherzeugung über Erdgasdampfpreformierung verursacht etwa 10,3 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > H2Giga
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2giga>
- > H2Steel
<https://h2steelproject.eu/>
- > Kopernikus P2X
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringerung

Noch haben viele angekündigte Elektrolyseprojekte nicht die finale Investitionsentscheidung erreicht. Denn es bestehen erhebliche Risiken unter anderem aufgrund hoher Erzeugungskosten und fehlender Infrastruktur. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Durch Elektrolyse erzeugter H₂ ist noch nicht wettbewerbsfähig. Folglich fehlen verlässliche Abnehmer. Staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann das Entstehen eines Absatzmarkts für Elektrolysewasserstoff unterstützen.

MASSNAHME

> Vergütung der netzdienlichen Flexibilität

Flexibel betriebene PEM-Elektrolyseure könnten entweder im Rahmen einer größeren Strategie der Verbrauchsflexibilität mithilfe von Elektrolyseuren oder an ausgewählten Standorten gezielt zur Entlastung des Stromnetzes eingesetzt werden. Wenn sie für ihren netzdienlich flexiblen Stromverbrauch vom Verteilnetzbetreiber vergütet werden, könnte dies den Bau solcher Elektrolyseure anreizen.

INITIATOREN

> Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

MASSNAHME

> Zusammenarbeit auf EU-Ebene

Bedeutsam für die Attraktivität elektrolytisch erzeugten H₂ sind Politik- und Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene, wie die Anrechenbarkeit von mit erneuerbarem Strom produziertem H₂ im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II). Ergebnis der Innereuropäische Abstimmung (SRC) ist auch die Einrichtung einer Europäischen Wasserstoffbank zur Beschleunigung der EU-internen Wasserstoffproduktion.

MASSNAHME

> Verbesserter Umgang mit kritischen Rohstoffen

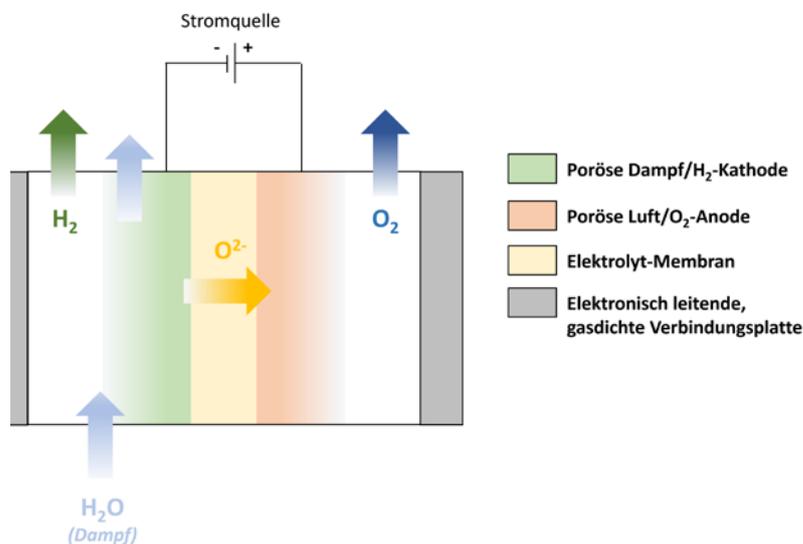
Vor allem durch die EU-Gesetzesinitiative für kritische Rohstoffe (Critical Raw Materials Act, CRMA) wird das Recycling von kritischen Rohstoffen wie Iridium und die Forschung zur effizienteren Klima und Ressourcennutzung vorangetrieben. So kann die künftige Rohstoffversorgung für die PEM-Elektrolyse unterstützt werden.

INITIATOREN

> Europäische Kommission

Hochtemperaturelektrolyse (SOEC)

In der Hochtemperatur- beziehungsweise Festoxidelektrolyse (englisch solid oxide electrolyzer cell, SOEC) wird Wasserdampf bei hohen Temperaturen (rund 800 Grad Celsius) unter Verwendung von Festoxidelektrolyten (Zirkoniumdioxid, Lantanoxid, Scandiumoxid, Yttriumoxid) zu Wasserstoff und Sauerstoff umgesetzt.



Hierbei wird heißer Wasserdampf in die poröse Kathode eingespeist. Diese besteht beispielsweise aus Nickel (Ni) mit Yttriumoxid-stabilisiertem Zirkoniumdioxid (YSZ) auf Cermet, einem keramischen Werkstoff (Ni-YSZ/Cermet). Durch die angelegte Spannung wird Wasser an der Kathode zu Wasserstoff umgewandelt (Kathodenreaktion: $2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightleftharpoons 2\text{H}_2 + 2\text{O}^{2-}$). Der erzeugte Wasserstoff wird gemeinsam mit dem restlichen Wasserdampf freigesetzt. Die Sauerstoffanionen (O^{2-}) wandern durch die Membran zur Anode. Sie sind damit die Ladungsträger der SOEC. An der Anode erfolgt die Oxidation der Anionen (Anodenreaktion: $2\text{O}^{2-} \rightleftharpoons \text{O}_2 + 4\text{e}^-$). Der erzeugte Sauerstoff wird über die poröse Anode (Lanthan-Strontium-Manganit mit YSZ) freigesetzt. Typische Stack-Größen sind im ein- bis zweistelligen Kilowattbereich einzuordnen. Einen interessanten Ansatz stellen Festoxidelektrolyseure mit protonenleitenden Elektrolyten (sogenannte P-SOEC) dar, deren Betriebstemperatur zwischen 500 bis 600 Grad Celsius liegt. Dieses Temperaturniveau bringt Vorteile für das Dichtungssystem mit sich. Gleichwohl ist für die P-SOEC noch die Wirtschaftlichkeit und vor allem die Lebensdauer zu verbessern.

Die SOEC ist derzeit noch ein Nischenprodukt. In Deutschland und auch weltweit sind wenige Firmen und Institute in der SOEC-Forschung und -Entwicklung aktiv. Erste Pilotanlagen im Maßstab von bis zu einem Megawatt sind für die kommenden Jahre angekündigt. Gleichwohl ist die Projektankündigung von Salzgitter und Sunfire über eine Einhundert-Megawatt-Anlage bis 2033 (Stand Mai 2023) erwähnenswert.

Die SOEC kann nicht nur zur Erzeugung von reinem Wasserstoff, sondern auch zur Erzeugung von Synthesegas genutzt werden. Dies wird auch als Ko-Elektrolyse bezeichnet. In der Hochtemperatur-Ko-Elektrolyse erfolgt die parallele Reduktion von CO₂ und Wasserdampf (H₂O) zu Synthesegas. Im Rahmen der Ko-Elektrolyse werden Temperaturen um achthundert Grad Celsius benötigt. Das Synthesegas kann wiederum als Ausgangsstoff chemischer Prozesse dienen, beispielsweise für Synthetisches Naphtha (die Fischer-Tropsch Synthese) oder die Methanol-to-X Prozesse (Methanol-to-Olefines oder Methanol-to-Aromatics).

Voraussetzungen

- › Zur Industrialisierung sind erhebliche Innovationsschritte in der Automatisierung notwendig.
- › Für die Ko-Elektrolyse muss eine CO₂-Quelle vorhanden sein.
- › Die Verfügbarkeit von entsalztem Wasser ist elementar für die SOEC.
- › Es müssen ausreichende Mengen erneuerbaren Stroms verfügbar sein.
- › Die entsprechende Infrastruktur, etwa Netzkopplungspunkte, müssen gegeben sein.

Vorteile

- › Es besteht das Potenzial zur Nutzung prozessbedingter Abwärme aus anderen Prozessschritten. Daher hat die SOEC einen hohen Wasserstoffherzeugungswirkungsgrad (bis zu 88 Prozent) bei Vorhandensein eines prozessbedingten Abwärmestroms von mehr als 180 Grad Celsius.
- › Die SOEC kann auch als Ko-Elektrolyse zur Herstellung von Synthesegas verwendet werden.
- › Bis circa 2035 wird die Verfügbarkeit der eingesetzten Materialien (Zirkondioxid, Lanthanoxid, Scandiumoxid, Yttriumoxid) keinen Engpass darstellen, denn die benötigten Mengen liegen weit unter dem Weltmarktbedarf.
- › Die Rohstoffe für die eingesetzten Dichtungen (mehrheitlich aus Glas) und Bipolarplatten sind ausreichend verfügbar.
- › Direkte Umwandlung von CO₂ und Wasser zu Synthesegas.
- › Das Synthesegasverhältnis, Einstellung von Wasserstoff zu CO, ist variabel und kann somit auf den Folgeprozess eingestellt werden.

Nachteile

- › Niedriger TRL von 4 bis 7.
- › Fehlende Industrialisierung und Automatisierung.
- › Größere Anfahrzeiten aufgrund hoher Temperaturniveaus.
- › Die aktive Zellfläche ist mit weniger als 0,1 Quadratmetern verhältnismäßig klein und voraussichtlich nur graduell zu steigern. Damit verbunden ist die Skalierbarkeit auf Stack-Ebene ambitioniert und auf Anlagenebene aktuell nicht im Gigawattmaßstab vorstellbar.

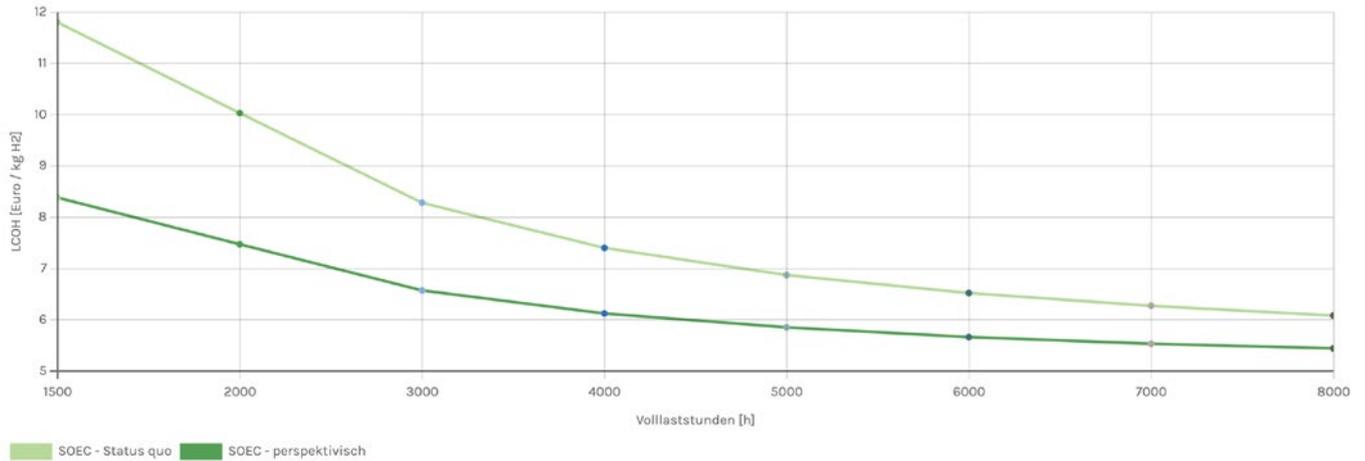
Ökonomische Aspekte

Die spezifischen Kosten rangieren bei circa 1.500 bis 2.000 Euro je Kilowatt und könnten in den kommenden Jahren auf etwa 800 bis 1.000 Euro je Kilowatt sinken.^{[3][8]}

Beispielhaft dargestellt ist die Kostenentwicklung abhängig von den Volllaststunden für die SOEC mit den aktuellen und zukünftigen durchschnittlichen Stack-Kosten von 1.750 Euro beziehungsweise 900 Euro pro Kilowatt.

LCOH der SOEC

Berechnet nach ^[37] unter Berücksichtigung durchschnittlicher aktueller und zukünftiger Stackkosten, Stromkosten von 10 Cent, Pre-Investment-Kosten von 15 Prozent der CAPEX, einem Operating und Maintenance Anteil von 5 Prozent der CAPEX sowie einem Diskontierungsfaktor von 8 Prozent.



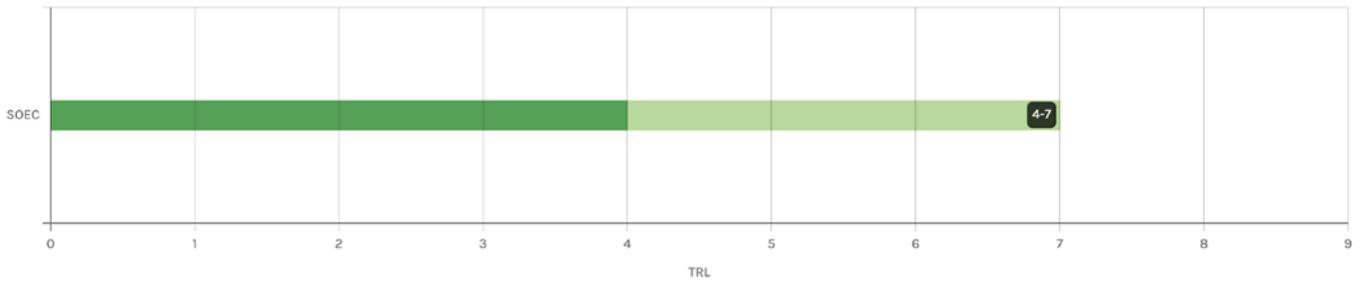
Versorgungssicherheit

Durch die nicht fossile Wasserstoff-/Synthesegaserzeugung kann die SOEC/Ko-Elektrolyse beitragen, die Abhängigkeit von Erdgas zu reduzieren (Stichwort: Resilienz).

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

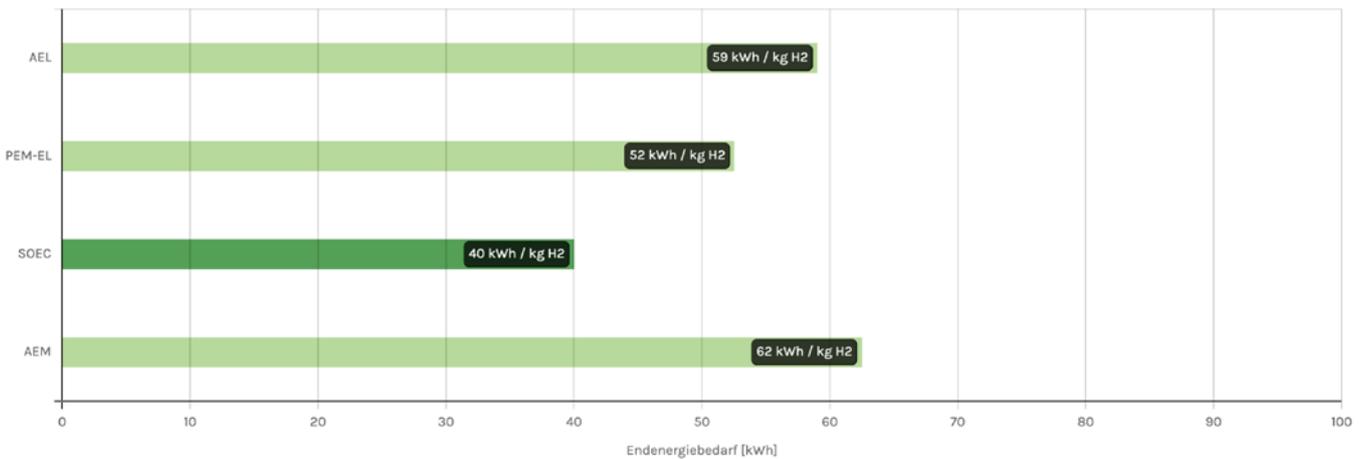
Der aktuelle Technologiereifegrad für die SOEC-Elektrolyse beträgt 4-7.^[6]



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf

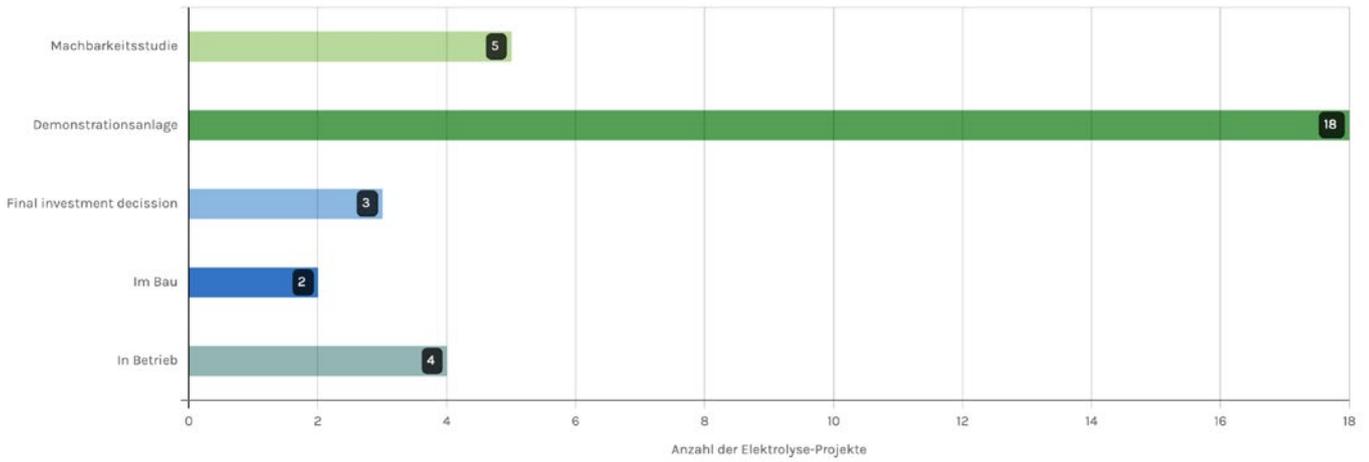
Um 1 Kilogramm Wasserstoff über die Hochtemperaturelektrolyse zu erzeugen, sind 40 Kilowattstunden elektrische Energie notwendig.^[4]



Anzahl der Projekte nach Projektstatus

Festoxidelektrolyse

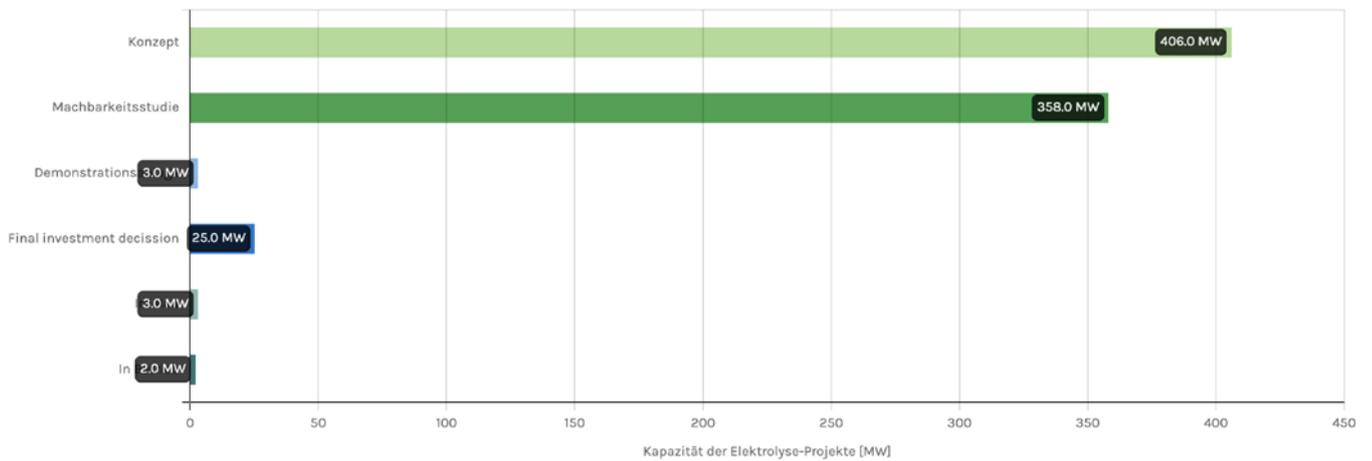
Anzahl der Festoxidelektrolyse-Projekte, Daten aus IEA 2022^[10]



Elektrolysekapazität nach Projektstatus

Festoxidelektrolyse

Kapazität der Festoxidelektrolyse-Projekte in Megawatt elektrische Leistung, Daten aus IEA 2022^[10]

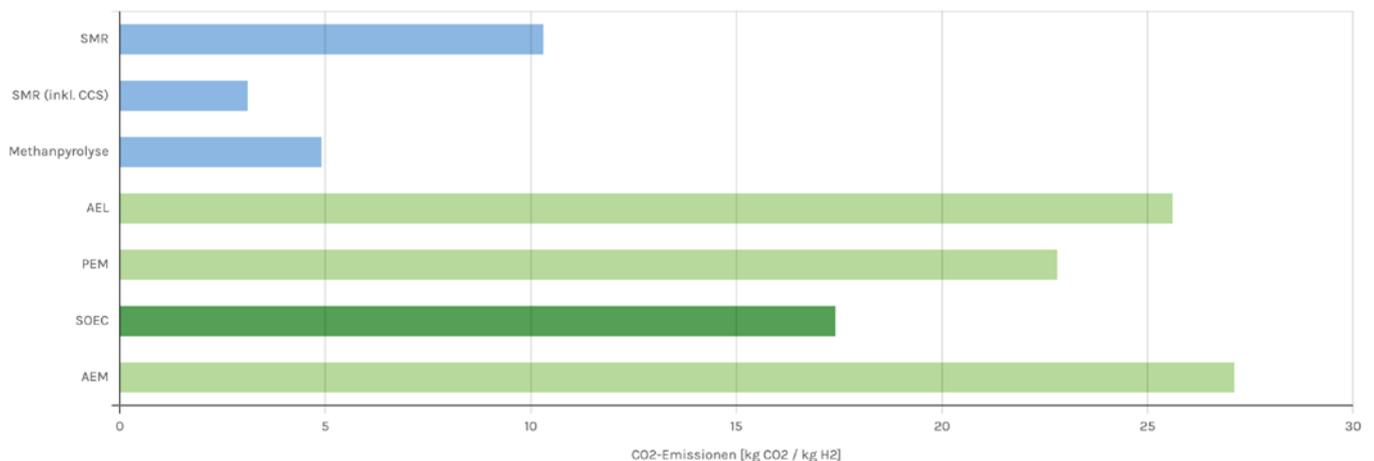


Treibhausgasemissionen

Ein Break-even-Point für die PEM gegenüber der Erdgasdampfpreformierung würde sich bei einem CO₂-Fußabdruck von etwa 258 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom einstellen. Somit könnte durch den Einsatz von erneuerbaren Stromquellen eine deutliche THG-Minderung bei der Wasserstoffherzeugung über die SOEC erzielt werden.

Treibhausgasemissionen pro Kilogramm Wasserstoff bei Nutzung des deutschen Strommixes

Unter Berücksichtigung der Emissionen des aktuellen Strommixes (434 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom)^[36] belaufen sich die Emissionen der Wasserstoffherzeugung der SOEC auf etwa 17,4 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff. Zum Vergleich, die Wasserstoffherzeugung über Erdgasdampfpreformierung verursacht etwa 10,3 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > Kopernikus P2X
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/>
- > Hydrogen Lab Leuna
<https://www.hydrogen-labs.fraunhofer.de/en/hydrogen-lab-leuna/>
- > HYPOS
<https://www.hypos-eastgermany.de/>

Akteur*innen

- > SOEC-Hersteller

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringerung

Noch haben viele angekündigte Elektrolyseprojekte nicht die finale Investitionsentscheidung erreicht. Denn es bestehen erhebliche Risiken unter anderem aufgrund hoher Erzeugungskosten und fehlender Infrastruktur. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Durch Elektrolyse erzeugter H₂ ist noch nicht wettbewerbsfähig. Folglich fehlen verlässliche Abnehmer. Die staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann das Entstehen eines Absatzmarkts für Elektrolysewasserstoff unterstützen.

MASSNAHME

> Zusammenarbeit auf EU-Ebene

Bedeutsam für die Attraktivität elektrolytisch erzeugten H₂ sind Politik- und Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene wie die Anrechenbarkeit von mit erneuerbarem Strom produzierten H₂ im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II). Ergebnis der Innereuropäische Abstimmung (SRC) ist auch die Einrichtung einer Europäischen Wasserstoffbank zur Beschleunigung der EU-internen Wasserstoffproduktion.

MASSNAHME

> Verbesserter Umgang mit kritischen Rohstoffen

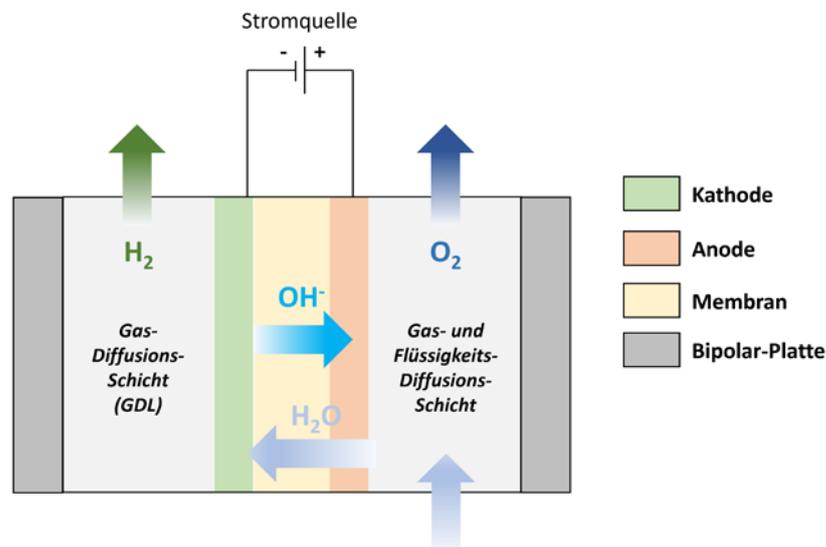
Vor allem durch die EU-Gesetzesinitiative für kritische Rohstoffe (Critical Raw Materials Act, CRMA) wird das Recycling von kritischen Rohstoffen wie Iridium und die Forschung zur effizienteren Klima und Ressourcennutzung vorangetrieben. So kann die künftige Rohstoffversorgung für die SOEC-Elektrolyse unterstützt werden.

INITIATOREN

> Europäische Kommission

Anionen-Austausch-Membran(AEM)-Elektrolyse

In der Anionen-Austausch-Membran-Elektrolyse (AEM) wird eine Mischung aus Wasser (H₂O) und Kaliumhydroxid (KOH) zu einer einprozentigen Kalilauge gemischt, welche als Elektrolyt dient. Diese wird dem Elektrolyseur auf der Anodenseite zugeführt. Wasser wandert dabei von der Anodenseite durch die Membran zur Kathodenseite. Im Gegensatz dazu erfolgt bei der alkalischen Elektrolyse (AEL) die Trennung der Halbzellen durch ein Diaphragma. ^{[2][21]}



An der Kathode erfolgt die Reduktion zu Wasserstoff (Kathodenreaktion: $4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightleftharpoons 2\text{H}_2 + 2\text{OH}^-$). Der Wasserstoff wird über die Gasdiffusionsschicht freigesetzt. ^[21]

Dabei kann die Herstellung von Wasserstoff bei einem Druckniveau von bis zu 35 bar erfolgen. ^[2] Das entstandene Hydroxidion (OH⁻) wandert zurück zur Anodenseite und ist damit der Ladungsträger der AEM. ^[21]

An der Anode wird Sauerstoff erzeugt (Anodenreaktion: $4\text{OH}^- \rightleftharpoons \text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$) und über die Gas- und Flüssigkeitsdiffusionsschicht freigesetzt. Abschließend erfolgt auch eine Elektrolytzirkulation, innerhalb derer die Konzentration der Kalilauge wieder eingestellt wird. ^[21]

Die AEM ist global in der einstelligen Megawattklasse einzuordnen – mehrheitlich sind kleine Projekte unter 100 Kilowatt bekannt beziehungsweise in Planung. Sowohl in Deutschland als auch global sind wenige Firmen und Institute in der AEM-Entwicklung aktiv. Die Herstellung von AEM-Stacks wird sukzessive automatisiert.

Voraussetzungen

- > Die Verfügbarkeit von entsalztem Wasser ist elementar für die AEM.
- > Es müssen ausreichende Mengen erneuerbaren Stroms verfügbar sein.

Vorteile

- > Aufgrund der alkalischen Betriebsbedingungen (ein Prozent Kalilauge) sind keine kostenintensiven Edelmetalle notwendig.
- > Im Vergleich zur AEL ist die Konzentration an Kalilauge deutlich geringer.
- > Es können preiswerte Werkstoffe für die Zellen eingesetzt werden.
- > Die AEM weist hohe Flexibilität in Form von dynamischem An- und Runterfahren auf.
- > Hohes Druckniveau (etwa 35 bar) ist möglich.
- > Aktuell sind keine technischen Hürden für die nächsten Entwicklungsstufen im Megawattbereich erkennbar.
- > Die Materialien für die großskalige Membranproduktion sind absehbar verfügbar.
- > Ebenso erscheinen die Katalysatoren (hauptsächlich Nickel) und Bipolarplatten keine Engpässe darzustellen.

Nachteile

- > Die AEM hat ein niedrigeres TRL von circa 5 bis 6.
- > Die Herstellung der AEM-Elektrolyseure ist noch nicht automatisiert/industrialisiert.
- > Die aktiven Zellflächen sind klein (weniger als 0,1 Quadratmeter) und werden potenziell nur in kleinen Schritten vergrößert.

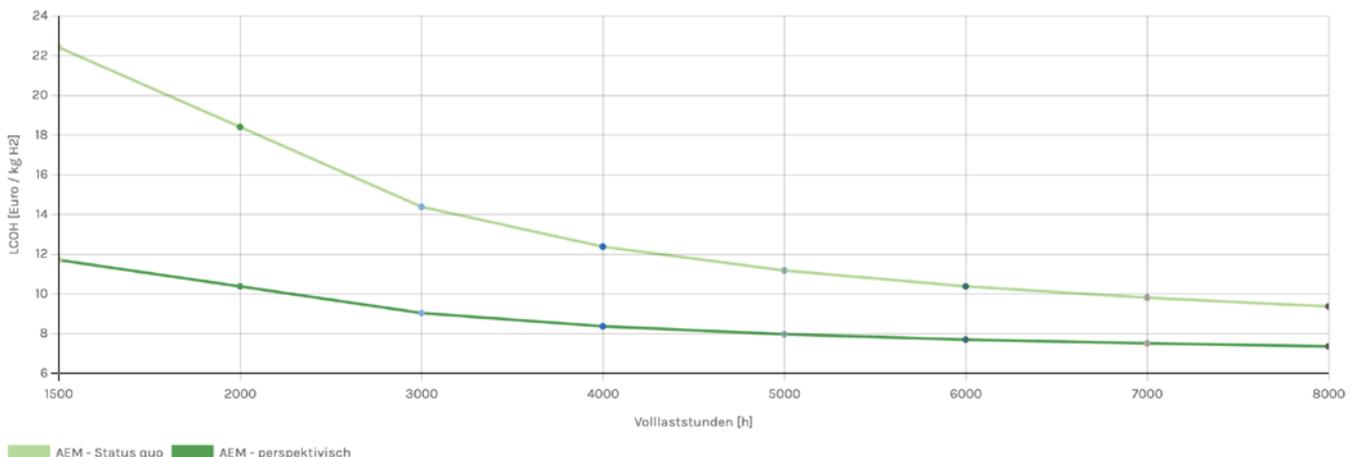
Ökonomische Aspekte

Die Investitionskosten aktuell verfügbarer Kleinanlagen (weniger als 5 Kilowatt) liegen bei circa 3.000 Euro pro Kilowatt und könnten in den nächsten Jahren bis in den Bereich von circa 1.000 Euro pro Kilowatt für Ein-Megawatt Systeme sinken.

Beispielhaft dargestellt ist die Kostenentwicklung abhängig von den Volllaststunden für AEL mit den aktuellen und zukünftigen Stack-Kosten von 3.000 Euro beziehungsweise 1.000 Euro pro Kilowatt.

LCOH der AEM

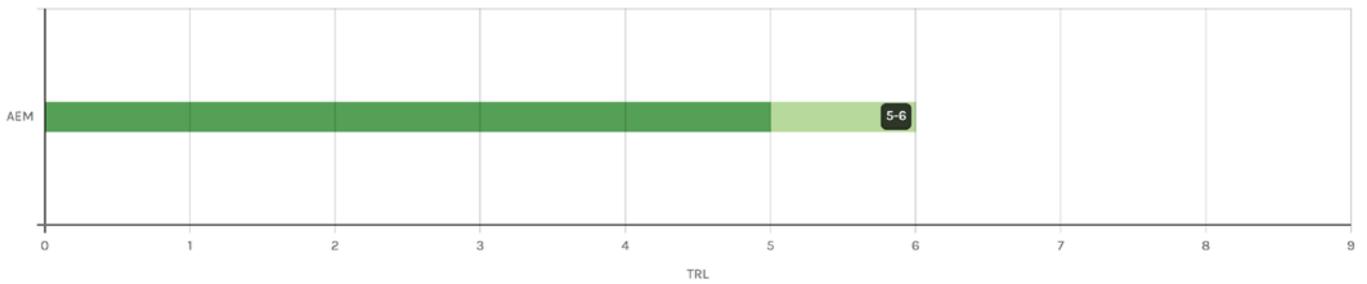
Berechnet nach ^[37] unter Berücksichtigung durchschnittlicher aktueller und zukünftiger Stackkosten, Stromkosten von 10 Cent pro Kilowattstunde, Pre-Investment-Kosten von 15% der CAPEX, einem Operating and Maintenance Anteil von 5% der CAPEX sowie einem Diskontierungsfaktor von 8%.



Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

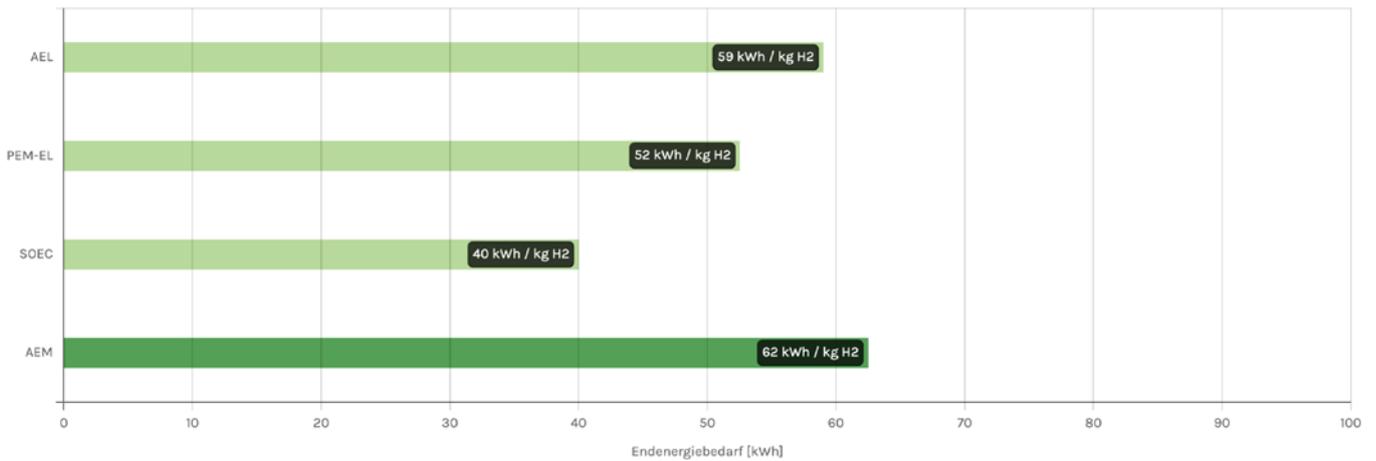
Der aktuelle Technologiereifegrad für die AEM-Elektrolyse beträgt 5-6.^[5]



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf

Um 1 Kilogramm Wasserstoff über die AEM-Elektrolyse zu erzeugen, sind 62,5 Kilowattstunden elektrische Energie notwendig.^[4]

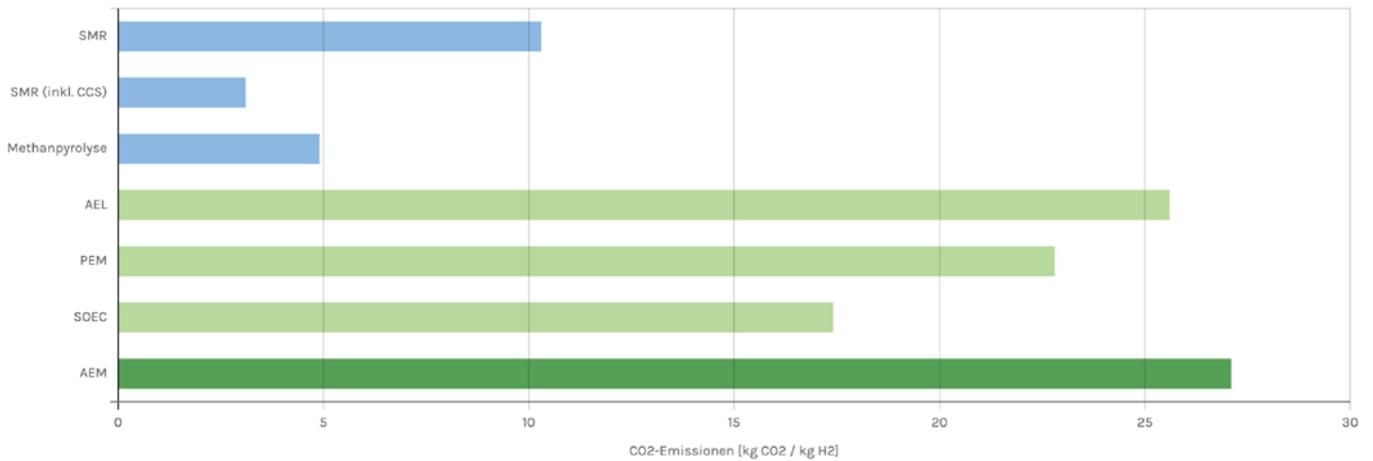


Treibhausgasemissionen

Ein Break-Even-Point für die AEM gegenüber der Erdgasdampfpreformierung würde sich bei einem CO₂-Fußabdruck von etwa 165 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom einstellen. Somit könnte durch den Einsatz von erneuerbaren Stromquellen eine deutliche THG-Minderung bei der Wasserstoffherzeugung über die AEM erzielt werden.

Treibhausgasemissionen pro Kilogramm Wasserstoff bei Nutzung des deutschen Strommixes

Unter Berücksichtigung der Emissionen des aktuellen Strommixes (434 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom)^[36] belaufen sich die Emissionen der Wasserstoffherzeugung der AEM auf etwa 27,1 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff. Zum Vergleich, die Wasserstoffherzeugung über Erdgasdampfpreformierung verursacht etwa 10,3 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff.



Akteur*innen

> AEM-Hersteller

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringering

Noch haben viele angekündigte Elektrolyseprojekte nicht die finale Investitionsentscheidung erreicht. Denn es bestehen erhebliche Risiken unter anderem aufgrund hoher Erzeugungskosten und fehlender Infrastruktur. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringering für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Durch Elektrolyse erzeugter H₂ ist noch nicht wettbewerbsfähig. Folglich fehlen verlässliche Abnehmer. Die staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann das Entstehen eines Absatzmarkts für Elektrolysewasserstoff unterstützen.

MASSNAHME

> Vergütung der netzdienlichen Flexibilität

Flexibel betriebene AEM-Elektrolyseure könnten entweder im Rahmen einer größeren Strategie der Verbrauchsflexibilität mithilfe von Elektrolyseuren oder an ausgewählten Standorten gezielt zur Entlastung des Stromnetzes eingesetzt werden. Wenn sie für ihren netzdienlich flexiblen Stromverbrauch vom Verteilnetzbetreiber vergütet werden, könnte dies den Bau solcher Elektrolyseure anreizen.

INITIATOREN

- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

MASSNAHME

> Zusammenarbeit auf EU-Ebene

Bedeutsam für die Attraktivität elektrolytisch erzeugten H₂ sind Politik- und Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene wie die Anrechenbarkeit von mit erneuerbarem Strom produzierten H₂ im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II). Ergebnis der Innereuropäische Abstimmung (SRC) ist auch die Einrichtung einer Europäischen Wasserstoffbank zur Beschleunigung der EU-internen Wasserstoffproduktion.

Handlungsoptionen Andere Technologien

Methanpyrolyse

Im Rahmen der Methanpyrolyse wird Methan (CH₄), Hauptbestandteil von Erdgas und Biogas, thermisch unter Sauerstoffausschluss zu festem Kohlenstoff (C) und Wasserstoff (H₂) gespalten ($\text{CH}_4 \rightleftharpoons \text{C} + 2 \text{H}_2$). Hierbei werden hohe Temperaturen (ab 500 Grad Celsius) und oftmals der Einsatz geeigneter Katalysatoren benötigt.^{[24][25][26]} In der Plasmapyrolyse wird die benötigte Wärme durch ein Plasma erzeugt. Somit werden Temperaturen von 1.200 bis 1.500 Grad Celsius erreicht und kein Katalysator benötigt. Das Nebenprodukt Kohlenstoff (im Wesentlichen Graphit und Kohlenstoffnanoröhrchen) lässt sich in vielerlei Hinsicht vermarkten, so zum Beispiel als Anode in der Batterieherstellung, in der Stahl- und Zementindustrie oder auch in der Kohlefaserproduktion. Auch als Verbundwerkstoff und Baumaterial für emissionsintensive Industrien lässt er sich einsetzen. Graphit wird heute überwiegend aus natürlichen Vorkommen in China abgebaut. Zudem lässt sich aus Kohlenstoff-Nanoröhrchen Graphen herstellen, welches zunehmend in der Luft- und Raumfahrt, im Automotivbereich, bei Windkraftanlagen und im Bauwesen genutzt wird.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



› In der anonymen Stakeholderbefragung des Wasserstoff-Kompasses war die Mehrheit der Ansicht, dass die Methanpyrolyse (auf Basis von Erdgas mit Deponierung des Kohlenstoffs) eine untergeordnete Rolle bei der H₂-Erzeugung einnehmen wird. Nur 21 Prozent wählten die Methanspaltung als einen der Top-Drei-Herstellungspfade (mit den größten Anteilen an der Erzeugung von H₂ und seinen Derivaten) 2030 in Deutschland.^[22]

Voraussetzungen

- › Es muss Methan in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen. Quellen hierfür können Erdgas oder auch Biogas sein.
- › Für einen industriellen Einsatz muss die Methanpyrolyse weiterentwickelt werden.

Vorteile

- › Bei der Methanpyrolyse entstehen bilanziell keine CO₂-Emissionen bei der Wasserstoffherzeugung. Zu berücksichtigen ist allerdings, wie der Kohlenstoff verwendet wird, da bei dessen Verwendung CO₂-Emissionen anfallen können.
- › Für die Erzeugung einer definierten Menge Wasserstoffs benötigt die Methanpyrolyse (theoretisch) circa vierzig Prozent weniger Energie als die Erdgasdampfpreformierung, wenn die benötigte Energie zur Dampferzeugung bei der Dampfpreformierung berücksichtigt wird.^[24]

- › Fester Kohlenstoff (Ruß, oder Carbon Black) ist ein wertvolles Nebenprodukt der Methanpyrolyse, mit vorteilhaften Eigenschaften für verschiedene Anwendungen: Verstärkungswirkung in Gummi (Reifen), Schwarzpigment, Wärme- und elektrische Leitfähigkeit, Beständigkeit gegen UV-Strahlung. Heutige Rußerzeugung führt zu CO₂-Emissionen.

Nachteile

- › Die Methanpyrolyse befindet sich noch nicht in ausreichender Technologiereife für industrielle Größenordnungen.
- › Im Fall der Methanpyrolyse erfolgt die Wasserstoffbereitstellung vermutlich weiterhin auf Basis von Erdgas, da die Verfügbarkeiten ausreichender Mengen Biogas unklar sind. Auch zukünftig könnten somit Abhängigkeiten von Erdgaslieferanten bestehen bleiben.
- › Bei der Methanpyrolyse wird bilanziell weniger Wasserstoff freigesetzt ($\text{CH}_4 \rightleftharpoons \text{C} + 2 \text{H}_2$) pro eingesetzter Menge Methan als bei der konventionellen Dampfreformierung ($\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + 4 \text{H}_2$). Bei gleichbleibenden Wasserstoffbedarfen würde eine Umstellung auf Methanpyrolyse stöchiometrisch somit zu einer Erhöhung des Methanbedarfs führen.
- › Aktuelle Methanpyrolyseverfahren arbeiten bei atmosphärischem Druck. Daher wird eine Kompression des erzeugten Wasserstoffs benötigt, was sich negativ auf die Gesamtenergiebilanz auswirkt.^[24]
- › Es treten Nebenreaktionen auf, in denen andere Alkane oder Olefine und Aromaten erzeugt werden können. Daher wird eine Nachbehandlung des Produktgases benötigt, wenn eine hohe Wasserstoffreinheit erforderlich ist.^{[24][27][28][29]}

Folgen

Wenn Methanpyrolyse eingesetzt wird,

- › dann können bilanziell die CO₂-Emissionen bei der Wasserstofferzeugung vermieden werden. Allerdings können Abhängigkeiten von Erdgas als Energieträger bestehen bleiben.
- › dann werden hohe Mengen Kohlenstoff anfallen. Daher sollten Verwendungszwecke für den anfallenden Kohlenstoff berücksichtigt werden. Zusätzlich gilt es die Qualität des Kohlenstoffs zu berücksichtigen.
- › dann muss der Einsatz des Kohlenstoffs (auch zum Lebensende) ebenfalls emissionsfrei erfolgen, damit die Methanpyrolyse als CO₂-neutral eingestuft werden kann.

Ökonomische Aspekte

Bei der Methanpyrolyse fallen bei der Verwertung von 1 Kilogramm CH₄ bilanziell 0,25 Kilogramm Wasserstoff sowie 0,75 Kilogramm reiner Kohlenstoff an. Daher muss der Einsatz des Kohlenstoffs im Rahmen der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden. Abhängig von den Verkaufspreisen des Kohlenstoffs wurden Produktionskosten für Wasserstoff über Methanpyrolyse von 2,60 bis 3,20 Euro pro Kilogramm Wasserstoff ermittelt.^{[24][30]}

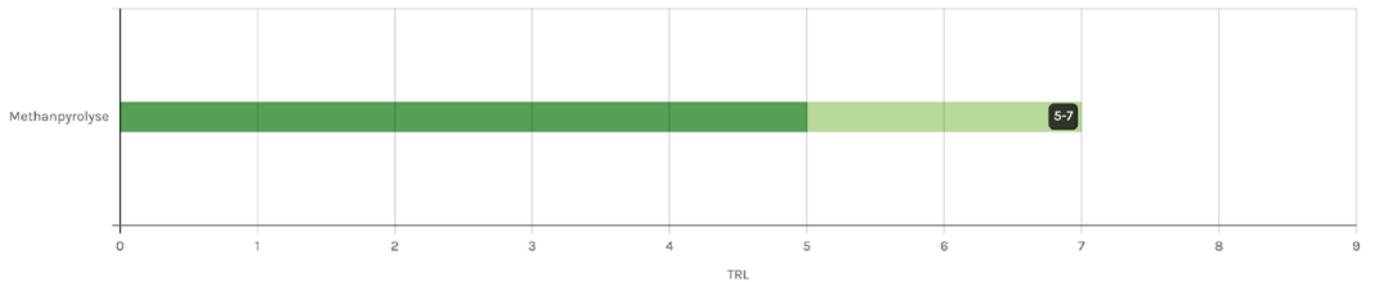
Versorgungssicherheit

Bei der Verwendung von Methanpyrolyse wird weiterhin im Wesentlichen Erdgas als Rohstoff eingesetzt. Daher kann die Methanpyrolyse nicht dazu beitragen, die Abhängigkeit von Erdgas als Rohstoff stark zu reduzieren. Darüber hinaus entsteht bei der Methanpyrolyse bilanziell weniger Wasserstoff pro eingesetzter Menge CH₄ im Vergleich zur konventionellen Erdgasdampfpreformierung, sodass bei einer theoretischen Substitution der Erdgasdampfpreformierungs-basierten Wasserstoffproduktion mehr CH₄ benötigt werden würde.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

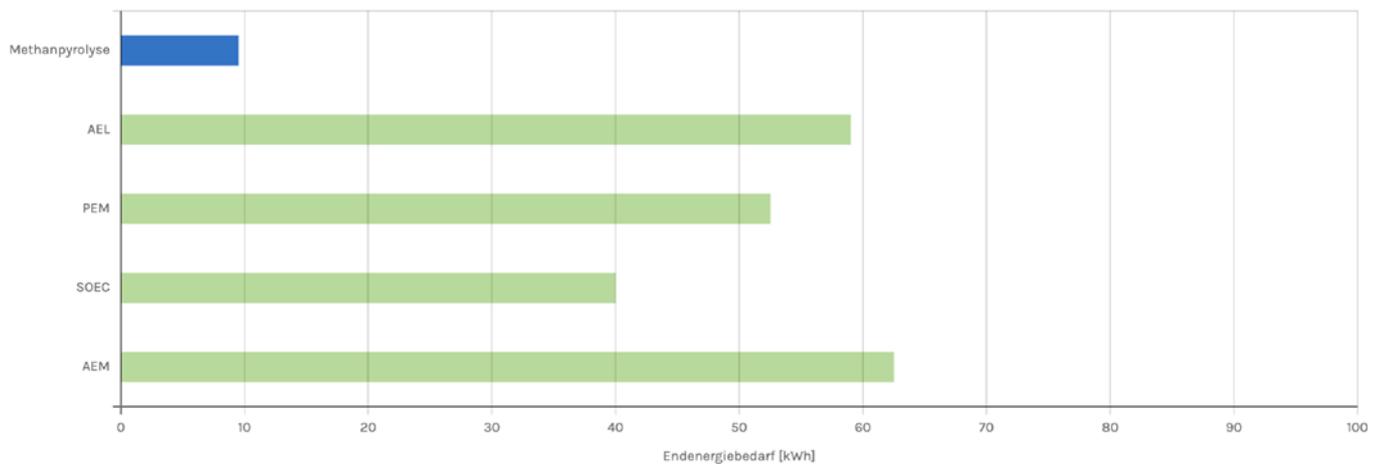
Der aktuelle Technologiereifegrad für die Methanpyrolyse beträgt 5-7.^{[31] [32][33]}



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf

Unter Annahme einer elektrischen Beheizung der Pyrolyse sowie Kompression des Wasserstoffs (von 1 auf 20 bar) beträgt der elektrische Energiebedarf 9,5 Kilowattstunden pro Kilogramm Wasserstoff. Der Energiebedarf wäre somit geringer als bei der Wasserstoffherzeugung über Wasserelektrolyse.^[33]



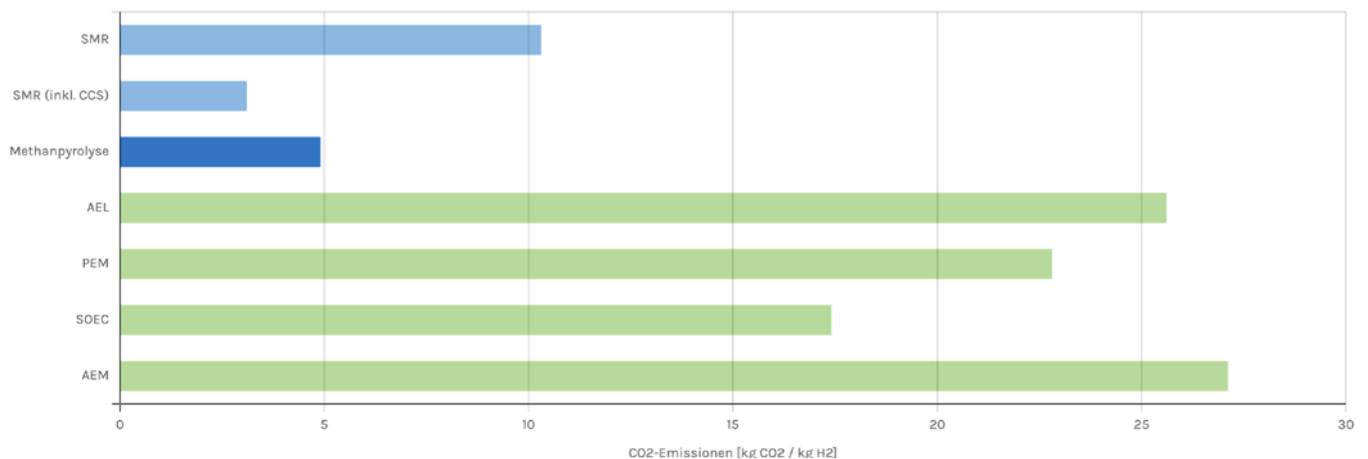
Treibhausgasemissionen

Neben energetischen Emissionen spielen auch Treibhausgasemissionen aus Verlusten eine Rolle bei der Methanpyrolyse, vor allem nicht umgesetztes Methan. Durch Methanschlupf können bis zu 0,26 Tonnen CO₂-Äquivalente pro Tonne Wasserstoff freigesetzt werden. Hinzu kommen Emissionen aus der Bereitstellung der Prozesswärme (Verbrennung von fossilen Rohstoffen oder elektrische Wärmebereitstellung). Zum Status quo wurden die zusätzlichen Emissionen aus der elektrischen Wärmebereitstellung auf etwa 4,6 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff abgeschätzt.^[33]

Generell gilt: Erfolgt bei der Nutzung des gebildeten Kohlenstoffs im Lebenszyklus keine Umwandlung zu CO₂, ist die Herstellung des Wasserstoffs klimaneutral, beispielsweise durch Endlagerung des Kohlenstoffs. Bei Verwendung von Biomethan kann sogar von negativen Emissionen gesprochen werden.

CO₂-Emissionen pro Kilogramm Wasserstoff bei Nutzung des deutschen Strommixes

Insgesamt belaufen sich die Emissionen der Methanpyrolyse mit Erdgas auf 146 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Wasserstoff (etwa 4,9 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff). Dies entspricht einer Minderung von mehr als 50% im Vergleich zur reinen Erdgasdampfpreformierung (10,3 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff).^[17]



Akteur*innen

> Chemische Industrie

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

Aktuell gibt es einige internationale Forschungs- und Entwicklungsprojekte, beispielsweise die kommerzielle Demonstrationsanlage von Hazer oder die Olive-Creek-Projekte der amerikanischen Firma Monolith. Geförderte Projekte in Deutschland sind beispielsweise:

> ReHydroPro

<https://biooekonomie.de/foerderung/projektatlas/verbundvorhaben-rehydropro-regionale-und-energieautarke-produktion-von>

> NECOC

https://www.tvt.kit.edu/21_3547.php

> Me2H2

<https://www.bfi.de/de/projekte/mephy-methanpyrolyse/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Unterstützung internationaler (Forschungs-)Kooperationen

Laut der fortgeschriebenen Nationalen Wasserstoffstrategie möchte die deutsche Bundesregierung nur erneuerbaren H₂ direkt finanziell fördern. International könnte aber die Herstellung von H₂ über Methanpyrolyse eine größere Rolle spielen. Daher kann es für deutsche Akteur*innene sinnvoll sein, sich im Rahmen von Vernetzung und Zusammenarbeit (SRC) an der Weiterentwicklung des Verfahrens zu beteiligten.

INITIATOREN

- > Me2H₂
- > Auswärtiges Amt
- > Bundesministerium für Bildung und Forschung

MASSNAHME

> Zertifizierung von Wasserstoff

Über Methanpyrolyse erzeugter H₂ kann, je nachdem, ob Biogas oder Erdgas verwendet wird, als erneuerbarer oder CO₂-armer H₂ gelten. Somit kann die Nachfrage nach diesem H₂ durch eine Zertifizierung von Wasserstoff (SRC) der Klimaverträglichkeit gesteigert werden.

Erdgasdampfreformierung mit CCS

Bei der Dampfreformierung wird Erdgas bei hohen Temperaturen (bis zu 1.000 Grad Celsius) mit Wasserdampf zu Synthesegas umgesetzt. Dieses besteht aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff ($\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO} + 3\text{H}_2$), beinhaltet aber auch CO_2 und nicht umgesetztes Methan. Im weiteren Verlauf erfolgt entweder die direkte Verwendung des Synthesegases oder die Erhöhung des H_2 -Anteils durch die Wassergas-Shift (WGS)-Reaktion ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{H}_2 + \text{CO}_2$). Die Erzeugung von Wasserstoff (beziehungsweise Synthesegas) mittels Dampfreformierung ist damit emissionsintensiv. Die Prozesswärmebereitstellung mittels Verbrennung von Erdgas sowie die Dampfreformierung selbst machen ungefähr ein beziehungsweise zwei Drittel der Emissionen aus. Abhilfe können in beiden Fällen die Abscheidung und die Verpressung von CO_2 schaffen, sogenanntes Carbon Capture and Storage (CCS).



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

› In unserer anonymen Stakeholderbefragung war die Mehrheit der Ansicht, dass die Erdgasdampfreformierung mit CCS eine sekundäre Rolle bei der H_2 -Erzeugung einnehmen wird. Nur 37 Prozent wählten diesen Herstellungspfad als einen der drei mit den größten Anteilen an der Erzeugung von H_2 und seinen Derivaten 2030 in Deutschland. Zudem waren die Befragten der Ansicht, dass unter ein Drittel (im Mittel 31 Prozent) des 2030 in Deutschland genutzten H_2 CO_2 -arm sein soll.^[22]

Voraussetzungen

- › Erdgas als Rohstoff muss vorhanden sein.
- › Die Dampfreformer müssen mit Abscheideeinrichtungen ausgestattet sein.
- › Es bedarf einer Infrastruktur für den Transport des CO_2 zum Verpressungsort.
- › Geologische und technische Speichermöglichkeiten für das CO_2 müssen gegeben sein.
- › Ausgehend von der angekündigten Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung bedarf es rechtlicher Anpassungen und klarer Kriterien auf Bundesebene, die definieren, in welchem Rahmen CO_2 -Abscheidung, Transport und -Verpressung möglich sind.

Vorteile

- › Bestehende Anlagen mit Dampfreformern können weiterverwendet werden, wodurch teure Investitionen in neue Anlagen vermieden werden.
- › Da die Dampfreformierung unter Luftausschluss läuft, sind die entstehenden CO_2 -Konzentrationen der Abgase hoch und somit die Abscheidung einfacher und günstiger. Wird die Dampfreformierung in eine Ammoniakproduktion integriert, ist das CO_2 aus dem Prozess sogar fast rein, und es ist keine zusätzliche Abscheidung erforderlich. Allerdings bleibt in beiden Fällen die Abscheidung von den prozesswärmebasierten Emissionen aufwendig.
- › Durch CO_2 -Abscheidung werden bis zu 90 Prozent der gesamten prozessbedingten CO_2 -Emissionen gegenüber der konventionellen Erdgasdampfreformierung eingespart.^[17] In manchen Fällen werden sogar Abscheideraten von über 95 Prozent angegeben.^[19]

> Erdgasdampfreformierung mit CCS kann als Brückentechnologie fungieren, bis ein entsprechender Hochlauf der Elektrolysekapazitäten erfolgt ist, um die nationalen Wasserstoffbedarfe zu bedienen. Dies wird in einer Vielzahl von nationalen Wasserstoffstrategien beschrieben (vergleiche Länderanalyse des Wasserstoff-Kompasses: https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/2022_H2_Laenderanalyse.pdf).

Nachteile

- > Erdgas wird weiterhin als Rohstoff eingesetzt. Erdgasbedingte Vorkettenemissionen fallen weiterhin an.^{[17][19]}
- > Bei der Wasserstoffherzeugung fallen dennoch weiterhin prozessbedingte CO₂-Emissionen an.

Folgen

Wenn Wasserstoff über Erdgasdampfreformierung mit CCS erzeugt wird

- > dann werden CO₂-Emissionen eingespart gegenüber der konventionellen Erdgasdampfreformierung, aber CO₂-Emissionen nicht komplett vermieden.
- > dann muss weiterhin Erdgas als Rohstoff für die Wasserstoffherzeugung eingesetzt werden und nach Deutschland geliefert werden.

Ökonomische Aspekte

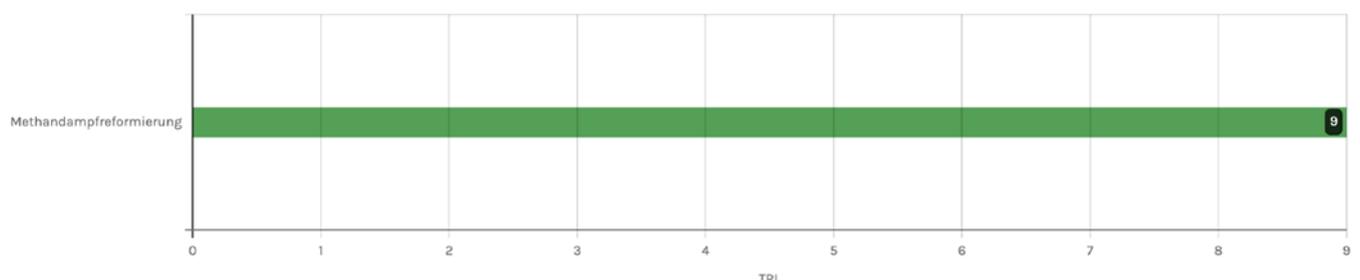
Die Wasserstoffherzeugungskosten über Erdgasdampfreformierung mit CCS lagen vor dem Ukrainekrieg durchschnittlich bei etwa 1,40 bis 2,85 Euro pro Kilogramm Wasserstoff.^{[17][19][34]} Aufgrund der angestiegenen Erdgaspreise, ausgelöst durch den Ukrainekrieg, lagen die Preise zwischenzeitlich zwischen 5 und 8,20 Euro pro Kilogramm Wasserstoff.^[19]

Versorgungssicherheit

Die Wasserstoffbereitstellung ist elementar für die Versorgungssicherheit Deutschlands, da viele Prozesse auf Wasserstoff angewiesen sind, beispielsweise die Ammoniakherzeugung. Allerdings führt die Dampfreformierung mit CCS nicht dazu, Abhängigkeiten von Erdgas und deren Lieferanten zu reduzieren.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad
Der Technologiereifegrad für die Methandampfreformierung beträgt 9.



Endenergiebedarf

Für die Erzeugung von einem Kilogramm Wasserstoff mittels Dampfreformierung werden 45,8 Kilowattstunden Erdgas, 1,11 Kilowattstunden Strom sowie 21,9 Kilogramm Wasser benötigt.^[35]

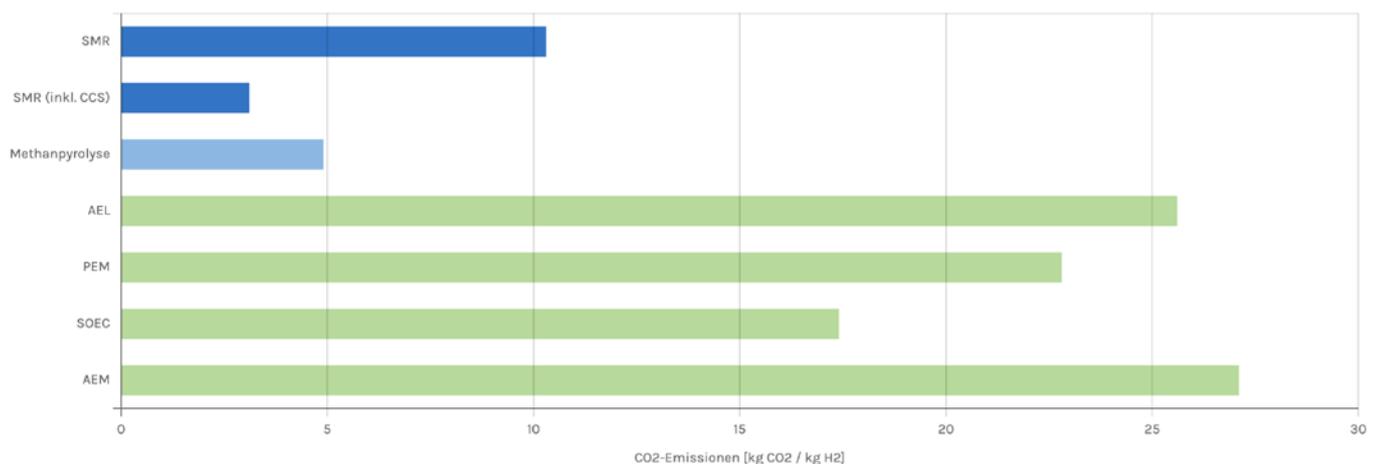
Der zusätzliche Energiebedarf für die CO₂-Abscheidung (Regenerierung des Absorbermaterials durch Wärme sowie Kompression des CO₂) kann teilweise aus dem Prozess der Dampfreformierung gewonnen werden. Daher wird der Energieverbrauch durch den Einsatz der CO₂-Abscheidung nur minimal erhöht.^[19] Laut Berechnungen^[17] werden etwa eine Kilowattstunde Strom bei der CO₂-Abtrennung pro Kilogramm Wasserstoff benötigt.

Treibhausgasemissionen

Bei der Erdgasdampfreformierung zur Wasserstoffherzeugung fallen etwa 310 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Wasserstoff an (entspricht etwa 10,3 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff).^[17] Bei der Dampfreformierung machen prozessbedingte Emissionen mehr als die Hälfte der anfallenden Emissionen aus. Diese können abgetrennt werden.^[19] Dadurch birgt der Einsatz der CO₂-Abscheidung ein hohes CO₂-Minderungspotenzial. Laut Berechnungen^[17] können beispielsweise 28 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Wasserstoff, bezogen auf den Heizwert (entspricht etwa 0,9 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂), bei einer CO₂-Abscheiderate von 90 Prozent abgetrennt werden.

Treibhausgasemissionen pro Kilogramm Wasserstoff bei Nutzung des deutschen Strommixes

Unter Berücksichtigung von Vorketten (Erdgas, Strom) verursacht die Erzeugung von Wasserstoff über Dampfreformierung unter Annahme einer 90% Abscheiderate sowie CCS etwa 94 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Wasserstoff (entspricht 3,1 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm Wasserstoff bezogen auf den Heizwert).^[17]



Akteur*innen

> Wasserstoffherzeuger

MASSNAHME

MASSNAHME

> Schaffung der Rechtslage für (Offshore-)CO₂-Speicherung

Soll CO₂ in Deutschland in geologischen Formationen gespeichert werden (CCS), muss die Rechtslage hierfür geschaffen werden. Bisher wurden Speicher nur zu Demonstrationszwecken zugelassen. Darüber hinaus gehende Zulassungen sind nicht mehr möglich.^{[39][40]}

Zudem ist der Transport von CO₂ über das Meer beispielsweise nach Norwegen noch nicht zulässig, denn eine wichtige Voraussetzung hierfür steht noch aus: Eine Ergänzung des Protokolls zum Londoner Übereinkommen über den Schutz der Meeresumwelt, die der Export von CO₂ erlauben würde, muss noch von Deutschland und weiteren Vertragsparteien ratifiziert werden.^{[40][41]}

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz

Thermische Verfahren zur Wasserstofferzeugung aus Abfällen

Wasserstoff kann aus Abfällen wie Bioabfall, Kunststoffen, Klärschlamm, Gülle oder Mist durch thermische Verfahren wie Pyrolyse oder Vergasung gewonnen werden. Dabei geht es nicht nur um Wasserstoffproduktion, sondern auch um Abfallbehandlung und Kreislaufwirtschaft.

Bei der vollständigen Verbrennung von Abfällen mit Sauerstoffüberschuss entsteht nur Wärme, welche in der Prozess- oder Fernwärme verwertet oder zu Strom umgewandelt werden kann. Dahingegen führen thermische Verfahren bei hohen Temperaturen unter Sauerstoffausschluss (Pyrolyse) oder -mangel (Vergasung) zur Zersetzung in ein wertvolles Produktgemisch, dessen Zusammensetzung von Einsatzgut und Prozessführung abhängt: unter anderem entstehen Kohle, ein öliges Kondensat (Pyrolyseöl), Pyrolysegase oder Synthesegas. Aus diesen Produkten kann Wasserstoff direkt abgetrennt werden. Die Produkte können aber auch in weiteren Verfahren, wie der Dampfreformierung nach der Pyrolyse^[42] oder einer Wassergas-Shift-Reaktion eingesetzt werden, um zusätzlichen Wasserstoff zu gewinnen.

In der Plasmapyrolyse und -vergasung wird die benötigte thermische Energie durch Plasma zugeführt. Dadurch werden Temperaturen von einigen tausend Grad erreicht.^[55] In der hydrothermalen Vergasung werden feuchte Eingangsstoffe wie Gülle in überkritischem Wasser bei hohen Temperaturen und Drucken behandelt.

Voraussetzungen

- › Anlagen sollten auf lokal anfallende Abfallmengen und für regionale Verwertung und Wasserstoffproduktion angepasst sein.
- › Eine dezentrale H₂-Wirtschaft muss vorhanden sein, damit die H₂-Erzeugung aus thermischen Verfahren wirtschaftlich sein kann.

Vorteile

- › Diese Verfahren ermöglichen die Behandlung von schwer recyclebaren Abfällen wie zum Beispiel Plastikgemische, Rotorblätter von Windrädern oder Sondermüll.
- › Da Abfälle chemische Energie enthalten, verbraucht die Wasserstoffherzeugung aus Abfällen weniger externe Energie (Strom oder Wärme) als die Erzeugung über Wasserelektrolyse.
- › Die Nutzung biologischer Abfälle steht nicht in Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion wie bei anderen biogenen Quellen.
- › Die erzeugte Kohle könnte zur Kohlenstoffsequestrierung dienen und gleichzeitig in der Landwirtschaft oder als Baumaterial genutzt werden.

Nachteile

- › Die hohen Temperaturen können die Lebensdauern von verschiedenen Bauteilen und Anlagen einschränken.
- › Die Wirkungsgrade können nicht durch eine Erhöhung der Anlagengröße verbessert werden, da die lokal anfallende Abfallmengen sind begrenzt.
- › Thermischen Verfahren haben derzeit nur eine kleine Toleranz gegenüber schwankenden Zusammensetzungen der Eingangsmaterialien.

Folgen

- › Da sich der Transport von Abfällen über lange Strecke wirtschaftlich und energetisch nicht rentiert, ist eine H₂-Erzeugung aus Abfall eher dezentral zu erwarten.
- › Das Synthesegas könnte direkt in chemischen Verfahren wie Fischer-Tropsch weitergearbeitet werden, ohne den H₂ zu trennen; Das Pyrolyseöl könnte direkt in der chemischen Industrie genutzt werden, ohne eine Dampfreformierung durchzuführen. Somit würden Kohlenstoffkreisläufe geschlossen werden, ohne den Umweg über CO₂ und dessen teure und energieintensive Abscheidung zu gehen. Durch seine Behandlung in thermischen Verfahren könnte Klärschlamm als Phosphorquellen dienen.

Ökonomische Aspekte

Die Wasserstoffherzeugung aus Abfällen wird eher dezentral sein und damit einen Beitrag zur lokalen Wertschöpfung leisten.

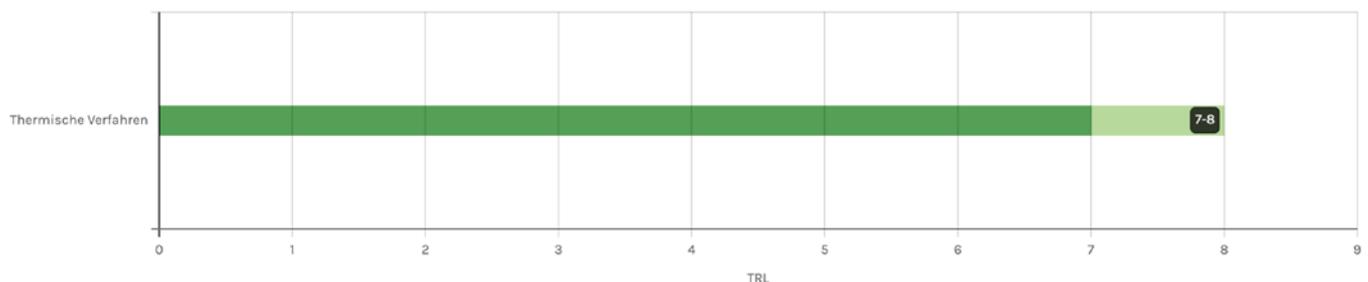
Versorgungssicherheit

Durch die Nutzung von Abfällen zur Strom-, Wärme- und/oder Wasserstoffherzeugung kann ein Beitrag zur lokalen Versorgungssicherheit geleistet und die Importabhängigkeit reduziert werden.

Technologiereifegrad

Technology Readiness Level

Der Technologiereifegrad von thermischen Verfahren zur Wasserstoffherzeugung liegt zwischen 7 und 8. (Einige Unternehmen haben erste Demonstrationsanlagen bei Kunden installiert.^{[45][46][47]})



Endenergiebedarf

Durch die Kombination der stofflichen und energetischen Nutzung der Ausgangsstoffe kann der Endenergiebedarf sehr unterschiedlich ausfallen. Nachfolgend soll dies anhand ausgewählter Beispiele verdeutlicht werden:

- › Beispiel von Haffner Energy^[45] (Holzabfallpyrolyse mit nachgeschalteter Reformierung): Aus 30 Kilogramm Holz (mit 30 Prozent Feuchte; dies entspricht etwa 111 Kilowattstunden bezogen auf den Heizwert) und 6,4 Kilowattstunden Strom kann 1 Kilogramm Wasserstoff (mit einem Heizwert von 33,3 Kilowattstunden pro Kilogramm) gewonnen werden. Dies bedeutet eine Holz-zu-Wasserstoff-Energieeffizienz von 40 Prozent. Dazu werden 5,5 Kilogramm Biokohle als Kohlenstoffsenke-Nebenprodukt produziert, was 46 Kilowattstunden entspricht und eine Gesamtenergieeffizienz von 81 Prozent bedeutet. 30 Kilogramm feuchtes Holz enthalten im Durchschnitt 2,25 Kilogramm Wasserstoff, sodass sich eine stoffliche Effizienz von 44 Prozent ergibt.
- › Beispiel von Qairos Energies^[46] (Vergasung von Reststoffen der Hanfwirtschaft mit nachgeschalteter Wassergas-Shift-Reaktion): Aus 10.000 Tonnen Hanfabfall pro Jahr können 1.200 Tonnen Wasserstoff gewonnen werden.
- › Beispiel von Plagazi^[47] (Plasmavergasung mit nachgeschalteter Dampfreformierung): Aus 22.000 Tonnen Plastikabfall können 4.300 Tonnen Wasserstoff im Jahr gewonnen werden. Die häufigsten Plastiksarten PE und PP haben einen Heizwert von etwa 13 Kilowattstunden pro Kilogramm und enthalten etwa 14 Gewichtsprozent Wasserstoff.

Dadurch ergibt sich eine Energieeffizienz von 26 Prozent. Die stoffliche Effizienz lässt sich auf Basis der vorhandenen Angaben nicht auf den Plastikabfall reduzieren, da die nachgeschaltete Dampfreformierung in Gegenwart von Wasser in den insgesamt 4.300 Tonnen Wasserstoff bereits enthalten sind.

Wasserstoff-Potential

Das Potenzial an Wasserstoff kann aus dem Wasserstoffanteil des Abfalls geschätzt werden. Allerdings ist die Menge des entstehenden Wasserstoffs abhängig von der Prozessführung und kann durch nachgeschaltete Prozesse größer ausfallen als der Wasserstoffanteil des Abfalls selbst.

- › In Deutschland fielen 51 Millionen Tonnen Siedlungsabfälle im Jahr 2020 an, davon waren 10,7 Millionen Tonnen Biomasse, die im Durchschnitt 6 Gewichtsprozent Wasserstoff enthält. Dies ergäbe ein jährliches Wasserstoffpotenzial von 640.000 Tonnen.
- › PP und PE machen durchschnittlich 4,3 Prozent der Siedlungsabfälle in Europa aus und enthalten 14 Gewichtsprozent Wasserstoff. Dies bedeutet für Deutschland ein jährliches Potenzial von 307.000 Tonnen Wasserstoff. Würden diese Plastikabfälle durch Pyrolyse mit nachgeschalteter Dampfreformierung behandelt, könnten bis zu 548.000 Tonnen Wasserstoff im Jahr erzeugt werden.^[42]

Akteur*innen

- › Kommunen (Abfallbehandlung)
- › Abfallentsorgungsunternehmen

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- › BiDRoGen: Wirtschaftliche, dezentrale und mobile Herstellung von Grünem Wasserstoff aus der Vergasung von pelletiertem Restholz in einer Containerlösung.
<https://btx-energy.de/projekte/bidrogen/>

Minderungspotential

Durch die Methanemissionen machte die Abfalldeponierung mit 6,4 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten 76 Prozent der Emissionen der Abfallwirtschaft und etwa 0,8 Prozent der gesamten Treibhausgasemissionen im Sektor des Klimaschutzgesetzes in Deutschland aus.^[44] Außerdem haben Abfallbrennstoffe und Rauchgasentschwefelung zu Emissionen von rund 22 Millionen Tonnen CO₂ geführt.^[44]

Die Behandlung von Abfällen in thermischen Verfahren zur Wasserstoffherzeugung würde diese Emissionen reduzieren. Zudem kann das resultierende CO₂ leichter abgetrennt werden, da die Verfahren ohne beziehungsweise in Gegenwart von wenig Luft ablaufen. Das Kohlenebenprodukt kann auch als sequestrierter Kohlenstoff dienen.

Solare Thermochemie

Konzentrierte Sonnenstrahlung kann direkt benutzt werden, um mit der entstehenden Hochtemperaturwärme Wasserstoff oder Synthesegas über einen Ceroxid-Kreisprozess zu erzeugen. Der Prozess läuft in zwei Schritten ab:

- 1) Das Ceroxid (CeO_2) wird erst bei hohen Temperaturen von rund 1.500 Grad Celsius teilweise reduziert, wobei Sauerstoff freigesetzt wird.
- 2) Nach Abkühlung auf Temperaturen unter 1.000 Grad Celsius wird das reduzierte Ceroxid (CeO_{2-x}) mit Wasserdampf und/oder abgespaltenem CO_2 wieder oxidiert. Hierbei entzieht Ceroxid dem Wasser beziehungsweise dem CO_2 den Sauerstoff, wodurch Wasserstoff beziehungsweise Synthesegas entsteht.^[48]

Der Ceroxid-Kreisprozess ist bisher das erfolgreichste solarthermochemische Verfahren. Aber auch andere Metalloxid- oder Schwefeloxidverbindungen sowie Verfahren mit weiteren Reaktionsschritten werden ebenfalls erforscht.^[48]

Voraussetzungen

- › Es ist ein Standort mit starker, anhaltender Sonneneinstrahlung nötig.
- › Es bedarf einer Anlage, die die einfallenden Sonnenstrahlen bündelt.
- › Die notwendige technologische Reife muss noch erreicht werden, etwa durch Forschung an weiteren Materialien wie Metalloxiden sowie andere Prozesskonzepten.

Vorteile

- › Es werden keine Edelmetalle benötigt.
- › Die Wasserspaltung durch Hochtemperaturwärme verspricht hohe »Solar-zu-Wasserstoff«-Wirkungsgrade. Allerdings wurde bisher etwa 5 Prozent erreicht,^[54] im Vergleich zu 13 Prozent für die Kombination von Photovoltaik (circa 20 Prozent) und PEM-Elektrolyse (circa 63 Prozent).
- › Solarthermie ermöglicht die Nutzung von Hochtemperaturwärmespeichern. Dadurch können mehr Volllaststunden als bei einer Photovoltaikanlage erreicht werden.
- › Die Technologie könnte sich für abgelegene Gebiete eignen.

Nachteile

- › Konzentrierte Solarthermie erfordert direkte Solarstrahlung ohne Bewölkung.
- › Es würde kein Solarstrom zur anderweitigen lokalen Nutzung produziert.

Folgen

- › Wasserstoff kann direkt ohne zwischengeschaltete Stromerzeugung produziert werden.

Ökonomische Aspekte

Mit dieser Technologie sollen Erzeugungskosten von 1,90 Euro pro Liter Kerosin und 3,20 Euro pro Kilogramm Wasserstoff möglich sein, da im Vergleich zur Wasserstoffherzeugung über Elektrolyse der Kostentreiber Strom eine untergeordnete Rolle spielt.^[48]

Versorgungssicherheit

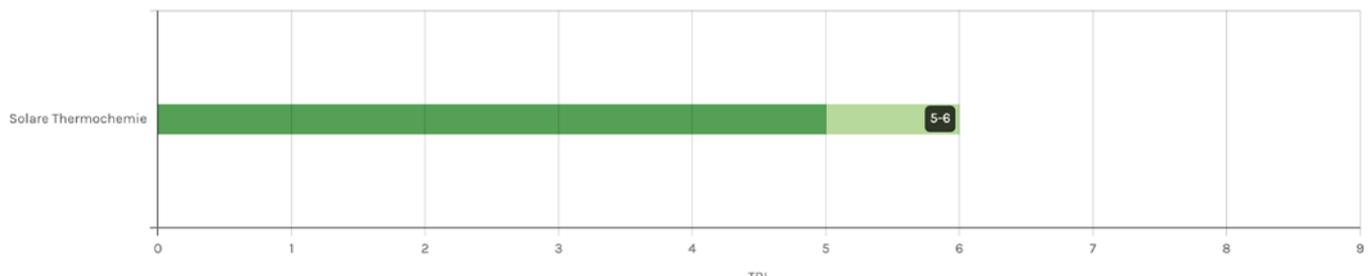
Technologien auf Basis konzentrierender Solarstrahlung sind für die deutschen Wetterbedingungen nicht optimal und werden eher im Süden oder außerhalb Europas eingesetzt werden.

Eine solare Thermochemie-Anlage mit einer Größe von 1 Quadratkilometer könnte in Zukunft 20.000 Liter Kerosin pro Tag produzieren; im Vergleich dazu verbraucht ein Transatlantikflug circa 100.000 Liter Kerosin.^[54]

Technologiereifegrad

Technology Readiness Level

Der Technologiereifegrad von solarer Thermochemie zur Wasserstoffherzeugung liegt zwischen 5 und 6.^[48] Allerdings befindet sich eine industrielle Demonstrationsanlage (TRL 7, DAWN-Projekt) im Bau.^[50]



Endenergiebedarf

Im Rahmen von Demonstrationsanlagen an der ETH-Zürich oder in Andalusien, Spanien (Hydrosol) konnten bislang Wirkungsgrade von etwa 5 Prozent für den Kreisprozess erzielt werden.^{[49] [54]} Um das Verfahren wirtschaftlich zu machen würde ein Wirkungsgrad von mindestens 15 Prozent benötigt.^[54]

Mit der Synhelion-Demonstrationsanlage (DAWN) in Jülich sollen Wirkungsgrade von bis zu 15 Prozent erreicht werden.^[50]

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> DAWN

<https://synhelion.com/technology/solar-fuel-plants>

Photoinduzierte Wasserspaltung

Sonnenstrahlung kann direkt zur Wasserspaltung benutzt werden, indem solare Energie zu energiereichen Molekülen wie Wasserstoff umgesetzt wird.^{[48][51]} Man spricht auch von künstlicher Photosynthese.^[52] Es kann zwischen photo-elektrochemischer, photokatalytischer und photobiologischer Wasserspaltung unterschieden werden. Jedes dieser drei Verfahren verhält sich so, als würde man Photovoltaik und Elektrolyse in einem einzigen System kombinieren:

- › In einer photovoltaischen Zelle wird Licht von einem Halbleiter absorbiert, dadurch werden Ladungen erzeugt und es entsteht Strom. Der Strom kann dann extern zu einer Elektrolysezelle transportiert werden, wo zwischen zwei durch eine Membran getrennten und mit Katalysator bedeckten Elektroden die Wasserspaltung erfolgt.
- › In einer photo-elektrochemischen Zelle ist mindestens eine von diesen Elektroden halbleitend und lichtabsorbierend. Die erzeugten Ladungen werden dann direkt von den Katalysatorschichten zur Wasserspaltung benutzt.
- › In einer photokatalytischen Zelle gibt es keine Elektroden. Die Sonnenstrahlung wird direkt von einem Wasserspaltungskatalysator absorbiert, der in Form von suspendierten Partikeln vorliegt.
- › In photobiologischen Systemen werden zur Lichtabsorption und/oder Wasserspaltung Enzyme oder Mikroorganismen benutzt.

Voraussetzungen

- › Die Technologie muss weiterentwickelt und skalierbar werden, insbesondere müssen die Lebensdauern und die Zellgrößen erhöht werden.

Vorteile

- › Durch die Integration von Lichtabsorption und Wasserspaltung in derselben Zelle versprechen Photoprozesse in Zukunft niedrige Kosten und hohe Solar-zu-Wasserstoff-Wirkungsgrade. Der aktuelle Rekord einer photo-elektrochemischen Zelle liegt im Labor bei 19 Prozent.
- › In photo-induzierten Wasserspaltungszellen ist die Stromdichte um zwei Größenordnungen geringer als in Elektrolysezellen. Dies verringert die Anforderungen an eine sehr hohe katalytische Aktivität erheblich und könnte sogar die Verwendung kostengünstiger, reichlich vorhandener Katalysatormaterialien ermöglichen. Allerdings stellt aktuell die Entwicklung solcher Katalysatoren eine Herausforderung dar.^[53]

Nachteile

- › Der Technologiereifegrad ist noch zu niedrig, um diese Technologien im industriellen Maßstab einzusetzen.
- › Die meisten Verfahren werden bislang mit kleinflächigen Absorbieren (weniger als ein Quadratzentimeter) im Labor betrieben. Der Wirkungsgrad nimmt mit zunehmender Fläche drastisch ab.^[51]
- › Die Lebensdauer ist noch sehr niedrig, unter anderem wegen der hoch korrosiven Bedingungen in Gegenwart von Wasser, Sauerstoff und Licht.
- › Teilweise werden noch Edelmetallkatalysatoren benötigt.

Ökonomische Aspekte

Die H₂-Kosten für Wasserstoff aus künstlicher Photosynthese sind aktuell mit 5.501 bis 10.453 Euro pro Kilogramm H₂ extrem hoch.^[52] Grund hierfür sind die Nutzung von (teuren) Elektrodenmaterialien auf Basis von Edelmetallen und die noch sehr kurzen Lebensdauern von einigen dutzenden Stunden. Für 2050 wurden die Kosten aufgrund von Entwicklungen in beiden Bereichen auf 2,63 bis 26,15 Euro pro Kilogramm H₂ geschätzt.^[52]

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad der photo-induzierten Wasserspaltung liegt zwischen 2 und 4.^{[48][51]}



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

Photo-Elektrochemie

- > NanoPEC: Effiziente, stabile und anwendungsreife Reaktoren für die fotoelektrochemische Wasserspaltung auf Basis von nanostrukturierten Absorbieren

<https://www.imws.fraunhofer.de/de/presse/pressemitteilungen/reaktor-klimaneutrale-wasserstoffproduktion-elektrolyse.html>

- > PECDEMO: Photoelectrochemical Demonstrator Device

<https://cordis.europa.eu/project/id/621252>

- > PECSYS: Technology demonstration of large-scale photo-electrochemical system for solar hydrogen production

<https://cordis.europa.eu/project/id/735218>

- > DEPECOR

<https://CO2-utilization.net/de/projekte/elektro-und-photokatalyse/depecor>

Photobiologie

- > CYFUN: Photosynthetische Produktion von Wasserstoff:

In-vivo, in-vitro und in einem immobilisierten in-vivo Prozess

<https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=%2201243808/1%22>

- > HydroMicPro: Wasserstoff aus Mikroalgen: mit Zell- und Reaktordesign zur wirtschaftlichen Produktion

<https://doi.org/10.2314/GBV:795385633>

Literatur

- [1] **Thyssenkrupp (2021):** Eines der größten grünen Wasserstoffprojekte der Welt. <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/presdetailseite/eines-der-grossten-grunen-wasserstoffprojekte-der-welt--thyssenkrupp-unterzeichnet-vertrag-uber-2gw-elektrolyse-anlage-fur-air-products-in-neom-124583>
- [2] **Thyssenkrupp Nucera (2022):** Large-scale water electrolysis for green hydrogen production. <https://thyssenkrupp-nucera.com/wp-content/uploads/2022/11/thyssenkrupp-nucera-green-hydrogen-solutions-brochure.pdf>
- [3] **Wasserstoff-Kompass: Expert*innen-Interviews**
- [4] **Siemens Energy (o. D.):** Silyzer 300. <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a193b68f-7ab4-4536-abe2-c23e01d0b526/datasheet-silyzer300.pdf>
- [5] **Enapter:** The AEM multicore, zuletzt aufgerufen am: 23.05.2023. <https://www.enapter.com/aem-multicore>
- [6] **Haldor Topsoe (2021):** SOEC high-temperature electrolysis. <https://www.topsoe.com/hubfs/DOWNLOADS/DOWNLOADS%20-%20Brochures/SOEC%20high-temperature%20electrolysis%20factsheet.pdf?hsCtaTracking=dc9b7bfd-4709-4e7e-acb5-39e76e956078%7C20d976e0-d884-4c00-9fcf-3af3d0850476>
- [7] **Prognos AG im Auftrag des BMWi (2020):** Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transaktionspfade-fuer-strombasierte-energietaeager.pdf?__blob=publicationFile
- [8] **Smolinka et al. (2018):** IndWEde – Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. <https://www.ipa.fraunhofer.de/content/dam/ipa/de/documents/Publikationen/Studien/Studie-IndWEde.pdf>
- [9] **Statista (2023):** Produktion von Wasserstoff nach Prozess in Deutschland im Jahr 2020; zuletzt aufgerufen am 30.10.2023. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1194793/umfrage/produktion-von-wasserstoff-nach-prozess/>
- [10] **EA (2022):** Hydrogen projects database. <https://www.iea.org/product/download/012159-000300-012147>
- [11] **FfE (2019):** Elektrolyse – Die Schlüsseltechnologie für Power-to-X Technologien. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/elektrolyse-die-schlueseltechnologie-fuer-power-to-x/>
- [12] **Enapter (2023):** AEM Wasserelektrolyse. <https://www.enapter.com/de/newsroom/aem-water-electrolysis-how-it-works>
- [13] **DERA (2022):** Mineralische Rohstoffe für die Wasserelektrolyse. https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Downloads/DERA%20Themenheft-01-22.pdf;jsessionid=255CEAC3F969937C026E32D91C6B0CFB.internet972?__blob=publicationFile&v=3
- [14] **IEA (2021):** Global Hydrogen Review 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>
- [15] **DWV (2023):** Geplantes Verbot von PFAS. <https://dvw-info.de/wp-content/uploads/2023/04/20230418-Positionspapier-PFAS-Verbot-DWV.pdf>
- [16] **FNE H2 (2022):** Langfassung der Expertenempfehlung Forschungsnetzwerk Wasserstoff. https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/fnepublications/CB89EC28FD6325E2E0537E695E860C38/live/document/Expertenempfehlung_Forschungsnetzwerk_Wasserstoff.pdf

- [17] Mörs, Friedemann und Heneka, Maximilian (2022): CO₂-Footprint von Wasserstoff – von blau über türkis bis grün, zuletzt aufgerufen am: 23.05.2023. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/events/h2-lunch-learn-03052022-erzeugungsverfahren-fmoers.pdf>
- [18] BMBF (2022): Wissenswertes zu grünem Wasserstoff, zuletzt aufgerufen am: 23.05.2023. <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/wissenswertes-zu-gruenem-wasserstoff.html>
- [19] IEA (2022): Global hydrogen review 2022. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>
- [20] Sunfire (o. D.): SOEC. <https://www.sunfire.de/files/sunfire/images/content/Sunfire.de%20%28neu%29/Sunfire-Factsheet-HyLink-SOEC-20210303.pdf>
- [21] FH Münster: Wie wird (grüner) Wasserstoff durch Elektrolyse erzeugt?, zuletzt aufgerufen am: 05.07.2023. https://www.fh-muenster.de/egu/fue/fue_gebiete/sektorenkopplung/hymat/FRAGEDESMONATSDEZ.php
- [22] Wasserstoff-Kompass (2022): Auf dem Weg in die deutsche Wasserstoffwirtschaft: Resultate der Stakeholder*innen-Befragung. acatech und DECHEMA, Berlin. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/wasserstoffwirtschaft-2030-2050/Umfragebericht_Langversion.pdf
- [23] Osselin et. al (2022): Orange hydrogen is the new green. Nature Geoscience, 15, 765–769. <https://www.nature.com/articles/s41561-022-01043-9> DOI: 10.1038/s41561-022-01043-9
- [24] Schneider et al. (2020): Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse. <https://doi.org/10.1002/cben.202000014>
- [25] Muradov, N.Z. und Veziroğlu, T.N. (2005): From hydrocarbon to hydrogen-carbon to hydrogen economy, International Journal of Hydrogen Energy, 30, 3, 225-237. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2004.03.033>
- [26] Steinberg, M. (1999): Fossil fuel decarbonization technology for mitigating global warming, International Journal of Hydrogen Energy, 24, 8, 771-777. DOI: 10.1016/S0360-3199(98)00128-1. [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(98\)00128-1](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(98)00128-1)
- [27] Albright, L.F., Crynes, B.L. und Corcoran, W.H. (1983): Pyrolysis, theory and industrial practice. DOI: 10.1002/anie.198407432.
- [28] Guéret, C., Daroux, M. und Billaud, F. (1997): Methane pyrolysis: thermodynamics, Chemical Engineering Science, 52, 5 815-827. DOI: 10.1016/S0009-2509(96)00444-7. [https://doi.org/10.1016/S0009-2509\(96\)00444-7](https://doi.org/10.1016/S0009-2509(96)00444-7)
- [29] Fau et al. (2013): Methane pyrolysis: Literature survey and comparisons of available data for use in numerical simulations, Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 104, 1-9. DOI: 10.1016/j.jaap.2013.04.006. <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2013.04.006>
- [30] Machhammer, O.; Bode, A. und Hormuth, W. (2016): Financial and Ecological Evaluation of Hydrogen Production Processes on Large Scale, Chemical Engineering & Technology, 39, 6, 1185-1193. DOI: 10.1002/ceat.201600023. <https://doi.org/10.1002/ceat.201600023>
- [31] Hazer: Hazer Commercial Demonstration Plant, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023 <https://research.csiro.au/hyresource/hazer-commercial-demonstration-plant/>
- [32] CHEManager: Monolith Plans Carbon-free Ammonia Plant, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://www.chemanager-online.com/en/news/monolith-plans-carbon-free-ammonia-plant>

- [33] **DECHEMA und FutureCamp (2019):** Roadmap Chemie 2050.
<https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-09-studie-roadmap-chemie-2050-treibhausgasneutralitaet.pdf>
- [34] **IEA (2023):** Global Hydrogen Review 2023.
<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
- [35] **Mehmeti et al. (2018):** Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies, *Environments*, 5, 2, 24. DOI: 10.3390/environments5020024.
<https://doi.org/10.3390/environments5020024>
- [36] **UBA:** CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde Strom stiegen in 2022, zuletzt aufgerufen am: 08.08.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/CO2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-stiegen-in>
- [37] **Konstantin, Panos (2017):** Praxisbuch Energiewirtschaft, 4. Auflage.
DOI: 10.1007/978-3-662-49823-1. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-49823-1>
- [38] **European Commission, Directorate-General for Energy (2023):** METIS 3, study S5: the impact of industry transition on a CO₂-neutral European energy system, Publications Office of the European Union.
<https://data.europa.eu/doi/10.2833/094502>
- [39] **Sprenger, T. (2022):** CO₂-Infrastrukturen sind wichtig für ein klimaneutrales Deutschland. EWI Policy Brief. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/07/Policy_Brief_CO2-Infrastrukturen.pdf
- [40] **acatech (2018):** CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie (acatech POSITION), München: Herbert Utz Verlag. https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/09/acatech_POSITION_CCU_CCS_WEB-002_final.pdf
- [41] **SPD-Fraktion im Bundestag (2023):** Negativemissionstechnologien (CCU/S) – zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen. Positionen.
<https://www.spdfraktion.de/system/files/documents/position-wasserstoffinfrastruktur.pdf>
- [42] **Cortazar et al. (2022):** Analysis of hydrogen production potential from waste plastics by pyrolysis and in line oxidative steam reforming, *Fuel Process. Technol.*, 225, 107044. DOI: 10.1016/j.fuproc.2021.107044. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2021.107044>
- [43] **Shah et al. (2023):** A review on gasification and pyrolysis of waste plastics, *Front. Chem.*, 10. DOI: 10.3389/fchem.2022.960894. <https://doi.org/10.3389/fchem.2022.960894>
- [44] **Umweltbundesamt:** Trendtabelle Treibhausgas nach Sektoren, zuletzt aufgerufen am: 08.08.2023. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2022_03_15_trendtabellen_thg_nach_sektoren_v1.0.xlsx
- [45] **Haffner Energy:** Hynoca Verfahren, zuletzt aufgerufen am: 08.08.2023.
<https://www.haffner-energy.com/renewable-hydrogen-with-hynoca/?lang=en>
- [46] **Qairos Énergies:** Homepage, zuletzt aufgerufen am: 08.08.2023.
<https://qairos-energies.com/>
- [47] **Plagazi:** Homepage, zuletzt aufgerufen am: 28.08.2023.
<https://en.plagazi.com/technology>
- [48] **DLR (2020):** Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende – Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung. <https://elib.dlr.de/137796/>
- [49] **SolarPACES:** At Synhelion, Solar Jet Fuels Get Ready for Take-off, zuletzt aufgerufen am: 10.08.2023. <https://www.solarpaces.org/at-synhelion-solar-jet-fuels-get-ready-for-take-off/>

- [50] **Synhelion:** About DAWN, zuletzt aufgerufen am: 10.08.2023.
<https://synhelion.com/technology/solar-fuel-plants>
- [51] **Kim et al. (2019):** Toward practical solar hydrogen production – an artificial photosynthetic leaf-to-farm challenge, Chem. Soc. Rev., 7. DOI: 10.1039/C8CS00699G.
<https://doi.org/10.1039/C8CS00699G>
- [52] **DECHEMA e.V. und Center for Environmental Systems Research, Universität Kassel (2022):** Künstliche Photosynthese – Technologien, Hürden und Potenziale. https://co2-utilization.net/fileadmin/user_upload/Technologiebewertungen/Kuenstliche_Photosynthese/Dechema_CO2-WIN_Publikation_2023-06_FREIGABE-ES.pdf
- [53] **Sivula, Kevin und van de Krol, Roel (2016):** Semiconducting materials for photoelectrochemical energy conversion, Nat Rev Mater, 15010 (2016). DOI: 10.1038/natrevmats.2015.10. <https://doi.org/10.1038/natrevmats.2015.10>
- [54] **Deutschlandfunk:** Wasserstoff vom Solarturm, zuletzt aufgerufen am: 10.08.2023.
<https://www.deutschlandfunk.de/tolle-idee-was-wurde-daraus-wasserstoff-vom-solarturm-100.html>
- [55] **Porshnov, D. (2022):** Evolution of pyrolysis and gasification as waste to energy tools for low carbon economy. Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, 11:e421. DOI: 10.1002/wene.421.
<https://wires.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/wene.421>
- [56] **H₂Pro:** E-TAC Technology, zuletzt aufgerufen am: 15.09.2023.
<https://www.h2pro.co/technology>
- [57] **Hysata:** zuletzt aufgerufen am: 15.09.2023. <https://hysata.com/>



WASSERSTOFF
KOMPASS



BEREITSTELLUNG
H₂-Import





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

-  Regulatorischer Rahmen
-  Zielgerichteter H₂-Einsatz
-  Fachkräftesicherung
-  Akzeptanz und Sicherheit
-  Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

-  H₂-Erzeugung
-  **H₂-Import**
-  Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

-  Stahlindustrie
-  Chemische Industrie
-  Raffinerien
-  Zementindustrie
-  Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

-  Kraftfahrzeuge
-  Schifffahrt
-  Luftverkehr
-  Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

-  Gebäudewärme
-  Prozesswärme
-  Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte von H₂-Importen

- 2 Notwendigkeit von Wasserstoffimporten
- 3 Ökonomische Aspekte
- 4 Versorgungssicherheit

5 Handlungsoptionen

- 5 Importe aus Staaten der Europäischen Union
- 8 Importe aus Drittstaaten per Pipeline
- 11 Importe aus Drittstaaten via Schiff
- 18 Innereuropäische Abstimmung
- 21 Vernetzung und Zusammenarbeit
- 24 Notwendigkeit und Ausrichtung eines nationalen Kriterienkatalogs für den Wasserstoffimport
- 28 Kriterienkatalog für den Wasserstoffimport

31 Literatur

H₂-Import

- › Der für das Jahr 2030 angenommene nationale Wasserstoffbedarf von 95 bis 130 Terawattstunden erfordert den Import von Wasserstoff und seinen Derivaten in erheblichem Umfang.
- › Zwar bliebe Deutschland auch mit einer Wasserstoffwirtschaft ein Energieimportland, könnte aber durch diversifizierte Wasserstoffimportquellen seine Versorgungssicherheit im Vergleich zu heute erhöhen.
- › Der pipelinegebundene Import aus Europa wird der wichtigste Importvektor. Vorstellbar sind aber auch Importe von Wasserstoff beziehungsweise seinen Derivaten per Schiff aus weit entfernten Regionen weltweit.

Generelle Aspekte von H₂-Importen

Nur mithilfe von Importen von Wasserstoff und seinen Derivaten wird es möglich sein, den sich abzeichnenden Bedarf einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland zu decken und dadurch Energiesystem und Industrie zu defossilisieren. Gleichzeitig bieten Importe die Möglichkeit, bi- und multilaterale Beziehungen neu zu gestalten. Deutschland bietet sich die Chance, in einer entstehenden globalen Wasserstoffwirtschaft als gestaltender Akteur*innen Einfluss zu nehmen.

Notwendigkeit von Wasserstoffimporten

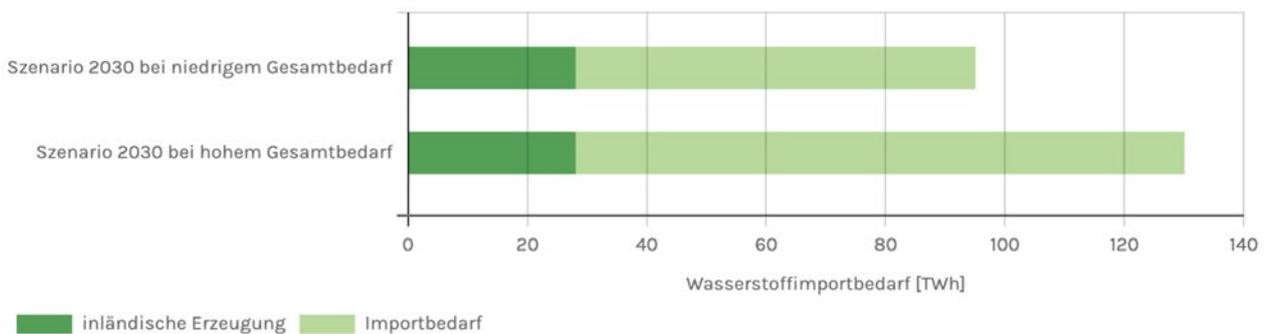
Deutschland wird im Jahr 2030 bei Umsetzung der im Koalitionsvertrag und der überarbeiteten Nationalen Wasserstoffstrategie^[1] genannten 10 Gigawatt inländische Elektrolyseleistung und – bei optimistischen Annahmen (4.000 Volllaststunden pro Jahr, 70 Prozent Elektrolyseeffizienz) – circa 28 Terawattstunden erneuerbaren Wasserstoff (H₂) herstellen können. Dies wird nur einen begrenzten Teil des erwarteten Bedarfs decken.

Denn die aktualisierte Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) geht gleichzeitig von einem Anstieg des jährlichen Wasserstoffbedarfs auf 95 bis 130 Terawattstunden für das Jahr 2030 aus. Es bleibt also eine Lücke von 67 bis 102 Terawattstunden, die durch andere Erzeugungstechnologien und Importe in erheblichem Umfang via Pipeline oder via Schiff gedeckt werden müssten.

Für das Jahr 2045 wird diese Versorgungslücke nahezu allen wissenschaftlich fundierten Prognosen nach erheblich größer ausfallen (siehe H₂-Bedarfe). Dies bedeutet, dass die zunehmende heimische Erzeugung nicht mit dem wachsenden Bedarf Schritt halten kann. Beispielhaft soll als Referenz der Nationale Wasserstoffrat mit seiner Prognose dienen.^[2]

Die Bundesregierung will noch im Jahr 2023 eine Importstrategie beschließen, die auf der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie aufbaut. Sie soll als Handlungsgrundlage für den zukünftigen Import von Wasserstoff dienen. Ihr werden unter anderem Transportoptionen inklusive Transportkorridoren aufgezeigt sowie erforderliche Importinfrastrukturen für den Import via Schiff und Pipeline adressiert.

Wasserstoffimportbedarfe in Terawattstunden



Das globale Energiesystem der Zukunft wird durch den Ausbau erneuerbarer Energien zunehmend dezentral – alte Strukturen wie die Organisation der erdöl-exportierenden Länder (OPEC) oder das Gas Exporting Countries Forum (GECF) werden an Einfluss und Marktanteilen verlieren. Neue Akteur*innen und Länder können mithilfe des Wasserstoffs und seiner Derivate als globale Energieexporteure in Erscheinung treten. Die Voraussetzungen hierfür, insbesondere niedrige Stromgestehungskosten, sind in vielen wind- und sonnenreichen Ländern gegeben.

Ob Importe in relevanten Größenordnungen realisierbar sein werden, hängt von vielen Faktoren ab. Im Rahmen des Stakeholder-Dialogs des Projektes Wasserstoff-Kompass wurden folgende Voraussetzungen für einen effizienten und schnellen Importehochlauf identifiziert:

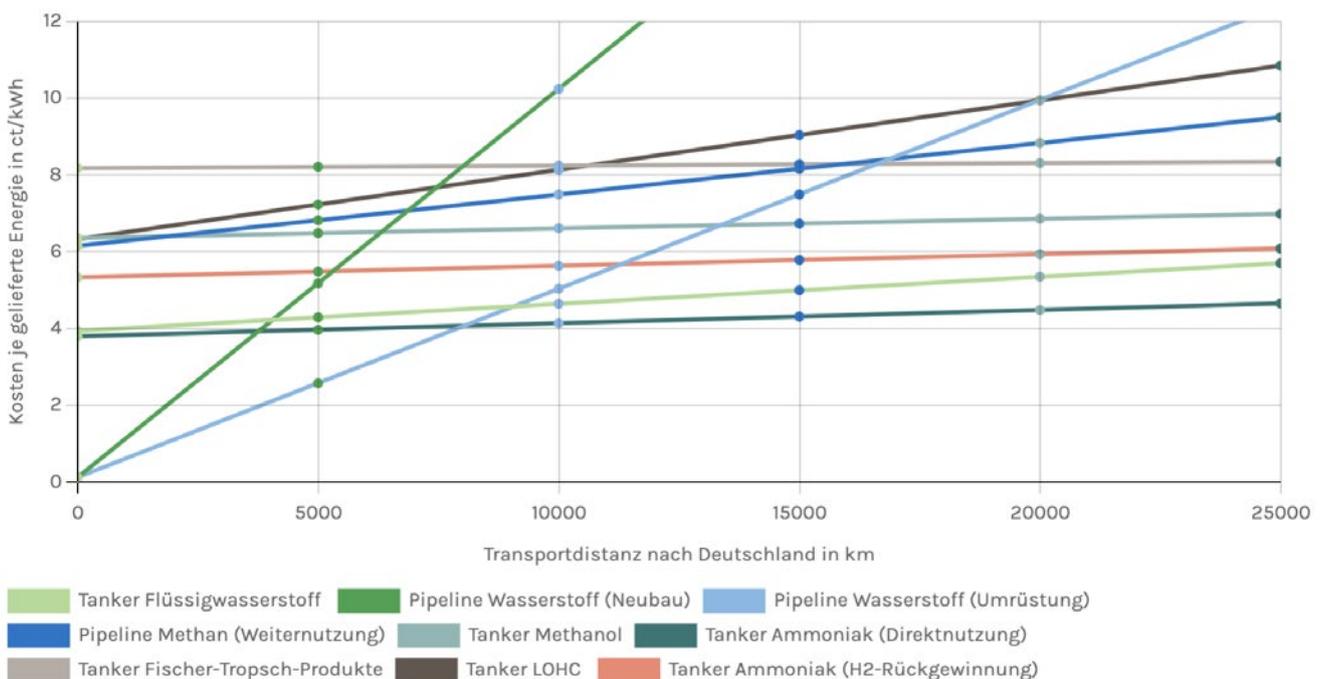
- > Zertifizierungskriterien siehe auch Nationaler Wasserstoffrat^[3] und aktualisierte Nationale Wasserstoffstrategie^[1]
- > Vernetzung und Zusammenarbeit
- > Innereuropäische Abstimmung
- > Notwendigkeit und Ausrichtung eines nationalen Kriterienkatalogs und seine konkrete Ausformulierung

Ökonomische Aspekte

Der Branchenverband DWV hat für das Jahr 2030 einen maximalen nationalen Jahresumsatz von rund 13 Milliarden Euro ermittelt. Dies könnte zu circa 65.800 neuen Arbeitsplätzen in der Wasserstoffbranche führen.^[4]

Hierfür sind unter anderem möglichst geringe Transportkosten importierten Wasserstoffs notwendig. Folgende Grafik zeigt, wie sich die geografische Entfernung auf die Kostenentwicklung der verschiedenen Transportoptionen auswirkt (Quelle: eigene Darstellung basierend auf ESYS^[5]).

Transport- und Umwandlungskosten
Wasserstoffbasierter Energieträger in ct/kWh



Versorgungssicherheit

Der (diversifizierte) Wasserstoffimport ist notwendige Voraussetzung für eine ausreichende und sichere Versorgung.

Der Wasserstoffimport kann einerseits die Versorgungssicherheit beziehungsweise Resilienz des Gesamtenergiesystems erhöhen, da erneuerbarer H₂ als flexibel einsetzbarer Energieträger das Energieportfolio diversifizieren würde.

Andererseits ist der internationale Wasserstoffhandel mit ähnlichen Risiken verbunden wie im Fall fossiler Energieträger:^[6]

- › Die Handelsware Wasserstoff kann als politisches Instrument beziehungsweise Druckmittel genutzt werden.
- › Exportländer selbst oder andere Akteur*innene könnten bewusst Unterbrechungen von Handelsströmen herbeiführen. Beispielsweise könnten Anschläge auf Pipelines den Wasserstoffhandel sabotieren.
- › Durch natürliche Ereignisse können nicht kontrollierbare Unterbrechungen von Handelsströmen hervorgerufen werden. Beispielsweise könnten Stürme den Schiffstransport unterbrechen oder die On- und Offshore-Infrastruktur beeinträchtigen. Ebenso könnte bei anhaltenden Trockenperioden die Süßwasserversorgung zur Wasserstoffproduktion eingeschränkt werden. Mit dem Fortschreiten des Klimawandels muss davon ausgegangen werden, dass derartige Wetterphänomene zukünftig auch einen starken Einfluss auf die Wasserstoffwertschöpfungsketten und den Wasserstoffhandel haben werden.

AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

- › H2Global
<https://www.h2-global.de/>
- › HySupply
<https://www.acatech.de/projekt/hysupply-deutsch-australische-machbarkeitsstudie-zu-wasserstoff-aus-erneuerbaren-energien/>
- › HYPAT
<https://www.hypat.de/hypat/index.php>
- › Durch die Europäische Union (EU) geförderte 'important projects of common European interest' (IPCEIs) im Wasserstoffsektor
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html>
- › HyGATE
<https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/faq/wasserstoff-australien-deutschland-faq.html>

Handlungsoptionen

Importe aus Staaten der Europäischen Union

In der Wasserstoffstrategie der Europäischen Union (EU) von 2020 wurde eine Inner-EU-Produktion von über zehn Millionen Tonnen erneuerbarem Wasserstoff (H₂) bis 2030 als Ziel formuliert, was circa 333 Terawattstunden entspricht. Deutschland könnte demnach theoretisch einen Teil seines Bedarfs aus EU-Mitgliedstaaten bedienen.

Gleichzeitig wird für das Jahr 2030 für die EU selbst ein Bedarf zwischen 481 und 665 Terawattstunden prognostiziert.^[7] Die Versorgungslücke aus Eigenproduktion und Bedarf könnte die EU mit dem REPowerEU-Programm https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_de aus dem Jahr 2022 decken, das weitere zehn Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoffs aus Importen für das Jahr 2030 vorsieht.

Um diese Mengen an erneuerbarem Wasserstoff realisieren zu können, formulierten die Nordsee-Anrainerstaaten als einen zentralen Baustein am 24. April 2023 in der »Ostend Declaration of Energy Ministers« das Ziel, bis zum Jahr 2030 gemeinsam 120 Gigawatt-Offshore-Kapazitäten in der Nordsee zu installieren; unter anderem für die Produktion erneuerbaren Wasserstoffs.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- › Eine Mehrheit der Stakeholder*innen sieht in den Ländern Europas mit hohem Erneuerbare-Energien-Potenzial die wichtigste mögliche Lieferregion, mit Fokus auf die windreichen Länder des Nordens, gefolgt von den Ländern Nordafrikas.
- › Ebenfalls sahen eine Mehrheit der Stakeholder*innen die Anbindung an ein pan-europäisches H₂-Netz als wichtig an. 63 Prozent der Befragten in unserer 2021 durchgeführten Stakeholderumfrage hielten dies für notwendig, gegenüber nur 2 Prozent, die sie als nicht notwendig erachteten.^[8]

Voraussetzungen

- › Die als Ziel formulierte Bereitstellung von 10 Millionen Tonnen erneuerbarem Wasserstoff aus den Ländern der EU entsprechen circa 120 Gigawatt installierter Elektrolyseleistung, die bis 2030 aufgebaut werden müsste.
- › Voraussetzung für den Import aus der EU ist auch der Aufbau einer inländischen Pipelineinfrastruktur für den Transport von Wasserstoff und seine Derivate, um den grenzüberschreitenden Gasfluss gewährleisten zu können.
- › Anbindung an das European Hydrogen Backbone <https://ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps> welches den Nukleus eines innereuropäischen pipelinegebundenen Wasserstofftransportnetzes bilden soll. Die vorgesehene Anbindung Deutschlands an die geplante Pipeline H₂Med oder den Interconnector Bornholm-Lubmin zielen in diese Richtung.

- › Der bedarfsorientierte Aufbau einer Verteilnetz-Infrastruktur ist ebenso eine Voraussetzung für den Inner-EU-Bezug von Wasserstoff und seinen Derivaten.
- › Mit einer einheitlichen Zertifizierung von Wasserstoff würde sich der transnationale Handel von Wasserstoff und seinen Derivaten in der EU effizienter umsetzen lassen.
- › Wenn Deutschland einen signifikanten Teil seines Bedarfs aus der EU beziehen möchte, erscheint es sinnvoll, zeitnah Wasserstoffkooperationen zu etablieren beziehungsweise europäische Wasserstoffprojekte zu unterstützen.

Vorteile

- › Importe aus der EU würden den EU-Binnenmarkt stärken.
- › Importe aus der EU würden Deutschland unabhängiger gegenüber politischen Entwicklungen im Nicht-EU-Ausland werden lassen.
- › Der Transport könnte über möglichst kurze und effiziente Transportoptionen realisiert werden.
- › Der gemeinsame EU-Rechtsrahmen würde die Umsetzung von Importabkommen vereinfachen. Die stabilen Verhältnisse in den EU-Mitgliedstaaten würden auch zu geringeren Risikoaufschlägen bei der Finanzierung führen.

Die sich abzeichnende Entwicklung einer EU-weiten Wasserstoffinfrastruktur hilft, Wasserstoff weiter in den EU-Energiebinnenmarkt zu integrieren. Damit erweitern sich der Optionenraum und Handlungsrahmen auf nationaler Ebene wie auch auf EU-Ebene hinsichtlich der Weiterentwicklung eines resilienten und versorgungssicheren Energiesystems.

Nachteile

- › Je weniger Wasserstoff aus Nicht-EU Ländern bezogen wird, desto geringer fällt das Gewicht der Wasserstoffdiplomatie als Teil der (Energie-)Außenpolitik und internationalen Entwicklungszusammenarbeit aus.

Folgen

- › Importe aus der EU würden zu einer Stärkung der EU-Wirtschaft führen, da weniger Devisen aus der EU für den Wasserstoffimport abfließen würden.
- › Der Aufbau einer EU-weiten Wasserstoffwirtschaft würde gestärkt, da Deutschland und die deutsche Wirtschaft als langfristiger Abnehmer aufträten.

Ökonomische Aspekte

Der Import von Wasserstoff via Pipeline stellt die kostengünstigste Importoption für den Zeithorizont bis 2030 und einer Distanz von bis zu 4.000 Kilometern dar.^[5] Ob der Import aus der EU oder den Ländern des Middle East and Northern Africa (MENA-Region) via Pipeline wirtschaftlicher sein wird, lässt sich nicht abschließend beantworten. Hier stehen geringere Stromgestehungskosten in den MENA-Ländern höheren Risikoaufschlägen aufgrund unsicherer politisch-institutioneller Rahmenbedingungen gegenüber.

Versorgungssicherheit

Der Import von Wasserstoff aus der EU stärkt die Resilienz Deutschlands gegenüber politisch motivierten Beeinträchtigungen aus dem Nicht-EU-Ausland. Daraus leitet sich eine deutliche Zunahme der Versorgungssicherheit für Wasserstoff beziehungsweise für das Gesamtenergiesystem ab.

Akteur*innen

Der Import aus Staaten der Europäischen Union reduziert sich nicht auf eine technische Option und könnte daher eine Vielzahl von Akteur*innen umfassen, unter anderem:

- > Europäische Kommission
- > EU Energieagentur ACER
- > nationale Fernleitungsnetzbetreiber
- > nationale Netzagenturen
- > nationale Regulierungsbehörden
- > industrielle Abnehmer

Technologiereifegrad

Für den technischen Reifegrad für den Import aus Staaten der Europäischen Union sind vor allem die Werte für den Import via Pipeline und für den Import via Schiff von Bedeutung.

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Vernetzung und Zusammenarbeit

Internationale Vernetzung und Zusammenarbeit sind eine notwendige Voraussetzung, um den EU-Wasserstoffmarkt weiterentwickeln zu können.

MASSNAHME

> Innereuropäische Abstimmung

Eine transparente innereuropäische Abstimmung bezüglich ihrer Wasserstoffambitionen und -erwartungen würde Deutschland und die EU beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft nachhaltig stärken.

MASSNAHME

> Zertifizierung von Wasserstoff

Die Zertifizierung von Wasserstoff kann den zukünftigen globalen Handel mit Wasserstoff und seinen Derivaten effizient und nachhaltig gestalten.

MASSNAHME
> Kriterienkatalog für den Wasserstoffimport

Welche Kriterien müsste ein Kriterienkatalog für den Wasserstoffimport beinhalten?

MASSNAHME
> Formulierung und Umsetzung eines Kriterienkatalogs für den Wasserstoffimport

Warum ein Kriterienkatalog für den Wasserstoffimport sowohl im Sinne der Exportländer und -regionen als auch aus Eigeninteresse notwendig und zielführend sein könnte.

Importe aus Drittstaaten per Pipeline

Wasserstoff und seine Derivate können grundsätzlich über neu verlegte oder umgerüstete Pipelines effizient transportiert werden. Es existieren auch in Deutschland bereits reine Wasserstoffpipelines. Es handelt sich also um eine in der Praxis bewährte Transportoption.

Der Transport von Wasserstoff und seinen Derivaten per Pipeline kommt vor allem für den Import aus europäischen Staaten sowie aus der Middle East and Northern Africa (MENA-Region) infrage.^[9]

Im Rahmen der Initiative der Europäischen Union (EU) REPowerEU sind fünf Korridore für den Wasserstoffimport via Pipeline als Teil des European Hydrogen Backbone vorgesehen,^[10] das als Rückgrat für den kontinentalen Wasserstofftransport via Pipeline dienen soll.


STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Eine Mehrheit der Stakeholder*innen sieht in den Ländern Nordafrikas nach den windreichen Ländern im Norden Europas die zweitwichtigste Lieferregion per Pipeline.

Voraussetzungen

- > Handelsbeziehungen/-abkommen mit Exportländern und -regionen sind notwendig für die Realisierung von Pipelineprojekten.
- > Um Pipelines betreiben zu können, sind ein hohes Maß an strategischer und politischer Kooperation und ökonomischer Verflechtung mit dem Exportland eine notwendige Voraussetzung. Sofern diese nicht vorliegt, werden keine Pipelineprojekte realisiert.
- > Voraussetzung für den Import via Pipeline ist faktisch auch der Aufbau eines inländischen Transportnetzes für Wasserstoff und seine Derivate, auch wenn der Transport theoretisch bis zur Landesgrenze erfolgen könnte und dann per Binnenschiff, Trailer oder Zug fortgesetzt werden könnte.

- › Der bedarfsorientierte Aufbau einer Verteilnetz-Infrastruktur für Wasserstoff und seine Derivate ist ebenso eine Voraussetzung für den Import via Pipeline.
- › Um den zukünftigen Import aus Drittstaaten nachhaltig und auch gewinnbringend für die Exportländer und -regionen gestalten zu können, sollte sich die Auswahl von Regionen und Ländern zum Import an einem Kriterienkatalog orientieren – auch wenn sich Deutschland und die EU in einem internationalen Wettstreit um Importmärkte befinden.

Vorteile

- › Für Distanzen bis circa 4.000 Kilometern ist der Import von Wasserstoff via Pipeline die wirtschaftlichste Option.^[5]
- › Der Import von Wasserstoff via umgerüstete Pipelines, auch aus dem Nicht-EU-Ausland, ist bereits in drei bis fünf Jahren realisierbar.^[5]

Nachteile

- › Pipelines sind aufgrund der räumlichen Festlegung statisch zu nutzen und unflexibel.
- › Ein wirtschaftlicher Betrieb ist nur für große Mengen bei hoher und möglichst konstanter Auslastung zu gewährleisten.

Folgen

- › Es besteht die Gefahr von Abhängigkeiten gegenüber einzelnen Exporteuren und Transitstaaten.

Ökonomische Aspekte

Neben dem Schiffsimport von Ammoniak ist die Nutzung umgerüsteter Pipelines die Importoption von Wasserstoff und seinen Derivaten mit den niedrigsten Mehrkosten gegenüber fossilen Energieträgern.^[5]

Versorgungssicherheit

- › Langfristige Kontrakte in einem neuen geopolitischen Umfeld erhöhen sowohl die Versorgungssicherheit mit Wasserstoff selbst als auch die des gesamten Energiesystems.
- › Kritisch zu bewerten ist, dass eine Pipeline-Infrastruktur mit entsprechendem Aufwand und Know-how sabotiert werden kann, wie das Beispiel der Nord-Stream-Pipelines zeigt.

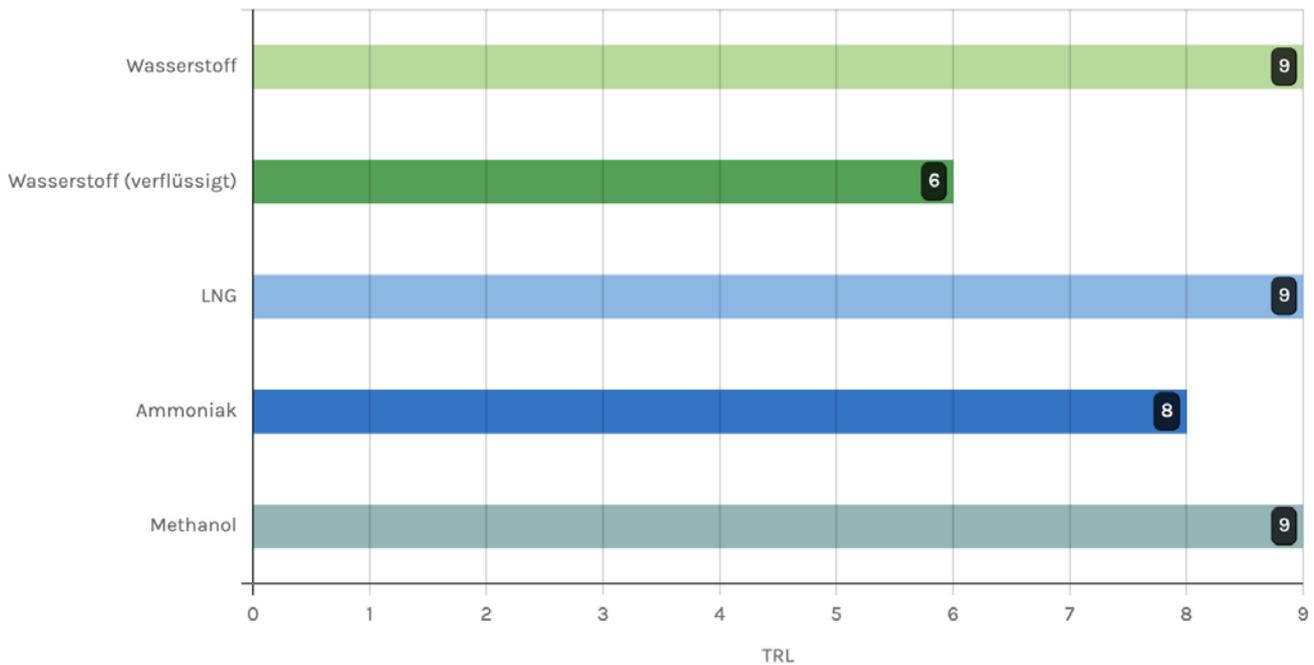
Akteur*innen

- > Fernleitungsnetzbetreiber
- > Bundesnetzagentur
- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Technologiereifegrad

TRL für den Transport der verschiedenen Energieträger via Pipeline

Da bereits mehrere reine Wasserstoffpipelines existieren, wird der Technologiereifegrad für den Transport von Wasserstoff via Pipelines mit 9 angegeben.^[11] Es existieren ebenso Pipelines für den Transport von Ammoniak, Methan und Methanol, daher wird auch bei diesen Energieträgern der technische Reifegrad hoch bewertet.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > Hydrogen Backbone Initiative
<https://ehb.eu/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Vernetzung und Zusammenarbeit

Internationale Vernetzung und Zusammenarbeit sind eine notwendige Voraussetzung, um den EU-Wasserstoffmarkt weiterentwickeln zu können.

MASSNAHME

> Innereuropäische Abstimmung

Eine transparente innereuropäische Abstimmung bezüglich ihrer Wasserstoffambitionen und -erwartungen würde Deutschland und die EU beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft nachhaltig stärken.

MASSNAHME

> Zertifizierung von Wasserstoff

Die Zertifizierung von Wasserstoff kann den zukünftigen globalen Handel mit Wasserstoff und seinen Derivaten effizient und nachhaltig gestalten.

MASSNAHME

> Kriterienkatalog für den Wasserstoffimport

Welche Kriterien müsste ein Kriterienkatalog für den Wasserstoffimport beinhalten?

MASSNAHME

> Formulierung und Umsetzung eines Kriterienkatalogs für den Wasserstoff-Import

Warum ein Kriterienkatalog für den Wasserstoff-Import im Sinne der Exportländer und -regionen als auch aus Eigeninteresse notwendig und zielführend sein könnte.

Importe aus Drittstaaten via Schiff

Der zukünftige Markt für Wasserstoff wird global sein. Aufgrund niedriger Stromkosten können sonnen- und windreiche Länder als Exporteure für Energieträger auftreten.

Einige dieser erwartbaren zukünftigen Exporteure können aus technischen Gründen nicht über Pipelines an ein europäisches Verbundnetz angebunden werden, wie beispielsweise Australien, Chile und andere Länder, weil es nicht rentabel wäre wie beispielsweise Namibia. Der Import müsste stattdessen über den Seeweg erfolgen, direkt als verflüssigter Wasserstoff oder in Form von Derivaten beziehungsweise Trägerstoffen wie Ammoniak, Methanol, synthetischem Methan oder Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC).

Hier ein Vergleich der momentan größten Tanker für Methan, Wasserstoff (H₂) und Ammoniak und ihre maximale energetische Zuladung:

- > Die südkoreanische Nakilat Q-Max-Klasse kann bis zu 266.000 Kubikmeter Flüssiggas (LNG) aufnehmen und transportieren. Es sind die derzeit größten Flüssiggastanker der Welt. Seine maximale Zuladung entspricht bei einem durchschnittlichen Energiegehalt von circa 22 Gigajoule pro Kubikmeter 5.852.000 Gigajoule oder 1,62 Terawattstunden. Damit könnten etwa 85.000 Wohnungen ein Jahr lang geheizt werden.

- › Im Vergleich hierzu kann der derzeit größte Wasserstofftanker der Welt, die Suiso Frontier, 1.250 Kubikmeter Flüssigwasserstoff aufnehmen und transportieren. Dies entspricht bei einem durchschnittlichen Energiegehalt von 9 Gigajoule pro Kubikmeter einer maximalen Zuladung von 11.250 Gigajoule oder 0,003 Terawattstunden. Damit könnten 1.000 Brennstoffzellen-PKW etwa 10.000 Kilometer weit fahren.
- › Wesentlich größer fallen Tanker für den Ammoniaktransport aus. Der größte dieser LPG2G/2PG genannten Tanker (LPG-Tanker), die M/V Pacific Ineos Belstaff, kann bis zu 99.000 Kubikmeter Gase fassen. Bei einem durchschnittlichen Energiegehalt von 12 Gigajoule pro Kubikmeter entspricht dies einer maximalen Zuladung von 1.188.000 Gigajoule oder 0,33 Terawattstunden – der Menge Ammoniak, die in Deutschland in neun Tagen produziert wird.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- › Laut der Stakeholderumfrage des Wasserstoff-Kompasses hielten 51 Prozent der Befragten den Ausbau von Häfen als H₂-Hubs für notwendig und weitere 28 Prozent für bedingt notwendig. Demgegenüber hielten jeweils drei Prozent die Maßnahme für kaum oder nicht notwendig.^[8]

Voraussetzungen

- › Um den Import via Schiff realisieren zu können, bedarf es des Aufbaus einer inländischen Infrastruktur für Wasserstoff und seine Derivate für Häfen und Schiffe.
- › Voraussetzung für den Import via Schiff ist der Aufbau eines inländischen Transportnetzes für Wasserstoff und seine Derivate, auch wenn der Transport theoretisch bis zu den Häfen erfolgen und dann per Binnenschiff, Trailer oder Zug fortgesetzt werden könnte.
- › Der bedarfsorientierte Aufbau einer Verteilnetz-Infrastruktur für Wasserstoff und seine Derivate ist ebenso eine Voraussetzung für den Import via Schiff.
- › Um den zukünftigen Import aus Drittstaaten nachhaltig und auch gewinnbringend für die Exportländer und -regionen gestalten zu können, sollte sich die Auswahl von Regionen und Ländern zum Import an einem Kriterienkatalog orientieren – auch wenn sich Deutschland und die EU in einem internationalen Wettstreit um Importmärkte und Handelspartner befinden.

Vorteile

- › Bei Importrouten, die länger als 4.000 Kilometer sind, wird der Transport via Schiff wirtschaftlicher als über Pipelines eingeschätzt.^[5]
- › Der schnellstmögliche Hochlauf einer Importwirtschaft auf Basis erneuerbaren Wasserstoffs (H₂) könnte in Form von Ammoniak, synthetischem Methanol oder synthetischen Fischer-Tropsch-Produkten per Schiff innerhalb der nächsten zwei Jahre starten – noch vor dem Import von Wasserstoff via Pipeline.^[5]
- › Auch wenn es transportbedingte Emissionen gibt, kann via Schiff importierter erneuerbarer Wasserstoff (H₂) signifikante CO₂-Einsparungen gegenüber in Deutschland auf Basis von Erdgas produziertem »grauen« Wasserstoff und Ammoniak aufweisen.

Nachteile

- > Unterbrechungen der Seewege und Handelsrouten aufgrund von Unfällen, natürlichen Ereignissen oder vorsätzlichen Handlungen sind nicht vorhersehbar. Dies ist besonders bei »Nadelöhren« wie dem Suezkanal (vergleiche hierzu die Sperrung im Jahr 2021 durch das havarierte Containerschiff Ever Given) zu berücksichtigen.
- > Langer Umsetzungszeitraum (8 bis 10 Jahre) für den Import von reinem Wasserstoff in Relation zum pipelinegebundenen Import (3 bis 5 Jahre).

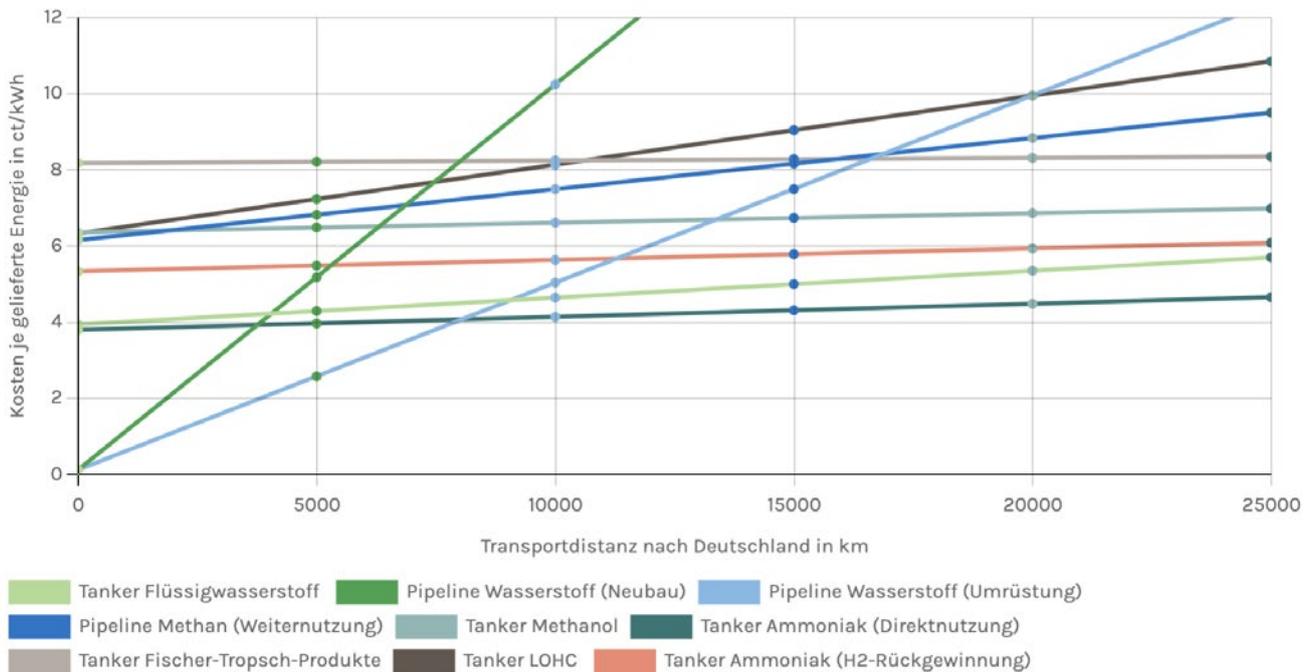
Folgen

- > Der Import von Wasserstoff und seinen Derivaten via Schiffstransport eröffnet Handlungsoptionen mit Ländern, die andernfalls nicht zur Verfügung stehen würden, wie zum Beispiel Australien oder Chile.

Ökonomische Aspekte

Ab circa 4.000 Kilometer ist der Import via Pipeline die günstigste Option (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ESYS^[5]).

Transport- und Umwandlungskosten
wasserstoffbasierter Energieträger in ct/kWh



Versorgungssicherheit

- > Der Import via Schiff ist eine notwendige Bedingung, um den Import von Wasserstoff und seinen Derivaten stärker diversifizieren zu können. Je stärker die Diversifizierung, desto höher die Versorgungssicherheit im Importbereich.
- > Der Wasserstoffimport via Schiff ermöglicht eine flexible Reaktion auf politische Entwicklungen in den internationalen Beziehungen wie auch auf Störungen von transnationalen Energieflüssen. Diese Flexibilität erhöht die Versorgungssicherheit des wasserstoffbezogenen Energiesystems.

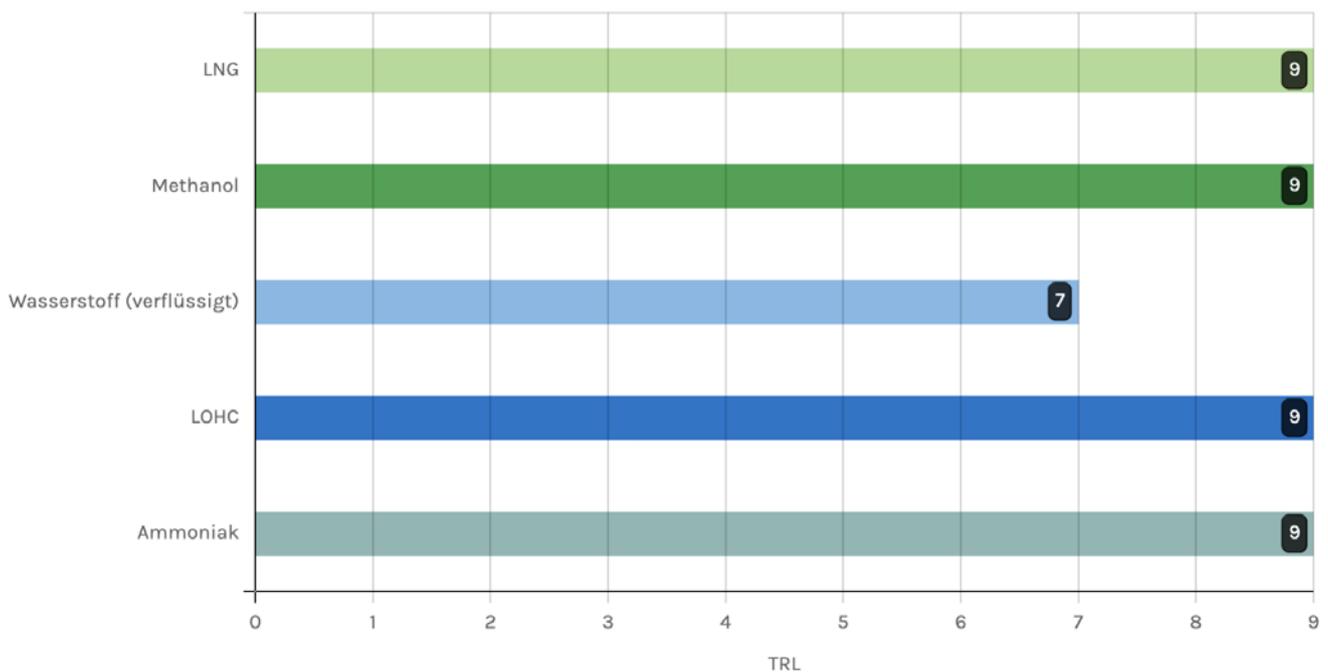
Akteur*innen

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz,
- > Landesregierungen mit Küsten und Seehäfen,
- > Betreiber von Hafenterminals zum Anlanden von Energieträgern
- > Unternehmen zum Bau und Betrieb von Häfen und Hafeninfrastruktur
- > Reedereien

Technologiereifegrad

TRL für den Transport der verschiedenen Energieträger via Tanker

Der Technologiereifegrad für den reinen Transport von Wasserstoff und seinen Derivaten via Tanker variiert, ist aber grundsätzlich technisch möglich.^[12]

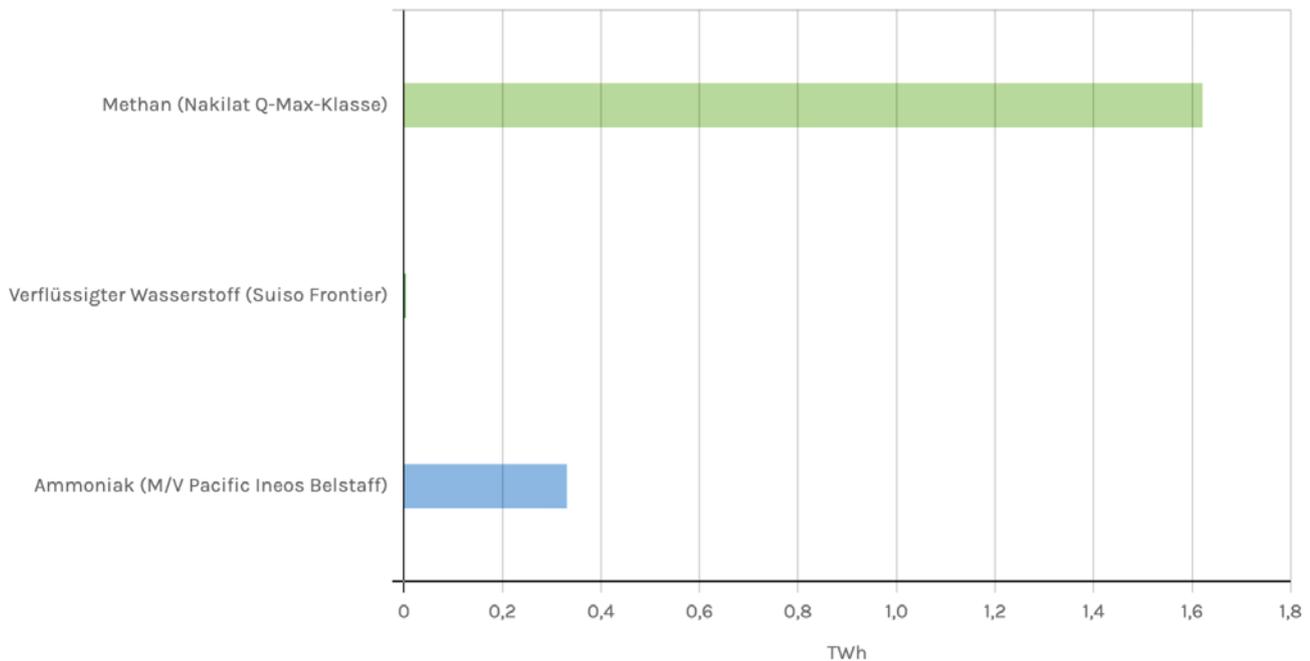


Endenergiebedarf

Für den Bunkerungsprozess der verschiedenen Energieträger muss unterschiedlich viel Energie aufgewendet werden. Je nachdem, welche Prozessschritte mit einbezogen werden, variieren die Werte für die aufgewendete Energie pro gebunkelter Einheit zwischen 20 und 50 Prozent.^{[5] [13] [14]}

Transportierbare Energiemengen per Schiff und Energieträger

Maximale energetische Zuladung der größten Tanker für Methan, Ammoniak und verflüssigten Wasserstoff in TWh



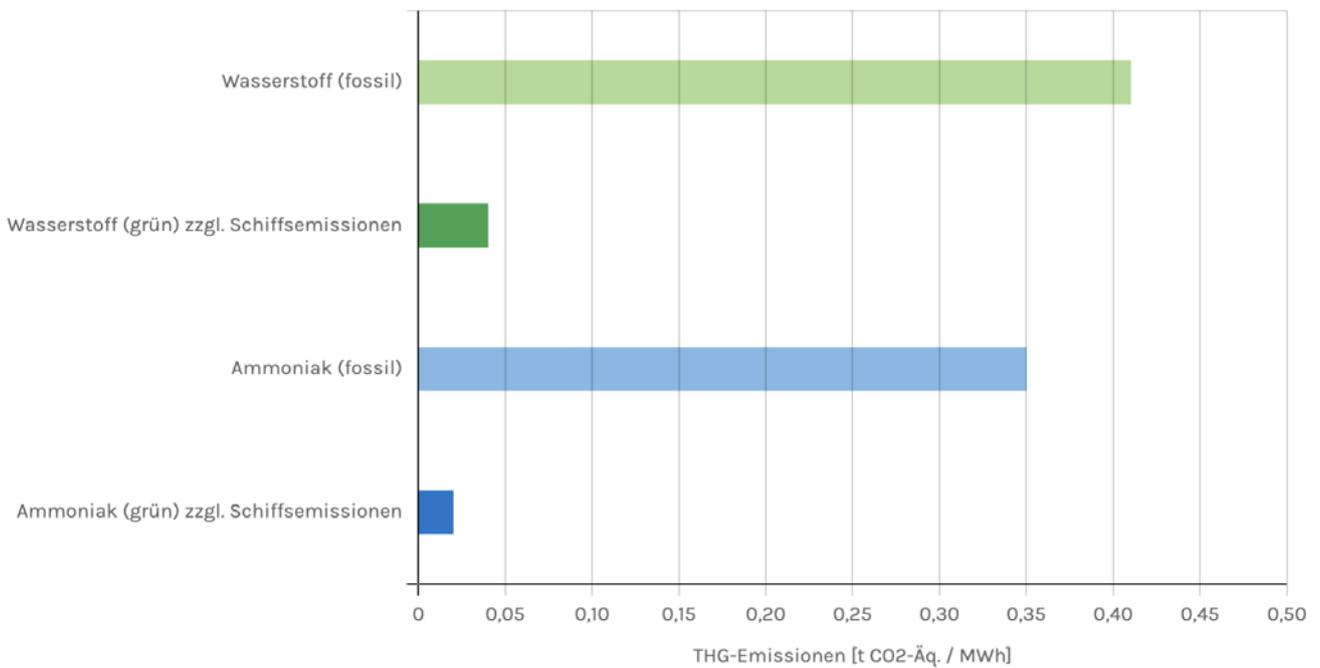
Treibhausgasemissionen

Eine Tonne erdgasbasierter Wasserstoff (ohne Carbon Capture and Storage - CCS) verursacht bei der Produktion bis zu 16,1 Tonnen CO₂-Äquivalente-Emissionen,^[15] beziehungsweise circa 0,41 Tonnen pro Megawattsunde.^[16] Bei einer Tonne erneuerbaren Wasserstoffs, das beispielsweise über 20.000 Kilometer mit einem per Schweröl angetriebenen Flüssigwassertanker nach Deutschland transportiert würde, fielen hingegen rund 1,4 Tonnen transportbedingte CO₂-Emissionen an.^[5]

Die Produktion einer Tonne Ammoniak, die in Deutschland auf Basis von erdgasbasiertem Wasserstoff (ohne Carbon Capture and Storage - CCS) hergestellt wird, verursacht etwa 1,8 Tonnen CO₂-Emissionen,^[5] beziehungsweise circa 0,35 Tonnen pro Megawattstunde (eigene Berechnung bei einem mittleren Heizwert von 18,8 Megajoule pro Kilogramm). Eine Tonne erneuerbares Ammoniak, das über 20.000 Kilometer mit einem per Schweröl angetriebenen Tanker nach Deutschland transportiert wird, verursacht hingegen etwa 0,1 Tonnen transportbedingte CO₂-Emissionen.^[5]

Die transportbedingten Mehremissionen von Wasserstoff gegenüber Ammoniak beruhen vor allem auf der wesentlich geringeren Dichte von flüssigem Wasserstoff von circa 70 Kilogramm pro Kubikmeter (bei einer Temperatur von minus 253 Grad Celsius) gegenüber der Dichte von Ammoniak von circa 681 Kilogramm pro Kubikmeter (bei einer Transporttemperatur von minus 33 Grad Celsius).

Treibhausgasemissionen der verschiedenen Energieträger
in Tonnen CO₂-Äq. pro Megawattstunde



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > HySupply
<https://www.acatech.de/projekt/hysupply-deutsch-australische-machbarkeitsstudie-zu-wasserstoff-aus-erneuerbaren-energien/>
- > TransHyDE
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Vernetzung und Zusammenarbeit

Internationale Vernetzung und Zusammenarbeit sind eine notwendige Voraussetzung, um den EU-Wasserstoffmarkt weiterentwickeln zu können.

MASSNAHME

> Innereuropäische Abstimmung

Eine transparente innereuropäische Abstimmung bezüglich ihrer Wasserstoffambitionen und -erwartungen würde Deutschland und die EU beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft nachhaltig stärken.

MASSNAHME

> Zertifizierung von Wasserstoff

Die Zertifizierung von Wasserstoff kann den zukünftigen globalen Handel mit Wasserstoff und seinen Derivaten effizient und nachhaltig gestalten.

MASSNAHME

> Kriterienkatalog für den Wasserstoffimport

Welche Kriterien müsste ein Kriterienkatalog für den Wasserstoffimport beinhalten?

MASSNAHME

> Formulierung und Umsetzung eines Kriterienkatalogs für den Wasserstoffimport

Warum ein Kriterienkatalog für den Wasserstoffimport sowohl im Sinne der Exportländer und -regionen als auch aus Eigeninteresse notwendig und zielführend sein könnte.

Innereuropäische Abstimmung

Deutschland und die Europäische Union (EU) konkurrieren mit anderen Staaten um Marktanteile einer zukünftigen globalen Wasserstoff-Wirtschaft. Ein prägnanter Beleg ist der Anfang 2023 in Kraft getretene Inflation Reduction Act der US-Regierung.

Gleichzeitig sind im vertraglichen und institutionalisierten Zusammenspiel der EU und ihrer Mitgliedsländer in der internationalen Handelspolitik durch die ausschließliche Zuständigkeit der EU nicht die Mitgliedsländer der entscheidende Akteur*innen, sondern eben die EU, die als stärkster Wirtschaftsraum der Welt den wirtschaftlichen Rahmen entscheidend prägt.

Damit deutsche und europäische Unternehmen auf allen Stufen der Wertschöpfungskette international wettbewerbsfähig sind, ist eine möglichst kohärente, zielgerichtete und an dieser internationalen Konkurrenzsituation orientierte Politik der EU und ihrer Mitgliedsländer notwendig. Dies impliziert eine enge innereuropäische Abstimmung.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- › Die Stakeholder*innen erkennen in der innereuropäischen Abstimmung einen zentralen Mechanismus, um den Hochlauf der nationalen beziehungsweise EU-weiten Wasserstoffwirtschaft erfolgreich gestalten zu können.

Vorteile

- › Die zeitnahe und konsensuale Ausrichtung zu einer europäischen Wasserstoffagenda generiert Effizienzvorteile gegenüber nationalstaatlichen Wasserstoffagenden und bündelt Know-how und Finanzmittel.
- › Eine zielgerichtete und kohärente Wasserstoffpolitik der EU erhöht die Wahrscheinlichkeit für eine einheitliche Definition von klimaneutralem Wasserstoff. Siehe dazu: Anforderungen und Definitionen an erneuerbaren beziehungsweise CO₂-armen Wasserstoff auf EU-Ebene vereinheitlichen.

Nachteile

- › Eine konsensuale, multilaterale Ausrichtung erfordert immer politische Kompromissbereitschaft und somit können eigene Maximalziele und -vorstellungen in den seltensten Fällen durchgesetzt werden.

Ökonomische Aspekte

In Deutschland sollen von Bund und Ländern insgesamt 8 Milliarden Euro für 62 grenzübergreifende strategische Förderprojekte (Important Projects of Common European Interest, IPCEI) zur Verfügung gestellt werden.

Versorgungssicherheit

Man kann davon ausgehen, dass eine erhöhte innereuropäische Koordination zu mehr Versorgungssicherheit bei Wasserstoff beziehungsweise mit Blick auf das Energiesystem insgesamt führt. Beispielsweise nimmt das European Hydrogen Backbone als länderübergreifendes Infrastrukturprojekt eine Schlüsselfunktion bei der Wasserstoffversorgung der EU ein und dürfte von einer kohärenten politischen Umsetzung stark profitieren und damit schneller realisiert werden.

MASSNAHMEN

MASSNAHME

› Innereuropäische Abstimmung der Wasserstoffstrategien

Damit sich in der EU eine Wasserstoffwirtschaft effizient etablieren kann, erscheint eine Abstimmung der Mitgliedstaaten über ihre jeweiligen Wasserstoffstrategien sowie bezüglich der Wasserstoffstrategie der EU als sinnvoll.

INITIATOREN

› Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME

› Inhaltliche Anschlussfähigkeit nationaler und europäischer Importkriterien sicherstellen

Eine von Deutschland vorgenommene Formulierung und Gewichtung von Importkriterien sollte international, zuvorderst innerhalb der EU, anschlussfähig sein. Je anschlussfähiger – im Fall der EU also die Wahrscheinlichkeit, dass beispielsweise Ideen, Strategien oder Konzepte teilweise oder komplett übernommen werden – ein einzelnes Importkriterium beziehungsweise ein Kriterienkatalog als Ganzes ist, desto größer sind Deutschlands Möglichkeiten, internationale Maßstäbe mitzugestalten. Idealerweise verwirklicht Deutschland also Definition und Gewichtung von Importkriterien im Rahmen eines EU-Rechtsakts, ohne dabei eigene nationale Ambitionen und Projekte zurückstellen zu müssen.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



› Die Stakeholder*innen unterstützten mit großer Mehrheit eine internationale Anschlussfähigkeit möglicher nationaler Importkriterien und deren Gewichtung.

INITIATOREN

› Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME**> Etablierung einer Europäischen Wasserstoffbank**

Die EU-Kommission plant die Gründung einer Europäischen Wasserstoffbank (EHB) mit einem geplanten Anfangsbudget von zunächst drei Milliarden Euro. Sie wurde im Zuge des Netto-Null-Industrie-Gesetzes (Net-Zero Industry Act, NZIA) ausgerufen und soll als Koordinierungsstelle dienen, um sowohl den Hochlauf einer EU-internen Produktion als auch den Import von erneuerbarem Wasserstoff (H₂) zu beschleunigen.

Dabei soll sie als Auktionator Prämien pro produziertem Kilogramm Wasserstoff versteigern. Berechnet werden die Prämien aus der Differenz von Produktionskosten und tatsächlich erzielttem Marktpreis. Zuschlag erhalten die Hersteller, die die niedrigsten Prämien veranschlagen. Dabei sollen die Zuschläge bis zu zehn Jahre abgesichert werden.

Die Europäische Kommission und das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz streben eine Verzahnung der EHB mit H₂Global an. Vorgesehen ist zum einen, dass H₂Global im Rahmen der internationalen Säule der EHB Ausschreibungen aller interessierten EU-Mitgliedstaaten ermöglicht. Zum anderen sollen auch gemeinsame europäische Ausschreibungen durch die EHB und H₂Global vorgenommen werden.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Zwischen den Stakeholder*innen gab es keine Einigkeit, ob die angekündigte Wasserstoffbank einen realen Mehrwert gegenüber der Europäischen Investitionsbank bieten kann, deren Ziel die Bereitstellung von langfristigen Projektfinanzierungen, Garantien und Beratung ist. Diese Fragestellung wurde insbesondere vor dem Hintergrund des vorerst begrenzten Finanzrahmens von drei Milliarden Euro diskutiert.

INITIATOREN

> Europäische Kommission, Bundesministerium der Finanzen

Vernetzung und Zusammenarbeit

Eine vertrauensvolle Zusammenarbeit und Vernetzung mit relevanten Ländern, Regionen und sich etablierenden internationalen Wasserstoff-Handelsstrukturen sind notwendige Voraussetzungen, um Handelsbeziehungen zu etablieren beziehungsweise zu festigen sowie um in der internationalen Energiepolitik Einfluss zu gewinnen und dadurch Deutschland für den internationalen Wettbewerb um Import- und Marktanteile bestmöglich aufzustellen.

Einen wichtigen Akteur*innen für die Vernetzung und Zusammenarbeit wird die Europäische Union (EU) sein. Vernetzung und Zusammenarbeit umfassen in diesem Feld für die EU den verstärkten Austausch von Menschen mit Wasserstoffexpertise zwischen allen relevanten Akteur*innen, seien es Regierungen, Unternehmen oder Forschungseinrichtungen, aber auch institutionalisierte (Forschungs-)Kooperationen.^[17]

Eine enge und vertrauensvolle internationale Vernetzung könnte sich auch positiv auf die nationale Fachkräftesicherung auswirken.

Voraussetzungen

Die innereuropäische Koordination stellt eine grundlegende Handlungsebene dar, die für alle Mitgliedsländer von zentraler Bedeutung ist und integraler Funktionsbestandteil der EU als Akteur*innen sui generis ist. Aus diesen Gründen ist die innereuropäische Abstimmung von großer Bedeutung für die Umsetzung nationaler Wasserstoffinteressen im internationalen Umfeld.

Vorteile

- › Eine internationale Vernetzung und Zusammenarbeit kann bestehende Handelsbeziehungen festigen und neue etablieren.
- › Darüber hinaus bedeutet die internationale Vernetzung und Zusammenarbeit einen Zuwachs an Einfluss in der internationalen Energiepolitik.
- › Durch eine derartige Partnerschaftspolitik wird auch die Resilienz von (Energie-)Partnerschaften erhöht.

Nachteile

- › Eine ausgeprägte Vernetzung kann zu politischen Abhängigkeiten und/oder Effizienzverlusten in politischen Entscheidungsfindungsprozessen führen.

Versorgungssicherheit

Eine Vernetzung der Energieaußenpolitik mit diversen Importländern und -regionen erhöht die Versorgungssicherheit und hat ein resilientes Energiesystem zur Folge.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > H₂Global
<https://www.h2-global.de/>
- > Hydrogen Valleys der EU
<https://h2v.eu/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Evaluierung und gegebenenfalls Mittelaufstockung H₂Global

Durch H₂Global sollen global Investitionen zum Aufbau von Wasserstoffproduktionsanlagen im industriellen Maßstab initiiert werden. Über die ebenso zu erfolgende Etablierung von Lieferketten sollen die erzeugten Energieträger nach Deutschland exportiert und zu wettbewerbsfähigen Preisen veräußert werden.

H₂Global nutzt hierzu ein Doppelauktionsmodell, bei dem der Bund die Differenzkosten zwischen Ankaufs- und Verkaufspreis von global erworbenem Wasserstoff und seinen Derivaten per Zuwendung befristet ausgleicht.^[18]

Dabei werden die internationalen Auktionen für den Einkauf über einen Intermediär (Hydrogen Intermediary Network Company »HINT.CO«) abgewickelt, der Zuschläge mit langfristigen Verträgen erteilt. Dem Erwerb über die günstigsten Angebote im Rahmen von Hydrogen Purchase Agreements (HPA) folgen Hydrogen Sales Agreements (HSA) mit Abnehmern in Deutschland.

Aufbauend auf einer wissenschaftlichen Evaluation zum frühestmöglichen Zeitpunkt könnte für oder gegen eine Mittelaufstockung und über die konzeptionelle Weiterentwicklung entschieden werden. Vor allem könnten mit dem Ausrufen der Europäischen Wasserstoffbank idealerweise Synergien gehoben werden beziehungsweise im ungünstigsten Fall Doppelstrukturen und Effizienzverluste einhergehen.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > H₂Global wurde von vielen Stakeholder*innen positiv bewertet. Die Ideen, das Programm sowohl finanziell als auch inhaltlich (H₂Europe, H₂Deutschland) zu erweitern, wurden oftmals vorgebracht.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME
**> Diversifizierung von Wasserstoff-Bezugsquellen
 über Energiepartnerschaften**

Die Einbettung des Energieträgers Wasserstoff und seiner Derivate in Energiepartnerschaften und Energiedialoge ist von zentraler Bedeutung für die Deckung des prognostizierten deutschen Wasserstoffbedarfes. Die Diversifizierung der Bezugsquellen über Energiepartnerschaften kann ferner helfen, aus deutscher Perspektive asymmetrische Abhängigkeiten zu beenden beziehungsweise zukünftige zu verhindern.


STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- > Die Stakeholder*innen stimmten in hohem Maße überein, dass Energiepartnerschaften ein geeignetes Mittel darstellen, um nachhaltige Beziehungen zu Ländern aufzubauen, die unter anderem für den Wasserstoffexport nach Deutschland in Betracht kommen.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Auswärtiges Amt

MASSNAHME
> Höchstwerte für H₂-Importe

In einem zukünftigen Energiesystem sollen zu große Abhängigkeiten von einzelnen Exportländern vermieden werden. Zu diesem Zweck könnten Höchstwerte für Importmengen pro Exportland definiert werden.


STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- > Alle Stakeholder*innen befürworten die Diversifizierung von Importquellen zur Vermeidung zu starker Abhängigkeiten von einzelnen Ländern.
- > Es gab viele Stimmen der Stakeholder*innen, die sich generell gegen mengenorientierte Höchstwerte aussprachen. Gerade zu Beginn des Hochlaufs einer globalen Wasserstoffwirtschaft, in der erneuerbarer Wasserstoff ein knappes Handelsgut sein wird, könnten Höchstwerte für Importmengen dem Aufbau eines heimischen Wasserstoffmarkts entgegenwirken.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME
**> Internationale Partnerschaften
 inklusive Stipendienprogramme**

Bilaterale Energiepartnerschaften können den zukünftigen Wasserstoff-Markthochlauf entscheidend vorantreiben. Dabei ist es wichtig, dass Deutschland im wasserstoff-bezogenen F&E-Bereich sowohl über öffentliche als auch privatwirtschaftliche Förderungen und Initiativen weiterhin in der internationalen Spitze vertreten bleibt. Denn ein vertrauensvoller und über längere Zeiträume etablierter Wissenstransfer, beispielsweise über Stipendien, Austauschprogramme für Trainees, Young Professionals und Akademiker*innen, kann ein fördernder Faktor zur Vertiefung von privatwirtschaftlichen oder auch institutionalisierten bilateralen (Energie-)Beziehungen sein.

Ein Beispiel wäre ein neu aufgelegtes Stipendienprogramm des DAAD im Zuge des »Europäischen Agendaprozesses Grüner Wasserstoff«.^[19]

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Auswärtiges Amt
- > Bundesministerium für Bildung und Forschung

Notwendigkeit und Ausrichtung eines nationalen Kriterienkatalogs für den Wasserstoffimport

Bevor einzelne Kriterien eines Kriterienkatalogs formuliert werden, sollte ein größtmögliches gemeinsames Verständnis über die grundsätzliche Notwendigkeit und Ausrichtung eines Kriterienkatalogs – nicht der einzelnen Kriterien – vorliegen.

Der Import von Wasserstoff oder seinen Derivaten könnte reguliert werden. Ein geeignetes Instrument könnte ein nationaler Kriterienkatalog sein, der definiert, unter welchen Voraussetzungen welche Art von Wasserstoff importiert werden kann. Er könnte sich aufteilen in obligatorische (»harte« Maßgaben) und fakultative Kriterien (»weiche« Ideale).

Die Formulierung eines derartigen nationalen Kriterienkatalogs für den Wasserstoff- und Derivateimport müsste verschiedene handelsrechtliche Rahmenbedingungen berücksichtigen, insbesondere auch europarechtliche Vorgaben.

Aller Wahrscheinlichkeit nach wird es bei der Anwendung eines Kriterienkatalogs zielführend beziehungsweise notwendig sein, Importkriterien zu gewichten und zu priorisieren. Eine schwächere Gewichtung sollte sich dabei ausschließlich auf optionale, noch näher zu definierende Zusatzkriterien beziehen, aber nicht auf unverzichtbare Kernkriterien wie etwa die Trinkwasserverfügbarkeit für die lokale Bevölkerung.

Die Kombination von obligatorischen und fakultativen Kriterien zu einer kohärenten Wasserstoff-Außenhandelspolitik dürfte für Deutschland auch in Abstimmungsprozessen innerhalb der Europäischen Union (EU) zu einer großen Herausforderung werden.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



› Grundsätzlich bestand Konsens zwischen den Stakeholder*innen, dass Importkriterien für Wasserstoff dringlich und notwendig sind, sei es für Deutschland und die EU, um sich im internationalen Wettbewerb zu behaupten, sei es allgemein für den Hochlauf einer globalen Wasserstoffwirtschaft.



› Starker Dissens bestand zu den Fragen, von wem, wann und welche Importkriterien festgeschrieben werden sollten. Maßgeblich für die unterschiedlichen Standpunkte war das jeweilige grundlegende Verständnis, woran sich Energiepolitik orientieren sollte. Auf der einen Seite gab es eine auf internationalen Konsens und Interdependenz ausgerichtete Haltung. Auf der anderen Seite dominierte ein stärker interessengeleitetes Politikverständnis, das den globalen Wettbewerb unterstreicht, in dem sich Deutschland und die EU befinden.

Voraussetzungen

- › Die Konformität mit den Regularien und Vorgaben der EU wären eine notwendige Voraussetzung für die Umsetzung eines nationalen Kriterienkatalogs, da die Ausgestaltung der Handelspolitik in der ausschließlichen Zuständigkeit der EU liegt.
- › Ob spezifische Importkriterien überhaupt für einen Kriterienkatalog geeignet sind, sollte sich daran orientieren, in welchem Maße sie sich tatsächlich praktisch anwenden beziehungsweise überprüfen lassen (ethnische, kulturelle, soziale und politische Landesspezifika stellen wichtige zu berücksichtigende Variablen dar). Beispielsweise müssten bei Projekten in Nordafrika die Bedürfnisse der dort lebenden Nomadenvölker Berücksichtigung finden; ein Sachverhalt, der gegenüber Australien oder Chile entfallen würde.
- › Insbesondere in einer Markthochlaufphase sollte engmaschig durch eine objektive und unabhängige Instanz evaluiert werden, inwiefern spezifische Importkriterien praktisch anwendbar und überprüfbar sind.

Vorteile

- › Die Implementierung eines nationalen Kriterienkatalogs für Wasserstoffimporte könnte Deutschland in einem sich entwickelnden Wasserstoffmarkt unter vielen global agierenden Stakeholdergruppen eine hohe Akzeptanz und damit Gestaltungsspielraum sichern.
- › Grund hierfür ist, dass mit einem Kriterienkatalog der nationale Handlungsrahmen mit definiert würde, was wiederum den Optionsraum eingrenzt und somit die Vorhersehbarkeit erhöht beziehungsweise Unwägbarkeiten reduziert – Faktoren, die Akzeptanz und Vertrauen als handelnder Akteur*innen gegenüber Dritten generieren können und somit den Gestaltungsspielraum sichern helfen.

Nachteile

› Es besteht die Gefahr, dass in den Export involvierte Stakeholder*innen (auch solche in den Erzeugerländern) strengen Exportkriterien kritisch gegenüberstehen. Dies könnte zu reduzierten Importen führen, weil stattdessen in andere Länder und Regionen mit niedrigeren Standards exportiert würde.

Folgen

Auf EU-Ebene könnte der Einfluss Deutschlands auf die Formulierung eines EU-Kriterienkatalogs zunehmen, auch wenn dies nicht von allen Stakeholdergruppen anderer Mitgliedsländer positiv aufgenommen werden dürfte.

Versorgungssicherheit

In einem bis dato wenig reglementierten Markt könnten klare Vorgaben einen verlässlichen Rahmen für Geschäftsmodelle bilden. Andererseits könnte eine zu strenge Reglementierung den Import be- oder sogar verhindern.

MASSNAHMEN

MASSNAHME

› Umsetzung von Nachhaltigkeitskriterien im Rahmen der EU

Die Umsetzung von Nachhaltigkeitskriterien im europäischen Rechtsrahmen würde es Deutschland und der EU ermöglichen, bei der Festsetzung von Nachhaltigkeitsstandards im globalen Kontext aus einer stärkeren Position heraus zu agieren und somit wertegeleitete Akzente zu setzen – zum Beispiel in die Richtung internationaler Gremien wie die G7, G20, IEA, IRENA, Weltbank oder OECD.

MASSNAHME

› Steigerung der Akzeptanz der lokalen Bevölkerung von exportierenden Ländern durch vielschichtige Beteiligungen

Die Ausrichtung eines Kriterienkatalogs sollte für die lokale Bevölkerung von exportierenden Ländern Beteiligungschancen bieten. Diese Beteiligungschancen können vielfältig sein und sollten sich auch an den lokalen Bedürfnissen orientieren.

Denkbar sind hierbei:

- › materielle Beteiligungen wie beispielweise (sozialer) Infrastrukturausbau,
- › immaterielle Beteiligungen wie beispielweise der Aufbau von neuen Bildungswegen,
- › direkte monetäre Beteiligungen (da Geld materiell als auch immateriell in Erscheinung tritt, ist die direkte monetäre Beteiligung als eigener Punkt genannt).

All diese verschiedenen Beteiligungsformen an den Erlösen des Wasserstoffexports könnten helfen, Chancen und Akzeptanz in der lokalen Bevölkerung zu schaffen.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- › Die überwiegende Mehrheit der Stakeholder*innen betrachtet die Beteiligung der lokalen Bevölkerung als selbstverständlich und zwingend notwendig, um die notwendige Akzeptanz als Fundament für Wasserstoffpartnerschaften auf Augenhöhe zu schaffen.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME

› Einbeziehung lokaler Stakeholder*innen in Exportländern

In Exportländern oder Exportregionen ist die Einbeziehung der Stakeholder*innen vor Ort essenziell, um Akzeptanz zu schaffen und nachhaltige (Handels-)Beziehungen aufzubauen.

Landesspezifische oder kulturelle Einflüsse sollten daher ausschließlich von den Menschen vor Ort bewertet werden. Die Einbeziehung der lokalen Bevölkerung sollte ferner transparent dokumentiert werden.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- › Die überwiegende Mehrheit der Stakeholder*innen befürwortet die Einbindung der Stakeholder*innen vor Ort.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME

› Anwendung von Importkriterien in subnationalen Regionen

Einzelne Importkriterien sollten außerhalb der EU gegebenenfalls nur in subnationalen Regionen angewendet werden, in enger Absprache mit Stakeholder*innen vor Ort. Eine Anwendung in subnationalen Regionen kann deshalb notwendig und zielführend sein, weil mögliche Partnerländer für den Wasserstoffimport wie beispielsweise Algerien in ihrer Gesellschaftsstruktur relativ heterogen sind und dies auch regional verankert ist. So müsste im Fall Algeriens zum Beispiel ein Projekt zur Wasserstoffgewinnung im ariden Landesinneren ohne Meereszugang im Gebiet der Tuareg andere Schwerpunkte setzen als ein ähnliches Projekt in Küstenregion. Die Einbindung lokaler Nichtregierungsorganisationen zur Einschätzung der lokalen Gegebenheiten würde hierbei Legitimation und Transparenz erhöhen.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- › Die überwiegende Mehrheit der Stakeholder*innen betrachtet eine den lokalen Gegebenheiten entsprechend ausdifferenzierte Anwendung von Importkriterien als sinnvoll.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Kriterienkatalog für den Wasserstoffimport

Deutschland wird zukünftig Wasserstoff und seine Derivate in erheblichem Maße importieren müssen, um seine prognostizierten Bedarfe decken zu können. Beim Import sind (Nachhaltigkeits-)Kriterien zu berücksichtigen.^[20] Dabei zeichnen sich – vor allem bei Importen von außerhalb der Europäischen Union (EU) – Zielkonflikte zwischen notwendigen Importmengen auf der einen und Ansprüchen an die Ausgestaltung eines entsprechenden Kriterienkatalogs auf der anderen Seite ab.

Die Nachhaltigkeitsziele der Vereinten Nationen (Sustainable Development Goals, SDG) bieten ein breites Fundament für solch einen Kriterienkatalog. Als weitere Referenz kommen die Nachhaltigkeitskriterien aus dem Finanzbereich infrage (Environment, Social, Governance, ESG). Diese wurden im Zuge des EU-Aktionsplans »Finanzierung nachhaltigen Wachstums« entwickelt und im Juli 2021 in überarbeiteter Form als sogenannte EU-Taxonomie veröffentlicht.^[21]

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- › Kein Konsens herrschte zwischen den Stakeholder*innen bei der Frage, ob insbesondere die bestehenden ESG-Kriterien der EU beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zum Tragen kommen sollten.

Voraussetzungen

- › Es wird eine politische Entscheidung zu treffen sein, wie strikt Importkriterien vor allem zu Beginn eines globalen Wasserstoffmarktes anzuwenden sind.

Vorteile

- › Neben der Zertifizierung von Wasserstoff erhöhen auch Importkriterien die Handlungssicherheit für die Produktion, den Vertrieb und den Import von Wasserstoff und seinen Derivaten.

Nachteile

- › Es besteht die Gefahr, dass in den Export involvierte Stakeholder*innen (auch solche in den Erzeugerländern) strengen Exportkriterien kritisch gegenüberstehen. Dies könnte zu reduzierten Importen führen, weil stattdessen in andere Länder und Regionen mit niedrigeren Standards exportiert würde.

Folgen

- › Einerseits könnten sich durch unzureichende Nachhaltigkeitskriterien Pfadabhängigkeiten ergeben, die ein Erreichen bestimmter Nachhaltigkeitsziele verhindern.
- › Dem steht die Gefahr gegenüber, dass der Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft aufgrund strenger Kriterien behindert wird. Dies könnte ein Erreichen bestimmter Nachhaltigkeitsziele ebenfalls infrage stellen.

Versorgungssicherheit

Ob sich die Implementierung eines Kriterienkatalogs für Wasserstoffimporte eher positiv oder negativ auf die Versorgungssicherheit bezüglich Wasserstoff beziehungsweise des Gesamtenergiesystems auswirken wird, ist schwer abschätzbar. Maßgeblich wird sein, welche Kriterien ein Kriterienkatalog letztlich beinhalten wird und ob beziehungsweise wie diese Kriterien gewichtet werden.

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Politische Stabilität

Die politische Stabilität eines Exportlandes sollte unabhängig von Rechtsstaatlichkeit und Freiheitsgrad des politischen Systems bewertet werden, wie dies bereits in Teilen der kohlenstoffbasierten Energieaußenpolitik der Fall ist.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Ob politische Stabilität als ausreichende Bedingung für Exportländer gelten sollte, wurde kontrovers diskutiert. Eine Vielzahl der Stakeholder*innen vertrat die Meinung, dass zudem Rechtsstaatlichkeit und gute Regierungsführung gleichrangig zu berücksichtigen seien.

MASSNAHME

> Internationale Arbeits- und Sozialstandards

Die Arbeits- und Sozialstandards der Internationalen Arbeitsorganisation (International Labour Organisation, ILO) definieren grundlegende Rechte und Pflichten. Hierzu existieren Kriterien, Audit-Protokolle oder auch Prozesse zur Sorgfaltsprüfung (Due-Diligence-Prozesse). An diesen Normen und Standards könnte sich die Herstellung von für den Import bestimmten Wasserstoff orientieren. Zudem sind die Vorgaben des Lieferkettengesetzes der Europäischen Union zu berücksichtigen.

MASSNAHME

> Trinkwasserschutz

Exportländer oder -regionen sollten über genügend Trinkwasser verfügen. Dies bedeutet, dass die Nutzung von Süßwasser zur Wasserstoffproduktion, auch auf der Basis von Meerwasserentsalzung, nicht in Konkurrenz zur Trinkwasserversorgung oder zur landwirtschaftlichen Nutzung treten darf. Eine Übernutzung des Grundwassers ist auszuschließen.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Dieses Importkriterium wurde von den Stakeholder*innen konsensual als unverzichtbar erklärt.

MASSNAHME
> Zusätzlichkeit erneuerbarer Energien

Importländer oder -regionen sollten über genügend Erneuerbare-Energien-Anlagen verfügen, um sowohl den Strombedarf vor Ort als auch den Strombedarf von Wasserstoffherstellungsanlagen zu decken.


STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Zwischen den Stakeholder*innen wurde kein Konsens darüber erzielt, ob Zusätzlichkeit ein Importkriterium sein sollte. Die Argumentationslinien folgten der Diskussion zur Ausgestaltung des delegierten Rechtsakts der Europäischen Kommission zur Grünstromdefinition in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2018/2001/EG) II Artikel 27 (RED II).

MASSNAHME
> Geostrategische Relevanz

Ein Land beziehungsweise eine Region sollte umso weniger als großskaliger Exporteur infrage kommen, je mehr sich aus dem Import (längerfristige) geostrategische Nachteile (politisch, versorgungstechnisch, ökonomisch) für Deutschland ergeben können.


STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Die Berücksichtigung geostrategischer Aspekte wurde von den Stakeholder*innen weitestgehend begrüßt, auch wenn dies bedeutet, dass weniger Importe realisiert werden.

MASSNAHME
> Klimaverträgliche Erzeugung und ökologische Gesamtwirkung

Ein Land sollte nur für den Import in Betracht gezogen werden, wenn der Wasserstoff mit erneuerbaren Energien oder CO₂-arm erzeugt wird. Um die erneuerbare oder CO₂-arme Erzeugung zu belegen, bedarf es einer Zertifizierung. Ferner muss bei der Erzeugung von Wasserstoff und seinen Derivaten die ökologische Gesamtwirkung evaluiert und offengelegt werden.


STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Eine sehr große Mehrheit der Stakeholder*innen sieht in der Klimaverträglichkeit der Wasserstoffherzeugung ein zentrales Importkriterium.

Literatur

- [1] **Bundesregierung (2023):** Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [2] **Nationaler Wasserstoffrat (2023):** Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-02-01_NWR_Grundlagenpapier_H2-Bedarf_2.pdf
- [3] **Nationaler Wasserstoffrat (2022):** Die Rolle und notwendige Ausgestaltung der Zertifizierungskriterien für einen schnellen und wirksamen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-12-09-NWR-Stellungnahme_Zertifizierungskriterien.pdf
- [4] **Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (2022):** Marktumfrage zur prognostizierten jährlichen Lieferkapazität für Elektrolyseure zur grünen Wasserstoffproduktion. <https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2015/06/DWV-Marktumfrage-zur-jaehrlichen-Lieferkapazitaet-fuer-Elektrolyseure.pdf>
- [5] **Staiß et al. (2022):** Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030 - Materialband (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft). Energiesysteme der Zukunft ESYS, acatech, München. <https://www.acatech.de/publikation/wasserstoff/download-pdf?lang=de>
- [6] **Sprenger, Tobias; Wild, Patricia und Pickert, Lena (2023):** H₂-Geopolitik – Geopolitische Risiken im globalen Wasserstoffhandel. EWI-Studie, Köln. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2023/02/230110_EWI_H2_Geopolitik_DE.pdf
- [7] **Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (2019):** A sustainable Pathway for the European Energy Transition. <https://data.europa.eu/doi/10.2843/341510>
- [8] **Wasserstoff-Kompass (2022):** Auf dem Weg in die deutsche Wasserstoffwirtschaft: Resultate der Stakeholder*innen-Befragung. acatech und DECHEMA, Berlin. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/wasserstoffwirtschaft-2030-2050/Umfragebericht_Langversion.pdf
- [9] **Viebahn et al. (2022):** Synthese und Handlungsoptionen – Ergebnisbericht des Projekts MENA-Fuels. https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/MENA-Fuels_Synthesebericht_Zusammenfassung_de.pdf
- [10] **European Hydrogen Backbone:** EHB publishes five potential hydrogen supply corridors to meet Europe’s accelerated 2030 hydrogen goals, zuletzt aufgerufen am: 15.05.2023. <https://www.ehb.eu/newsitem/ehb-publishes-five-potential-hydrogen-supply-corridors-to-meet-europe-s-accelerated-2030-hydrogen-goals>
- [11] **Frontier Economics und Austrian Institute of Technology (2022):** Endbericht Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff. https://positionen.wienenergie.at/wp-content/uploads/2023/01/SGP-22413_Endbericht_Importmoeglichkeiten-Erneuerbarer-Wasserstoff_final-1.pdf
- [12] **IEA (2021):** Global Hydrogen Review. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

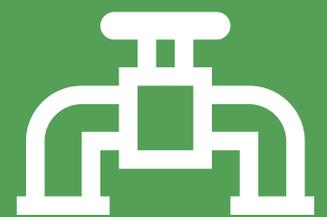
- [13] **Baumann et al. (2021):** IEA's Hydrogen TCP Task 39 Hydrogen in the Maritime – Final Report. International Energy Agency. https://www.ieahydrogen.org/wp-admin/admin-ajax.php?juwpfisadmin=false&action=wpfd&task=file.download&wpfd_category_id=17&wpfd_file_id=3991&token=abad9fa9a0f0a9c00152edff03825bf4&preview=1
- [14] **Paschotta, Rüdiger:** RP-Energie-Lexikon, zuletzt aufgerufen am: 08.06.2023. <https://www.energie-lexikon.info/fluessigerdgas.html>
- [15] **Umweltbundesamt (2022):** Welche Treibhausgasemissionen verursacht die Wasserstoffproduktion? https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_welche_treibhausgasemissionen_verursacht_die_wasserstoffproduktion.pdf
- [16] **Luczak, Andreas (2022):** Zukünftige Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff in Schleswig-Holstein: Abschätzung der CO₂-Vermeidungskosten. Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein, Kiel. https://www.eksh.org/fileadmin/redakteure/downloads/Presseinformation/2022-02-10_Kurzstudie-Wasserstoffforschung_inkl-Anhang.pdf
- [17] **European Commission:** ERA industrial technology roadmap for low-carbon technologies in energy-intensive industries, zuletzt aufgerufen am: 25.05.2023. <https://data.europa.eu/doi/10.2777/92567>
- [18] **H2Global Stiftung:** The H2Global Instrument, zuletzt aufgerufen am: 25.05.2023. <https://www.h2global-stiftung.com/project/h2g-mechanism>
- [19] **DAAD:** EFR Zukunftsstipendien – Grüner Wasserstoff, zuletzt aufgerufen am: 25.05.2023. <https://www.daad.de/de/studieren-und-forschen-in-deutschland/stipendien-finden/gruener-wasserstoff/>
- [20] **Nationaler Wasserstoffrat (2021):** Nachhaltigkeitskriterien für Importprojekte von erneuerbarem Wasserstoff und PtX-Produkten. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-10-29_NWR-Stellungnahme_Nachhaltigkeitskriterien.pdf
- [21] **Europäische Kommission COM (2021) 390 final:** Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Strategie zur Finanzierung einer nachhaltigen Wirtschaft. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9f5e7e95-df06-11eb-895a-01aa75e-d71a1.0003.02/DOC_1&format=PDF



WASSERSTOFF
KOMPASS



BEREITSTELLUNG
Infrastruktur





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

-  Regulatorischer Rahmen
-  Zielgerichteter H₂-Einsatz
-  Fachkräftesicherung
-  Akzeptanz und Sicherheit
-  Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

-  H₂-Erzeugung
-  H₂-Import
-  **Infrastruktur**

INDUSTRIEZWEIGE

-  Stahlindustrie
-  Chemische Industrie
-  Raffinerien
-  Zementindustrie
-  Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

-  Kraftfahrzeuge
-  Schifffahrt
-  Luftverkehr
-  Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

-  Gebäudewärme
-  Prozesswärme
-  Stromsystem

GLOSSAR

1 **Generelle Aspekte der Infrastruktur**

- 2 Weiternutzung, Umwidmung und Zubau
- 2 Das Wasserstoff-Kernnetz
- 3 Wasserstoff-Speicher
- 3 Ökonomische Aspekte
- 3 Versorgungssicherheit

4 **Forschungs- und Entwicklungsbedarfe**

- 4 Wasserstoffpipelines
- 4 Wasserstoffspeicher
- 4 Begleitforschung

5 **Handlungsoptionen (Wasserstoff)**

- 5 Aufbau eines Wasserstoff-transportnetzes
- 8 Anpassen der Gasverteilnetze für Wasserstoff
- 10 Aufbau einer Wasserstoff-speicherinfrastruktur

13 **Handlungsoptionen (andere Technologien)**

- 13 (Langzeit-)CO₂-Speicherung im geologischen Untergrund
- 17 Aufbau einer CO₂-Transportinfrastruktur
- 20 CO₂-Abscheidung aus Industrieprozessen

25 **Literatur**

Infrastruktur

- › Als Grundvoraussetzung für eine Wasserstoffwirtschaft ist ein Wasserstoffpipelinenetz notwendig, um den Import und die Verteilung im Landesinneren zu ermöglichen.
- › Insbesondere in Salzkavernen kann Wasserstoff in großen Mengen als Langzeitspeicher die Energieversorgung mitabsichern. Bereits für das Jahr 2030 werden Speicherbedarfe von bis zu fünf Terawattstunden Wasserstoff erwartet.
- › Eine Infrastruktur für CO₂-Transport und -Speicherung ist notwendig, um wichtige Potenziale von Wasserstoff für eine klimaneutrale Wirtschaft heben zu können, insbesondere für die Erzeugung synthetischer Kohlenwasserstoffe.

Generelle Aspekte der Infrastruktur

Für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft ist eine Transport- und Speicherinfrastruktur von besonderer Bedeutung.^{[1][2][3][4][5][7]} Da ein wichtiges Potenzial von Wasserstoff in der Erzeugung synthetischer Kohlenwasserstoffe liegt und zudem der Einsatz CO₂-armen Wasserstoffs auf Basis der Erdgasdampfreformierung mit CO₂-Abscheidung und Verpressung erwogen wird, ist ebenfalls eine Transport- und Speicherinfrastruktur für CO₂ erforderlich. Diese erscheint mit Blick auf die künftige Abscheidung unvermeidbarer industrieller CO₂-Emissionen ohnehin notwendig. Gesamtsystemisch sind für eine Wasserstoffwirtschaft auch folgende Infrastrukturen neben Wasserstoffspeichern und eines Transportnetzes relevant: Hafenanlagen und Terminals, Betankungsanlagen, das Erdgasnetz sowie Wärme- und Kältenetze. Eine Grundvoraussetzung ist zudem der Ausbau erneuerbarer Energien und, damit einhergehend, des Stromnetzes.^{[1][2][3][4][5][7]}

Weiternutzung, Umwidmung und Zubau

Der Großteil der notwendigen Infrastrukturen ist bereits in Deutschland vorhanden und zukünftige Anforderungen einer Wasserstoffwirtschaft sind teilweise durch Umwidmungen und Anpassungen erfüllbar. Bei synthetischen und biogenen Alternativen zu fossilen Energieträgern können vorhandene Infrastrukturen teilweise auch ohne Anpassungen weiterverwendet werden.^{[13] [14] [15] [16] [17] [18] [19]}

Da der Aufbau eines Wasserstoffnetzes, egal ob auf Transport- oder Verteilnetzebene, wird in der Hochlaufphase parallel mit der Bereitstellung von Erdgas laufen. Dies birgt besondere Herausforderungen in der Planung, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hierbei kann es zu Umwidmung und Umrüstung bestehender Abschnitte kommen, aber auch zwischenzeitlicher Zu- und Rückbau sind möglich. Bei den Materialien muss zwischen Transport- und Verteilnetzen unterschieden werden. Die heutigen Rohrleitungen in Erdgasverteilnetze bestehen hauptsächlich aus Stählen, welche grundsätzlich für Wasserstoff geeignet sein sollen.^[61] Die Verteilnetze bestehen häufig aus Plastikrohrleitungen. Bestehende Netze wurden und werden in Projekten wie H₂Direkt <https://www.esb.de/h2direkt> oder H₂-20 <https://www.avacon-netz.de/de/avacon-netz/forschungsprojekte/wasserstoff-im-gasnetz.html> auch auf ihre Tauglichkeit überprüft.

Das Wasserstoff-Kernnetz

Für den zielgerichteten Zubau von Versorgungskapazitäten wird mit dem European Hydrogen Backbone an einem europäisch abgestimmten Wasserstofftransportnetz gearbeitet.^{[8] [9] [10] [11] [12]}

Die derzeitige Planung des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes umfasst etwa 11.200 Kilometer, die bis 2032 neugebaut oder umgerüstet sein sollen. Allerdings ist im Prozess noch eine Modelloptimierung vorgesehen und nach dieser wird das Netz vermutlich weniger Kilometer umfassen.^[39] Dieses Kernnetz soll industrielle Abnehmer und Produzenten von Wasserstoff, sowie Speicher verknüpfen. Das Netz soll über eine Einspeiseleistung von 101 GW und eine Ausspeiseleistung von 87 GW verfügen.^{[60] [39]} Dabei wurden nach den gesetzlichen Vorgaben nur Mindestkapazitäten für das Jahr 2032 berücksichtigt.^[60] Das Kernnetz ist somit als Grundgerüst zu verstehen, dem durch weitere Gasnetzplanung sukzessive Kapazitäten nach Bedarf hinzugefügt werden.^[39]

Wasserstoff-Speicher

Für eine sichere Versorgung mit Wasserstoff ist eine Speicherung essenziell. Für kurzfristige Überbrückungen kommen mobile Speicher, etwa in Metallhydriden, infrage. Für langfristige Versorgung sind großskalige Speicher nötig. Dafür wird besonders der geologische Untergrund untersucht. Porenspeicher werden hier in der Forschung häufig kritisch gesehen, da hier mit erhöhter mikrobieller Aktivität zu rechnen ist.^{[62][63]} Allerdings gibt es auch ein Projekt in Österreich, das das Mikrobiom im Untergrund quasi als Bioreaktor für die Produktion von Methan untersucht.^[66]

Besonders vielversprechend werden Salzkavernen für die Speicherung von Wasserstoff angesehen. Mikrobielle Aktivität sollte eingeschränkt und eventuell selbstlimitierend sein.^{[64][65]} Zusätzlich können sehr große Energiemengen in diesen Kavernen gespeichert werden.^[63] Deutschland weist das größte Potenzial für Wasserstoffkavernenspeicher in Europa auf.^[63]

Ökonomische Aspekte

Relevante Kennzahlen zu diesem Thema sind unter anderem die Umsätze und Beschäftigungszahlen der Gas-, Fernwärme- und Elektrizitätsversorger.

- > 2019 betrug der Umsatz der Gasversorger 74,9 Milliarden Euro und es waren 35.099 Personen beschäftigt.^[6]
- > Der Umsatz der Fernwärmebetreiber betrug 5,1 Milliarden Euro bei 15.573 Beschäftigten im Jahr 2019.^[6]
- > Im Gegensatz dazu setzten Elektrizitätsversorger im gleichen Jahr 508,6 Milliarden Euro um und beschäftigten 130.907 Personen.^[6]

Versorgungssicherheit

Eine versorgungssichere Wasserstoffwirtschaft als Bestandteil eines künftigen, klimaneutralen Gesamtsystems setzt entsprechende Infrastrukturen voraus. Darüber hinaus kann Deutschland hier auch einen Beitrag zur europäischen Versorgungssicherheit leisten, da die norddeutschen Salzvorkommen als mögliche Kavernenstandorte die größten Wasserstoffspeicherkapazitäten in Europa darstellen könnten.

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Es bestehen allgemeine Forschungs- und Entwicklungsbedarfe zu folgenden übergreifenden Themenbereichen:

- › Materialversprödung durch Wasserstoff von Anschlüssen, Leitungen und Komponenten
- › Dichtigkeitstests
- › Entwicklung geeigneter Monitoringmethoden

Wasserstoffpipelines

- › Erhebung von Wasserstoffreinheitsanforderungen
- › Entmischung oder Deblending von Erdgas-Wasserstoffgemischen
- › (Weiter-)Entwicklung von elektrischen Kompressoren
- › Untersuchung der genutzten Materialien, insbesondere Langzeittest nach erfolgreichen initialen Ergebnissen

Wasserstoffspeicher

- › Untersuchung lokaler Speichermöglichkeiten
- › Fahrweisen von großen Wasserstoffspeichern
- › Mikrobiologische Untersuchungen von Poren- beziehungsweise Aquiferspeichern
- › Mikrobiologische Untersuchungen von Salzkavernenspeichern
- › Entwicklung geeigneter Monitoringmethoden und Gasanalytik

Begleitforschung

- › Neben den technologischen Forschungsbedarfen könnten weitere Fragestellungen aufkommen, etwa zu sozialer Akzeptanz und regionalen Umsetzungsmöglichkeiten.
- › Weiterführende ökonomische und ökologische Analysen könnten notwendig sein.

Handlungsoptionen Wasserstoff

Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes

Ein Wasserstofftransportnetz ist essenziell für die Versorgung Deutschlands mit Wasserstoff, da es Erzeuger und Nutzer miteinander verbindet. Es ermöglicht die räumliche Entkopplung von Erzeugung und Nutzung, etwa über innereuropäische Importe. Pläne sehen vor, zunächst vor allem Nutzungs- und Erzeugungscluster beziehungsweise sogenannte Hydrogen Valleys oder Hydrogen Hubs miteinander zu verbinden. Das geplante Wasserstoff-Kernnetz soll sich aus neu gebauten und umgewidmeten Abschnitten zusammensetzen und Teil des angestrebten European Hydrogen Backbones sein.^{[11][14][39]}



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- › Fast zwei Drittel beziehungsweise mehr als ein Viertel der Befragten in unserer Stakeholderumfrage hielten den Ausbau eines H₂-Pipelinetzes für sehr beziehungsweise eher wichtig. Eine Mehrheit der Befragten fand, Teile des Erdgasnetzes sollten bis spätestens 2030 umgewidmet werden.^[38]

Voraussetzungen

- › Es sollte Rechtssicherheit durch Anpassung des regulatorischen Rahmens geschaffen werden.
- › Es sollten Planungs- und Investitionssicherheit, etwa mit dem angekündigten Netzentwicklungsplan Wasserstoff, geschaffen werden.^[20]
- › Dichtigkeit von Material und Armaturen gegenüber Wasserstoff sollte gegeben sein, um Transportverluste zu minimieren.

Vorteile

- › Eine Umwidmung des bestehenden Erdgastransportnetzes ermöglicht die Weiternutzung und verhindert damit, dass diese Vermögenswerte verfallen.
- › Der Transport großer Energiemengen ist möglich, da eine Pipeline die Energiemenge mehrerer Stromleitungen preisgünstiger bereitstellen kann.^[10]
- › Ein Wasserstofftransportnetz kann, auch über größere Distanzen von bis zu mehreren tausend Kilometern, verschiedene inner- und außereuropäische Erzeugerregionen mit Abnehmern verbinden.
- › Erwartete Transportkosten für gasförmigen Wasserstoff sind niedriger als bei anderen Optionen (vgl. Importe via Pipeline).

Nachteile

- > Der Neubau eines Wasserstofftransportnetzes und die Umwidmung von Erdgastransportleitungen für Wasserstoff sind investitionsintensiv.
- > Für die Kompression von H₂ in den Transportleitungen wird ein relevanter zusätzlicher Bedarf an erneuerbarem Strom entstehen. Denn im Vergleich zu Erdgaspipelines werden mehr Verdichterstationen benötigt, die mit erneuerbarem Strom anstelle von Erdgas betrieben werden müssen.^[10]

Folgen

- > Im Zusammenhang mit dem Bau von Pipelineinfrastrukturen werden gesellschaftliche Akzeptanzfragen zu lösen sein.

Ökonomische Aspekte

Es werden hohe Investitionssummen für den Netzaufbau erwartet.^[4]

Das Projekt Get-H₂ Nukleus beispielsweise rechnet bis 2024 mit etwa sieben Millionen Euro für die Umwidmung des Transportnetzes.^[21]

Regulatorische Aspekte beeinflussen die erwartete Wirtschaftlichkeit, etwa durch europäische Entflechtungsvorgaben zwischen Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur oder hohe erwartete Netzentgelte.^[22]

Versorgungssicherheit

Eine Wasserstofftransportinfrastruktur trägt zur Versorgungssicherheit einer Wasserstoffwirtschaft und somit des gesamten Energiesystems bei.

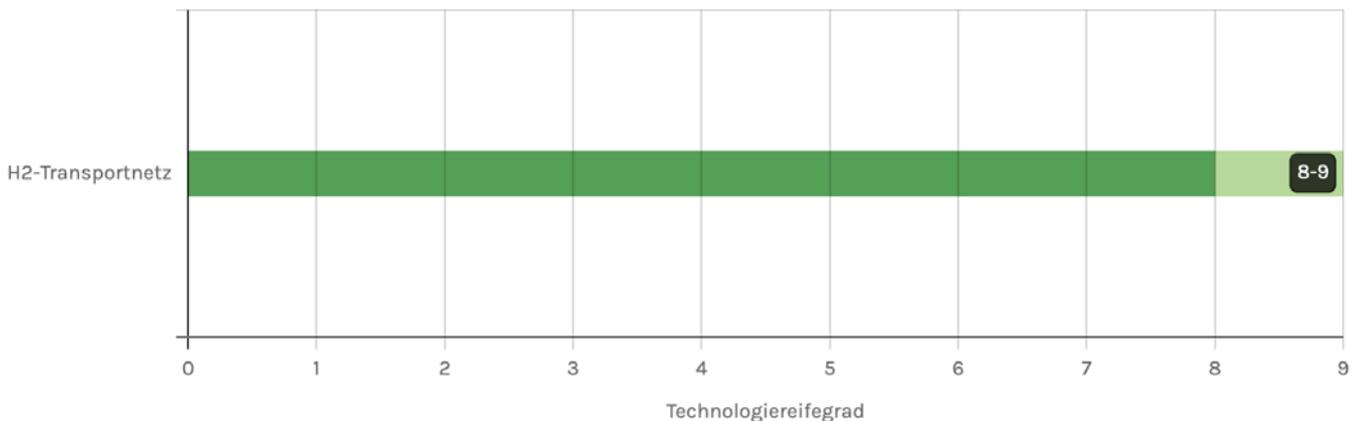
Akteur*innen

- > Gastransportnetzbetreiber

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad für Wasserstofftransportnetze liegt bei 8 bis 9.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > GET-H₂
https://www.get-H2.de/projekt_nukleus/
- > TransHyDE
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde>
- > doing hydrogen
<https://www.doinghydrogen.com/>
- > HyPipe Bavaria
<https://www.hypipe-bavaria.com/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> In-Kraft-Treten des EU-Pakets zur Dekarbonisierung der Wasserstoff- und Gasmärkte

Das Europäische Parlament, der Rat und die Europäische Kommission müssen noch über die Ausgestaltung der Gas-H₂-Verordnung verhandeln. Diese wird für den Infrastrukturausbau wichtige Entscheidungen enthalten wie gemeinsame oder getrennte Netzentwicklungspläne für Gas- und H₂-Netze.

INITIATOREN

- > Rat, Europäisches Parlament, Europäische Kommission
- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

MASSNAHME

> Unterstützter Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur

Staatliche finanzielle Unterstützung des Infrastrukturausbaus wird voraussichtlich notwendig sein, denn die anfänglichen Investitionskosten wären wohl zu hoch, um sie ausschließlich von Netznutzern über Netzentgelte und durch die Netzbetreiber zu tragen.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass der Infrastrukturausbau, insbesondere der Bau von H₂-Pipelinenetzen, staatlich unterstützt werden sollte.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz,
- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Anpassen der Gasverteilnetze für Wasserstoff

H₂ kann Erdgas beigemischt werden mit dem Ziel, Gebäude- und Prozesswärme zu erzeugen. Für eine Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas von mehr als 20 Volumenprozent sowie für eine Umstellung auf reinen Wasserstoff sind voraussichtlich Anpassungen nötig, beispielsweise bei Verdichterstationen.^[33] Je nach Material und Komponenten können manche Leitungen ohne größere Anpassungen weitergenutzt werden. Manche müssten umgewidmet, manche rück- und manche neugebaut werden.^{[4][14][23][33]} Dies ist auch abhängig davon, wie sich die Erdgasnutzung und damit die Netzauslastung entwickelt.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



› In unserer 2021 durchgeführten Stakeholderumfrage waren die Meinungen in Bezug auf ein Verteilnetz zur Versorgung von Privathaushalten gemischt: 41 Prozent der Befragten fanden dies sehr beziehungsweise eher wichtig (jeweils 19 und 22 Prozent) gegenüber 37 Prozent, die dies für eher beziehungsweise völlig unwichtig hielten (22 beziehungsweise 15 Prozent).^[38]

Vorteile

› Die Gasverteilnetze stellen einen bedeutenden Abnahmemarkt im heutigen Energiesystem dar. Durch Anpassen der Netze für Wasserstoff kann dieser beibehalten werden.

Nachteile

› Es sind hohe Investitionssummen bei Um- beziehungsweise Neubau erforderlich.

Folgen

- › Abnehmer, die Erdgas stofflich nutzen wollen, müssten Wasserstoff und Erdgas wieder entmischen (De-Blending).
- › Gesamtsystemisch werden große Mengen Wasserstoff für Beimischungen von mehr als zwanzig Volumenprozent in der Breite der Erdgasverteilnetze und Wasserstoffinselnetze benötigt (siehe Wasserstoffbeimischung).
- › Sollten sich die Ausgestaltung der Wärmeversorgung für Gebäude und Prozesse anders entwickeln, besteht die Gefahr von Fehlinvestitionen.

Ökonomische Aspekte

- › Das Verteilnetz hat einen hohen Vermögenswert bei einer Länge von etwa 550.000 Kilometern und versorgt neben Privathaushalten auch Industrie und Gewerbe.^[34]
- › Es werden Investitionen in Milliardenhöhe für Netzauf-, -um- und -neubau erwartet.^{[4][34]}

Versorgungssicherheit

› Die Beimischung von H₂ in der Breite von mehr als zwanzig Volumenprozent ins Erdgasverteilnetz für die Nutzung in der Gebäude- und Prozesswärme würde voraussichtlich dazu führen, dass die Wasserstoffbedarfe anderer Sektoren nicht ausreichend gedeckt werden.

Akteur*innen

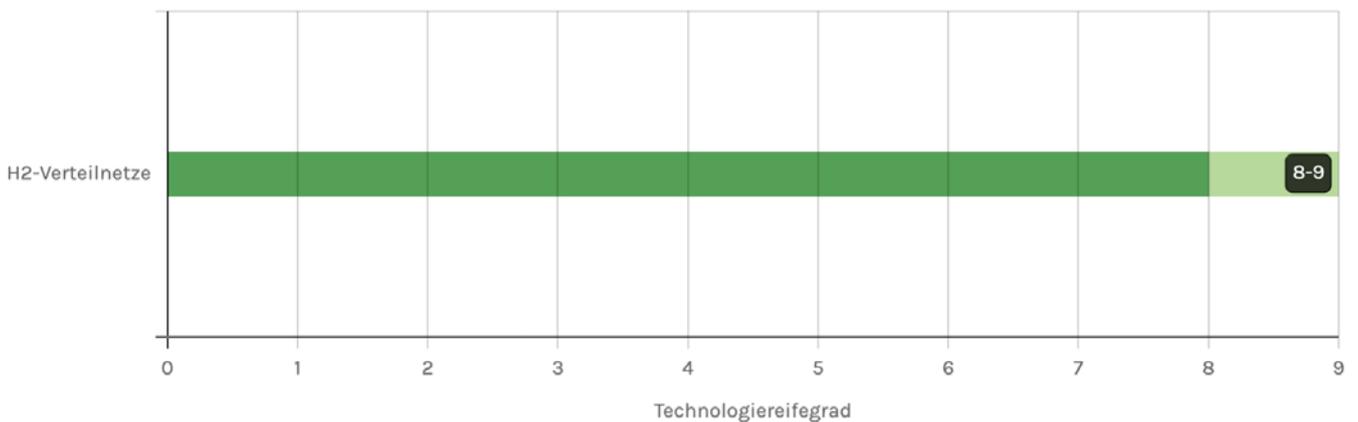
› Verteilnetzbetreiber

Technologiereifegrad

Bis zu zehn Prozent Wasserstoff können dem Erdgasnetz bereits beigemischt werden,^{[27][28]} wie etwa in Haßfurt.^[25] Derzeit werden mehrere Projekte mit Wasserstoffanteilen von 20 Prozent und mehr durchgeführt, beispielsweise H₂-20,^[24] die Wasserstoffinsel Öhringen^[26] oder die Wasserstoff-Wärmeinsel^[35] mit 100 Prozent Wasserstoff.

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad für Wasserstoffverteilnetze liegt bei 8 bis 9.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- › H₂-20
<https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-20/>
- › Windgas Haßfurt
<https://www.stwhas.de/stadtwerk/projekte/power-to-gas/>
- › Wasserstoffinsel Öhringen
<https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/wasserstoff-insel>
- › H₂-Infra
<https://www.dbi-gruppe.de/h2-infra.html>

MASSNAHME

MASSNAHME

> Regulierung von H₂-Pipelines (Verteilnetz)

Seit Juli 2021 haben potenzielle Wasserstoffinfrastrukturbetreiber die Möglichkeit, sich der Regulierung für Wasserstoffnetze zu unterwerfen.^[30] Die Bundesnetzagentur evaluiert bis 2025 die Wasserstoffnetzregulierung.^[29] In der EnWG-Novelle gibt der Gesetzgeber an, dass er eine Anpassung des regulatorischen Rahmens zur gemeinsamen Regulierung und Finanzierung der Gas- und Wasserstoffnetze auf Basis sich derzeit entwickelnder unionsrechtlicher Grundlagen anstrebt.^[32]

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz,
- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Aufbau einer Wasserstoffspeicherinfrastruktur

Eine Wasserstoffspeicherinfrastruktur ist Grundvoraussetzung für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Es werden bereits 2030 Speicherbedarfe von bis zu fünf Terawattstunden Wasserstoff erwartet. Aufgrund der Größe und der damit verbundenen Füllmenge wird Salzkavernen ein besonderer Stellenwert zugerechnet, Porenspeicher hingegen erscheinen als eher ungeeignet. Aber auch mobile Speicher, wie etwa Drucktanks, stellen eine Option dar.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > In unserer 2021 durchgeführten Stakeholderumfrage wurde der Ausbau von H₂-Speichern unter mehreren H₂-Infrastrukturmaßnahmen von den meisten Befragten als notwendig bewertet (von 64 Prozent der Befragten; weitere 27 Prozent bewerteten den Ausbau von Speichern als bedingt notwendig). Die meisten fanden, der Ausbau sollte bereits bis 2030, nicht erst bis 2040 erfolgen.^[38]

Voraussetzungen

- > Eine langfristige, sichere Speicherung im Untergrund (geologische Salzformationen in Norddeutschland sowie Porenspeicher in Süddeutschland) muss noch abschließend erforscht werden.

Vorteile

- > Durch die Speicherung kann eine Versorgungssicherheit mit Wasserstoff über längere Zeiträume gewährleistet werden.
- > Durch Speicher kann eine Planungssicherheit bei Wasserstoff nutzenden Unternehmen hergestellt werden.

Nachteile

> Für die Komprimierung von Wasserstoff zur Speicherung fällt ein Bedarf an erneuerbarem Strom an.^{[17][18]}

Folgen

> Mobile Speicher können helfen, lokale Wasserstoffengpässe zu überbrücken. Sie benötigen jedoch Platz und eventuell neue Sicherheitsmaßnahmen und -konzepte, zum Beispiel auf Werksgeländen.

Ökonomische Aspekte

Es werden hohe Investitionssummen für neue Kavernenspeicher sowie für die Umrüstung vorhandener Erdgasspeicher erwartet.^{[17][18]} Eine neue Kaverne kann durchaus zehn Millionen Euro kosten, wie etwa die Forschungskaverne im Projekt HyCAVMobil.^[36] Die Umrüstung eines bestehenden Speichers kann bis zu 82 Millionen Euro kosten.^[37]

Versorgungssicherheit

Für die Versorgung mit Wasserstoff sind Speichermöglichkeiten ein wichtiger Baustein in einem zukünftig klimaneutralen Energiesystem. Wasserstoff wird in Zukunft im Stromsektor vor allem als Langzeitspeicher für große Energiemengen eine entscheidende Rolle spielen.

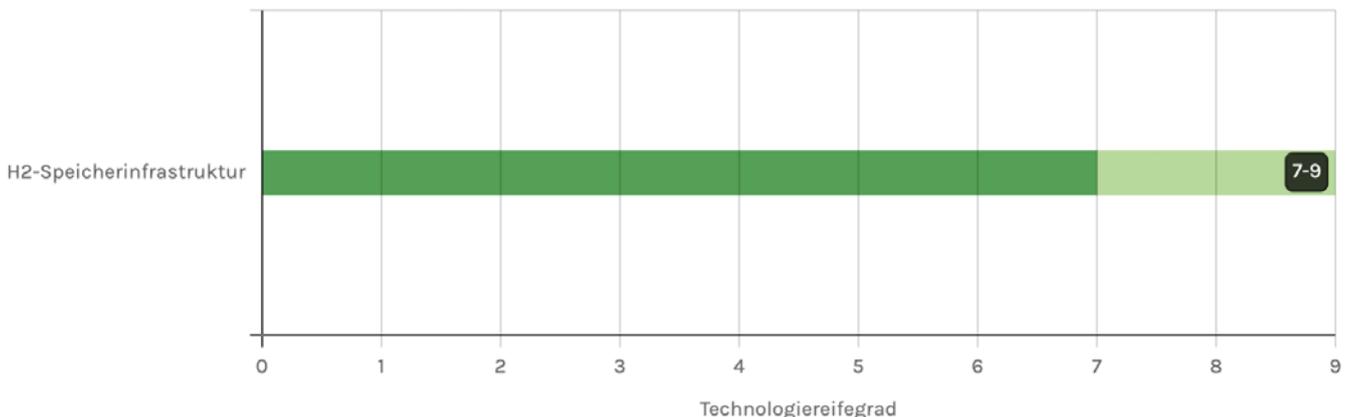
Akteur*innen

- > Betreiber von Erdgasverteilnetzen und -speichern
- > Betriebe, die H₂ für Prozesse vorhalten möchten oder müssen

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der genaue Technologiereifegrad ist abhängig von der Art der Speicherung. Drucktanks sind Stand der Technik, wohingegen die Speicherung von Wasserstoff in Kavernen oder porösen Strukturen noch in verschiedenen Projekten untersucht wird.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

Kavernen

> H2Cast Etzel

<https://h2cast.com/de>

> Energiepark Bad Lauchstädt

<https://energiepark-bad-lauchstaedt.de/>

> HyCAVmobil

<https://www.wasserstoff-niedersachsen.de/hydrogen-cavern-for-mobility/>

Metallhydride

> H2HybridTank (abgeschlossen)

<https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=%2201178819/1%22&v=10&id=332649>

> HyCARE-Projekt

<https://hycare-project.eu/>

Porenspeicher

> Underground Sun Conversion

<https://www.underground-sun-conversion.at/>

> TestUM Aquifer (abgeschlossen)

<https://www.testum-aquifer.uni-kiel.de/de>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Anlegen einer strategischen Reserve

Analog zur Vorgabe der strategischen Erdgasspeichervolumina ließe sich beispielsweise auch die Versorgung mit Wasserstoff absichern. Dies wäre ein Anreiz für den Auf- beziehungsweise Umbau einer H₂-Speicherinfrastruktur.

INITIATOREN

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME

> Befreiung von Entgelten und Umlagen

Die Stromkosten für Verdichter machen den Großteil der Betriebskosten aus. Eine Befreiung von Netzentgelten könnte hier fördernd wirken. Und um die Nutzung von geologischen Speichern anzureizen, könnte eine Befreiung von Entry-beziehungsweise Exit-Entgelten und -Umlagen in Betracht gezogen werden.

INITIATOREN

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Handlungsoptionen Andere Technologien

(Langzeit-)CO₂-Speicherung im geologischen Untergrund

Es besteht die Möglichkeit, Kohlenstoffdioxid (CO₂) dauerhaft im geologischen Untergrund zu speichern. Diese Option ist insbesondere relevant für große Mengen schwer- beziehungsweise unvermeidbarer CO₂-Emissionen (beispielsweise in der Zement- oder Glasindustrie. Auch bei der Erzeugung CO₂-armen Wasserstoffs auf Basis der Erdgasdampfpreformierung ist die CO₂-Speicherung beziehungsweise -Verpressung von Bedeutung.

Generell kommen als Speicherformationen erschöpfte Erdgas- oder Erdöllagerstätten, tiefe, nicht abbaubare Kohleflöze, Basalte oder die in Deutschland weit verbreiteten salinen Aquifere infrage.^{[40][41][45]} Allerdings ist die geologische Speicherung von CO₂ in Deutschland seit 2016 faktisch verboten (siehe »Kohlendioxid-Speicherungsgesetz«, KSpG). Hinzu kommen Akzeptanzprobleme, weshalb die teurere Speicherung im Meeresboden die für Deutschland realistischere Option darstellt.^{[40][44]}

Die Bundesregierung hat hierzu eine Carbon-Management-Strategie angekündigt.

Voraussetzungen

- › Geeignete geologische Strukturen müssen vorhanden sein.
- › Um große Mengen CO₂ einzuspeichern, muss eine CO₂-Infrastruktur wie etwa Pipelines vorhanden sein, um das CO₂ von industriellen Punktquellen zum Speicherort zu transportieren.^[45]
- › Es sollte klare, rechtssichere Genehmigungsverfahren geben. Dies ist derzeit noch nicht der Fall in Deutschland.^[46]
- › Wenn CO₂ in Deutschland gespeichert werden soll, muss der bestehende Rechtsrahmen entsprechend angepasst werden.^[46]
- › Um eine Kontamination des Grundwassers oder eine Beeinträchtigung mariner Ökosysteme zu verhindern, ist es wichtig, nur Speicherorte auszuwählen, bei denen ein unkontrollierter Austritt von CO₂ nicht zu befürchten ist.

Vorteile

- › Die CO₂-Verpressung im geologischen Untergrund ermöglicht eine großskalige Emissionsvermeidung unabhängig von CO₂-Nutzungstechnologien (CCU). Selbst unvermeidbare Emissionen, wie sie beispielsweise bei der Zementherstellung, der Glasproduktion oder der Müllverbrennung anfallen, können dauerhaft der Atmosphäre entzogen werden.
- › Die Technologie ist erprobt, allerdings fehlen noch Langzeitstudien. Dennoch sind Wissenschaftler*innen zuversichtlich, dass Speicher, wie beispielsweise erschöpfte Erdgaslagerstätten, dicht sind, da sie über mehrere Millionen Jahre Gase zuverlässig speichern konnten.^{[40][43]}

Nachteile

- › Die Speicherkapazitäten im geologischen Untergrund sind zwar enorm, aber nicht unbegrenzt. Würde man heute alle CO₂-Emissionen Deutschlands im geologischen Untergrund in der Nordsee und Norwegischen See sowie im Festlandbereich Deutschlands verpressen, kämen diese Speicheroptionen bereits nach 38 Jahren an ihre Kapazitätsgrenze.^[40] CCS ist also nur als Teillösung zu betrachten.
- › Wenn CO₂ in großen Mengen dem Speicher entweicht, kann dies im ungünstigsten Fall zu einer Kontamination des Grundwassers führen, da das CO₂ die Löslichkeit einiger (giftiger) Spurenelemente im Formationswasser des Speichergesteins ändert.^[45] Darüber hinaus kann austretendes CO₂ in großen Mengen zu einer Versauerung der Meere und daraus resultierenden Verschiebungen im marinen Ökosystem führen.^{[45][51]}
- › Da verpresstes CO₂ über mehrere Jahrtausende im Untergrund verbleiben muss, kann es zu Nutzungskonflikten mit tiefer Geothermie, Erdgas- oder E-Methan-speicherung kommen. Um dies zu verhindern, ist es sinnvoll, eine unterirdische Raumordnung zu schaffen.^[42]

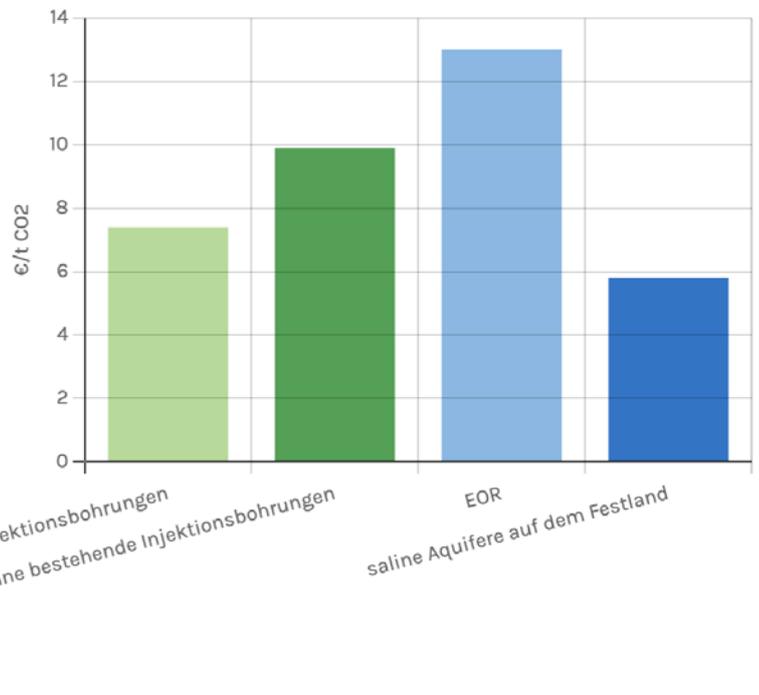
Ökonomische Aspekte

- › Mit dem aktuellen CO₂-Preis (Stand 2022) ist lediglich CO₂-Speicherung kombiniert mit der Erdölförderung (englisch: Enhanced Oil Recovery, EOR) wirtschaftlich, da zusätzlich zu den Kosten für die Verpressung noch hohe Investitionskosten für entsprechende CO₂-Infrastruktur, -Transport und CO₂-Abscheidungsvorrichtungen sowie Betriebskosten für den für die CO₂-Abscheidung benötigten zusätzlichen Energiebedarf anfallen.^{[40][50]} Die CO₂-Vermeidungskosten liegen also deutlich über den reinen Kosten für die Verpressung im Untergrund.
- › Eine hohe Reinheit des zu verpressenden CO₂ ist nicht nur wünschenswert, um die begrenzten Speicherkapazitäten ideal zu nutzen, sondern auch, da Verunreinigungen höhere Injektionsdrücke (und damit verbundene höhere Energiekosten) erfordern.^[43]

Die Speicherkosten für CO₂ unterscheiden sich je nach geologischer/n Formation/Gegebenheiten.^[43]

Speicherkosten in Euro pro Tonne gespeichertem CO₂

Die Speicherkosten einer Tonne CO₂ hängen von den geologischen Formationen und Gegebenheiten ab. Zwar sind die Kosten für die Speicherung kombiniert mit der Erdölförderung (Enhanced Oil Recovery, EOR) am höchsten, stellen aber aktuell dennoch den einzigen Business Case dar, da das so gewonnene Erdöl beziehungsweise Erdgas im Wert die Kosten der CO₂-Speicherung übersteigt.^{[40][43]}



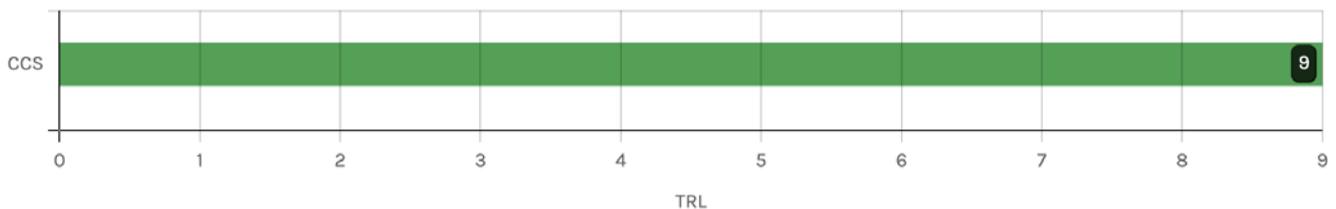
Akteur*innen

- > Erdöl-/Erdgasunternehmen
- > Energieversorger

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

der Speicherung von CO₂ im geologischen Untergrund^[43]. Erfahrungen hierzu gehen bereits auf die seit Anfang der 1970er Jahre praktizierten Enhanced Oil Recovery (EOR) zurück, bei der CO₂ in nahezu erschöpfte Öl- oder Erdgasfelder verpresst wird.^[47] Primärziel ist hierbei allerdings nicht die Speicherung des CO₂, sondern die Erhöhung der Ölfördermenge. Dennoch verbleibt ein Großteil des eingesetzten CO₂ hierbei im geologischen Untergrund.^{[40][42]}



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > Northern Lights
<https://norlights.com/>
- > D'Artagnan
https://energy.ec.europa.eu/news/connecting-europe-facility-over-eu-600-million-energy-infrastructure-support-european-green-deal-and-2022-12-08_en
- > Aramis
<https://www.aramis-ccs.com/>
- > Porthos
<https://www.porthosco2.nl/wp-content/uploads/2020/03/Brochure-ENG-2019-2.pdf>
- > Poland - EU CCS Interconnector
https://ec.europa.eu/energy/maps/pci_fiches/PciFiche_12.9.pdf
- > COORAL
https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/COORAL/Home/cooral_node.html

MASSNAHME

MASSNAHME

> Schaffung der Rechtslage für die CO₂-Speicherung

Soll CO₂ in Deutschland in geologischen Formationen gespeichert werden, muss die Rechtslage hierfür geschaffen werden. Bisher wurden Untergrundspeicher nur zu Demonstrationszwecken zugelassen und weitere Anträge auf eine Zulassung sind nicht mehr möglich.^{[40][44]}

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Aufbau einer CO₂-Transportinfrastruktur

Der Ausstoß von Kohlenstoffdioxid (CO₂) fällt selten in unmittelbarer räumlicher Nähe zu CO₂-Abnehmern, wie etwa CO₂-Endlagerstätten oder der chemischen Industrie (s. CCU), an.

Zwar kann CO₂ theoretisch auch ohne Transport mittels Direct Air Capture (DAC) direkt an CO₂-Abnahmeorten abgeschieden werden. Allerdings erfordert DAC bis zu fünfmal so viel Energie wie die Abscheidung von CO₂ aus Industrieprozessen.^{[56][57]} Daraus würde sich ein hoher Bedarf an Ökostrom ergeben. Daher ist es notwendig, abgeschiedenes CO₂ zu transportieren.^[44] Denkbar sind hierfür prinzipiell verschiedene Optionen: Pipelines, Schiffe, Züge oder Tankwagen.^[40] Welche davon die sinnvollste ist, hängt stark von der zu transportierenden Menge ab und ob das CO₂ zwischen vielen dezentralen Orten oder nur wenigen Großproduzenten und -abnehmern transportiert werden muss.

Voraussetzungen

Bei allen Transportoptionen müssen die transportbedingten Emissionen die transportierte CO₂-Menge deutlich unterschreiten.

Pipelines

- › Pipelines setzen Genehmigungsverfahren sowie entsprechende Infrastrukturplanung voraus.^[53]
- › Zur Vermeidung von Korrosion sind sehr niedrige Wassergehalte (<0,005 Volumenprozent) im zu transportierenden CO₂ notwendig.^[40]
- › Es besteht theoretisch die Möglichkeit, bereits bestehende Pipelines umzuwidmen.^[44] Da aber die Drücke, die für den Transport von CO₂ benötigt werden, höher sind als bei Erdgas, ist vermutlich ein Umbau oder sogar ein Neubau von Pipelines notwendig.^{[53][55]}

Güterzüge

- › Entsprechende Kapazitäten auf dem bestehenden Schienennetz müssen vorhanden sein oder dieses muss ausgebaut werden.
- › Die entsprechenden CO₂-Produzenten und -Abnehmer müssen an das Schienennetz angebunden sein. Alternativ muss auf zusätzliche Transportoptionen wie etwa Tankwagen zurückgegriffen werden.

Binnenschiffe

- › Es werden ergänzende Transportmöglichkeiten benötigt, falls sich die CO₂-Produzenten und -Abnehmer nicht an Wasserstraßen befinden.
- › Alternative Transportwege oder ausreichende CO₂-Zwischenspeicherkapazitäten müssen vorgehalten werden, wenn Wasserstraßen temporär, zum Beispiel aufgrund von Dürren, nicht befahrbar sind.

Seeschiffe

- › Es werden ergänzende Transportmöglichkeiten benötigt, falls sich die CO₂-Produzenten und -Abnehmer nicht an Häfen befinden.

Vorteile

Pipelines

- › Ein kontinuierlicher Transport ohne Zwischenlagerung ist möglich.
- › Die Transportkosten pro Tonne CO₂ sind bei dieser Option am günstigsten.^[54]
- › Pipelines sind die sicherste Transportoption für CO₂.^[40]

Güterzüge

- › Das Schienennetz ermöglicht den Transport zu angebundenen dezentralen Orten an Land.

Seeschiffe

- › Da der Bau von Offshore-Pipelines sehr teuer ist, können Seeschiffe eine günstigere Transportalternative darstellen.^[52] Dies ist derzeit der Fall im Northern-Lights-Projekt.

Tankwagen

- › Tankwagen stellen eine flexible Infrastrukturoption dar.

Nachteile

Pipelines

- › Der Bau einer Pipeline ist mit langen Planungs- und Genehmigungsverfahren verbunden. Vom Vorhaben bis zum Bau können 10 bis 15 Jahre vergehen.^[44]
- › Die Investitionskosten für Pipelines sind sehr hoch.^{[52][55]}
- › Pipelines sind statisch verbaut und müssen somit bei einer örtlichen Verlagerung von CO₂-Quellen oder -Senken entsprechend ausgebaut beziehungsweise rückgebaut werden.

Güterzüge

- › Der Transport von CO₂ mit Güterzügen ist vergleichsweise teuer.^[54]

Binnenschiffe

- › Kommt es beispielsweise infolge von sommerlichen Dürren zu niedrigen Pegelständen, können die Wasserstraßen nicht befahren werden. In diesen Fällen muss auf andere Transportoptionen ausgewichen werden.

Tankwagen

- › Werden keine klimaneutralen Antriebe für LKW gewählt, können die mit dem Transport einhergehenden Emissionen im schlechtesten Fall das vermiedene CO₂ wieder aufwiegen.
- › Der Transport von CO₂ mittels Tankwagen ist vergleichsweise teuer.^[52]

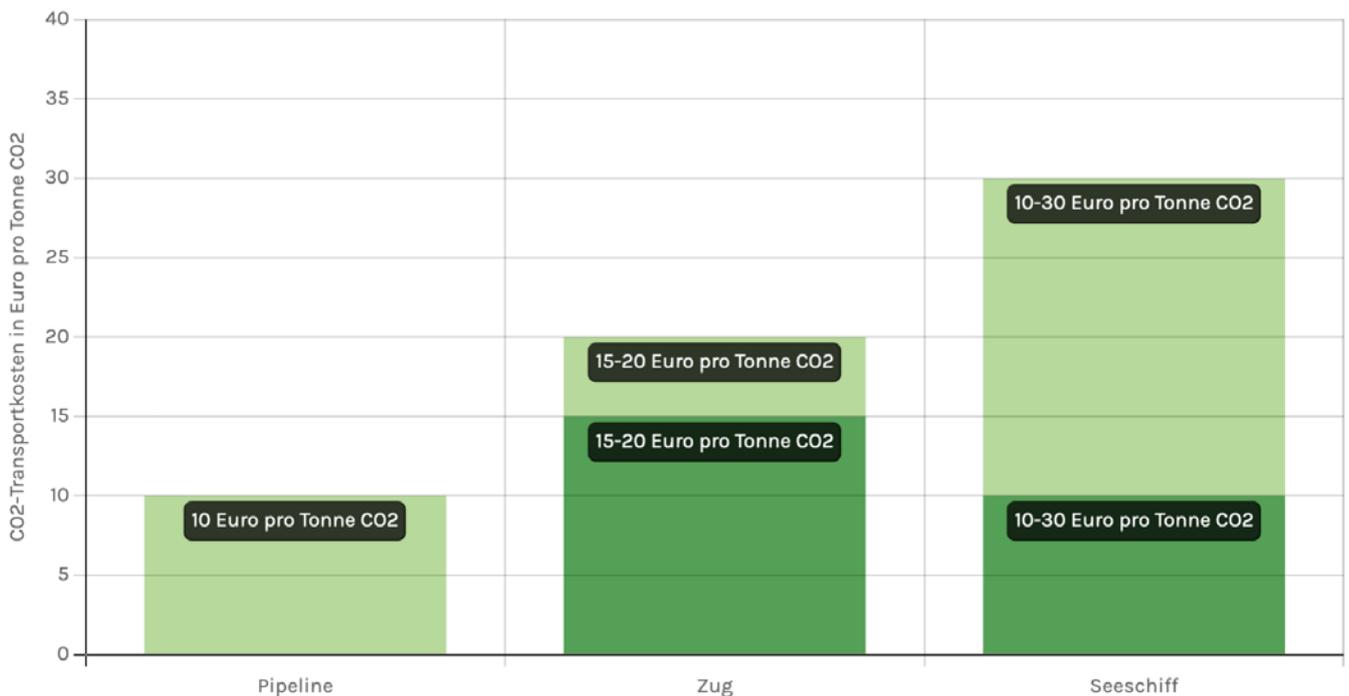
Ökonomische Aspekte

Transportkosten per Pipeline

- › Die Kosten für Offshore-Pipelines betragen Studien zufolge 150 bis 200 Prozent der Kosten für Onshore-Pipelines.^[55]
- › Pipelinenetze können durch die gemeinsame Infrastruktur hingegen zu einer Kostenreduktion von bis zu 75 Prozent führen.^[55] Daher ist eine frühzeitige Planung der CO₂-Infrastruktur in Verbindung mit beispielsweise der H₂-Infrastruktur sinnvoll.^[44]
- › Bei der Umwidmung bereits bestehender Pipelines können die Investitionskosten weniger als zehn Prozent des Neubaus einer Pipeline betragen.^[52] Da Pipelines vor allem investitionsintensiv sind, sollte dies auch die Transportkosten drastisch reduzieren.

CO₂-Transportkosten

Ausgegangen wird hierbei von einer 300 Kilometer langen Festland-Pipeline oder einer vergleichweisen Transportdistanz per Zug und einer Transportstrecke von bis zu 1.000 Kilometern per Seeschiff.^[54]



Pipelines können kontinuierlich betrieben werden. Alle anderen Optionen benötigen temporäre Zwischenspeicher. Die Kosten für diese Zwischenspeicherung werden auf circa zehn Euro pro Tonne CO₂ geschätzt.^[54]

Versorgungssicherheit

Die chemische Industrie wird in der Zukunft auf eine sichere Versorgung mit Kohlenstoff angewiesen sein. Eine CO₂-Infrastruktur kann hierzu einen wichtigen Beitrag leisten.

Akteur*innen

- > Industrie
- > potenzielle CO₂-Infrastrukturbetreiber
- > Logistikunternehmen,
- > internationale CO₂-Abnehmer (Staat, Häfen, Sequestrierer etc.)

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> CLUSTER

https://www.bgr.bund.de/EN/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/CLUSTER/Home/cluster_node_en.html

> COORAL

https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/COORAL/Home/cooral_node.html

CO₂-Abscheidung aus Industrieprozessen

Bei Industrieprozessen besteht grundsätzlich die Möglichkeit, CO₂-Emissionen weitestgehend abzuscheiden und ein Entweichen in die Atmosphäre zu vermeiden. Das so gewonnene CO₂ kann dann zum Beispiel weiterverarbeitet werden (CCU) oder auch im geologischen Untergrund verpresst werden.^[40]

Für die CO₂-Abtrennung existieren bereits mehrere Verfahren. Diese unterscheiden sich teilweise deutlich hinsichtlich ihres Technologiereifegrads, der Investitionskosten und der Zusammensetzung der zusätzlich benötigten Energie (thermisch oder elektrisch). Allerdings gehen alle Verfahren mit einem erheblichen zusätzlichen Energieaufwand einher.^{[46][58][59]} Welches Verfahren am besten geeignet ist, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, wie zum Beispiel der CO₂-Konzentration im Abgas des jeweiligen Prozesses oder gegebenenfalls auch der überschüssigen Prozesswärme, die wiederum energetisch zur Abtrennung genutzt werden kann.^[58]

Voraussetzungen

- > Ein hinreichend defossilisierter Strommix oder eine ausreichend defossilisierte Wärmebereitstellung sind notwendig, damit der zusätzliche Energieaufwand nicht zu höheren Netto-CO₂-Emissionen führt.^[58]
- > Es sind vorab entsprechende Anpassungen der bestehenden Prozesse und Anlagen erforderlich, damit CO₂-Abscheidungsverfahren eingesetzt werden können.^[59]

- › Zusätzlich zur Abscheidung muss auch eine entsprechende CO₂-Infrastruktur entwickelt werden, um das CO₂ von den Industrieprozessen zu entsprechenden Abnehmern (CCU-Anlagen, Verpressungsorten) zu transportieren.^{[44][46]}

Vorteile

- › Durch CO₂-Abscheidungstechnologien kann verhindert werden, dass unvermeidbare industrielle CO₂-Emissionen in die Atmosphäre gelangen.
- › Zwar sind auch für die CO₂-Abtrennung Umrüstungen erforderlich. Allerdings gehen diese, je nach Technologie, mit deutlich geringeren Investitionskosten einher als die Umstellung des kompletten Prozesses zum Beispiel auf Wasserstoff. Im Fall von End-of-Pipe-Maßnahmen kann dies zu jedem beliebigen Zeitpunkt in der Lebenszeit einer Anlage erfolgen.
- › Abgetrenntes CO₂ weist häufig eine sehr hohe Reinheit auf und eignet sich daher für die Weiternutzung im Rahmen von CCU-Anwendungen.^[58]
- › Industrieprozesse weisen im Vergleich zur Atmosphäre eine höhere CO₂-Konzentration in ihren Abgasen auf. Dies erleichtert die Abtrennung beziehungsweise macht sie günstiger als die Direktabscheidung aus der Luft (DAC, siehe auch Ökonomische Aspekte).

Nachteile

- › Wird CO₂ aus Industrieabgasen zur Produktion von E-Fuels verwendet, ergibt sich nur dann ein positiver Effekt für das Klima, wenn ansonsten weiterhin fossile Treibstoffe eingesetzt würden. Werden E-Fuels im Motor verbrannt, endet das CO₂ letztlich auch in der Atmosphäre, ohne dass es dieser vorab entzogen wurde. Würden alternativ allerdings die Industrieabgase ohnehin emittiert und fossiler Kraftstoff verbrannt, ergäbe sich immerhin eine Nettoerduktion von CO₂-Emissionen. Klimaneutralität kann auf diese Weise – ohne eine anderweitige Kompensation der Emissionen – allerdings nicht erzielt werden.
- › Es werden große zusätzliche Mengen Energie zur Abscheidung benötigt.^{[46][59]}
- › Pre-Combustion Verfahren ändern das Brennmaterial, wodurch häufig große Anpassungen am Prozess erforderlich sind. Sie verhindern lediglich brennstoffbedingte, nicht aber prozessbedingte Emissionen, wie sie etwa bei der Zement- oder Glasherstellung anfallen.^[40]

Folgen

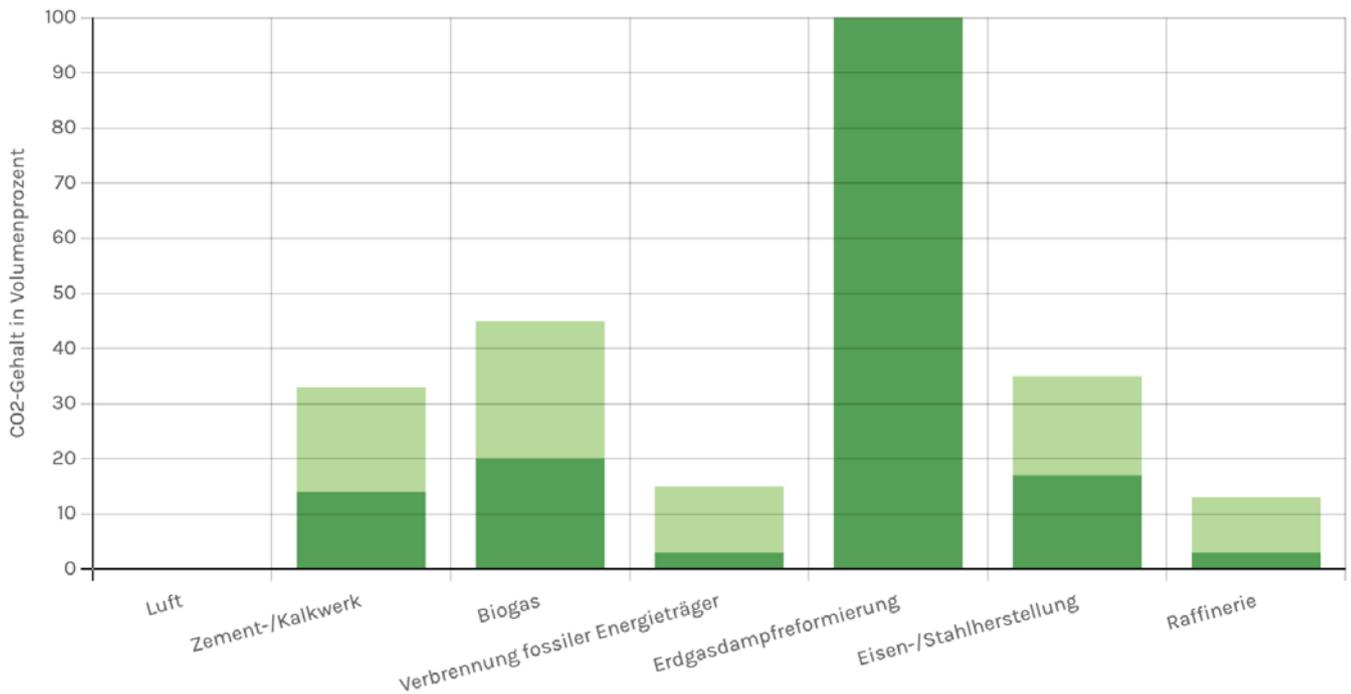
- › Die Abtrennung großer CO₂-Mengen und ihre Verpressung im geologischen Untergrund (CCS) würde auf lange Sicht die Kapazität dieser Lagerstätten erschöpfen (siehe (Langzeit-) CO₂-Speicherung im geologischen Untergrund). Daher ist es sinnvoll, Emissionen möglichst bereits vorab zu vermeiden.

Ökonomische Aspekte

Die Abscheidung von CO₂ aus Industrieprozessen ist deutlich kostengünstiger als die Abtrennung von CO₂ aus der Umgebungsluft. Um mittels Direct Air Capture die gleiche Menge an CO₂ zu gewinnen wie aus Industrieabgasen, muss zwischen 200- und 825-mal so viel Luft gefiltert werden. Dies erhöht die Kosten von DAC erheblich.^[58]

CO₂-Gehalte in verschiedenen Industrieabgasen und in der Luft

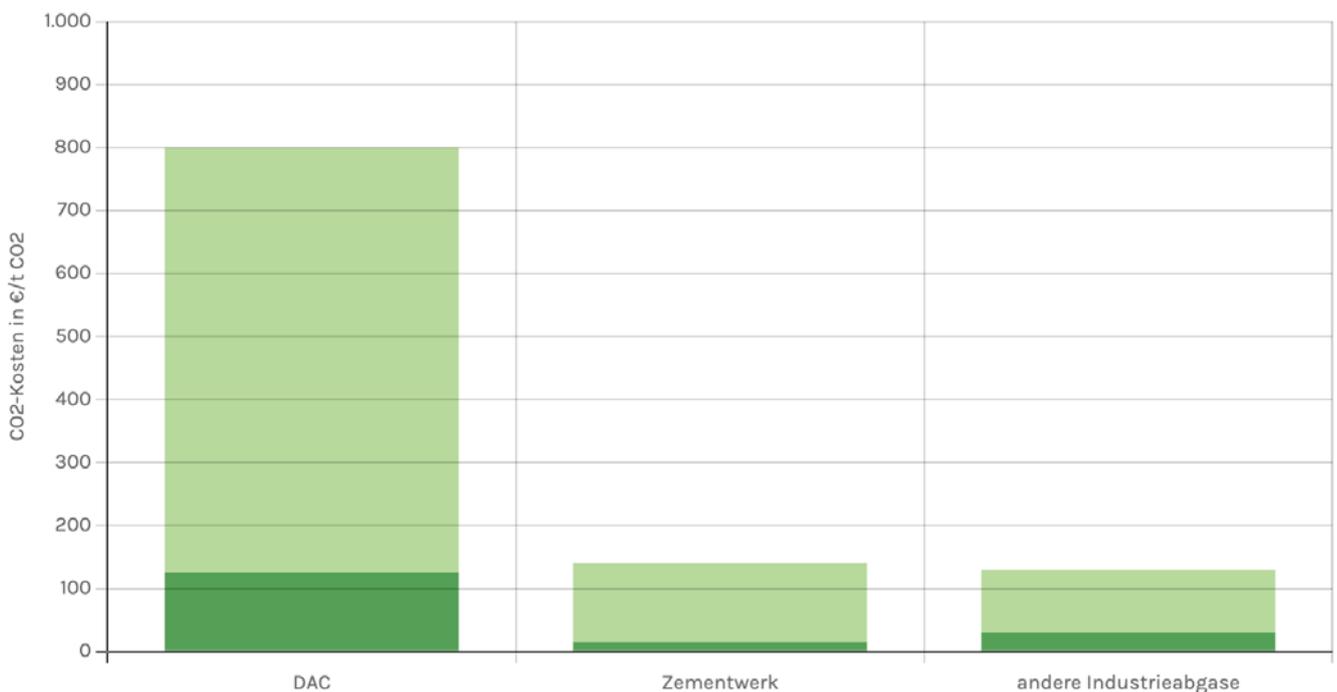
Während der CO₂-Gehalt in der Luft 0,04 Prozent beträgt, weisen Abgase aus Zement- oder Kalkwerken CO₂-Gehalte von 14 bis 33 Prozent auf. Bei der Biomasseverbrennung fallen CO₂-Gehalte von 14 bis 17 Prozent an, und bei der Verbrennung fossiler Energieträger enthalten die Abgasströme 8,7 bis 14,8 Prozent CO₂.^[58] Bei der Erdgasdampfreformierung entsteht sogar ein Abgas, welches zu 100 Prozent aus CO₂ besteht, also keine CO₂-Abscheidung oder -Aufreinigung erfordert.



Die Umrüstung von Prozessen auf CO₂-Abscheidung geht mit erheblichen Investitions- und Betriebskosten einher. Diese wirken sich auch auf die Produktpreise aus.^[59]

CO₂-Kosten aus verschiedenen Industrieabgasen und Luft

CO₂-Abscheidung mittels DAC [?] ist energieintensiv (1.400 bis 2.500 Kilowattstunden pro Tonne CO₂). Zum Vergleich: Abscheidung aus der Zementherstellung: 450 bis 2.000 Kilowattstunden pro Tonne CO₂,^[57] was sich auch in den Kosten widerspiegelt. Die Kosten für das aus der Umgebungsluft abgeschiedene CO₂ belaufen sich derzeit auf 125 bis 800 Euro pro Tonne CO₂.^[56] CO₂ aus Zementwerken kostet 15 bis 140 Euro pro Tonne CO₂, aus anderen Abgasen belaufen sich die Kosten derzeit auf 30 bis 130 Euro pro Tonne CO₂.^[56]



Wird aus einem fossilen Kraftwerk CO₂ abgeschieden, werden hierfür circa 8 bis 18 Prozent der Energie des Kraftwerks benötigt. Um die gleiche Leistung ins Netz einspeisen zu können, würden Erdgaskraftwerke folglich 1,2-mal so viel Gas verbrennen müssen, bei Stein- und Braunkohlewerken wären es 1,6- beziehungsweise 1,8-mal so viel Brennmaterial. Im Fall von Kraftwerken würde dies generell also auch größere Anlagen und somit noch höhere Investitionskosten erfordern.^[46]

Akteur*innen

> Industrie

Technologiereifegrad

TRLs

verschiedener CO₂-Abscheidetechnologien^[59]: Oxyfuel-Verfahren (?), die Abscheidung mittels Monoethanolamin (MEA) (?), Tail-end Calcium-Looping-Verfahren (?), membranbasierte Verfahren (?), mineralische Karbonatisierung (?), Temperaturwechseladsorption (?) und Kryogenerfahren in Kombination mit Druckwechseladsorption (?). Die TRLs beziehen sich auf CO₂-Abscheidung aus Zementwerken, bei anderen Industrieprozessen können diese also abweichen.



Endenergiebedarf

Die für die CO₂-Abscheidung benötigte Energie hängt stark vom Prozess ab.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> CEMCAP

<https://cordis.europa.eu/project/id/641185/de>

Minderungspotential

Die meisten Verfahren ermöglichen bereits eine Abtrennung von über neunzig Prozent des anfallenden CO₂. Auch Kombinationen für noch höhere Abscheidungsquote sind denkbar.^[59]

Literatur

- [1] **Kopernikus-Projekt Ariadne (2021):** Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/>
- [2] **Agora Energiewende (2021):** Klimaneutrales Deutschland 2045. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>
- [3] **dena (2021):** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- [4] **Fraunhofer ISI et al. (2021):** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. <https://langfristszenarien.de>
- [5] **BDI (2021):** Klimapfade 2.0. <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>
- [6] **BMWK (2022):** Zahlen und Fakten: Energiedaten. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
- [7] **Fraunhofer ISI et al. (2022):** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, T45-Szenarien. <https://langfristszenarien.de>
- [8] **Guidehouse (2020):** How a Dedicated Hydrogen Infrastructure can be Created. https://ehb.eu/files/downloads/2020_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf
- [9] **Guidehouse (2021):** A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries. <https://ehb.eu/files/downloads/European-Hydrogen-Backbone-April-2021-V3.pdf>
- [10] **Guidehouse (2021):** Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021.pdf
- [11] **Guidehouse (2022):** A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2022/04/EHB-A-European-hydrogen-infrastructure-vision-covering-28-countries.pdf>
- [12] **Guidehouse (2022):** Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030. <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-Supply-corridors-presentation-ExecSum.pdf>
- [13] **FNB Gas (2020):** Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft – Wasserstoffnetz 2050 für ein klimaneutrales Deutschland. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/>
- [14] **FNB Gas (2021):** Wasserstoffnetze 2030 & 2050: für ein klimaneutrales Deutschland. https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/12/2021-12-08_FNB-Gas-Webinar_H2-Netze_2030_2050.pdf
- [15] **FNB Gas et al. (2022):** Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur der Deutschland auf der Fernleitungs- und Verteilnetzebene; Online-Veranstaltung.
- [16] **FNB Gas (2022):** Wasserstoffbericht – Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff gemäß §28q EnWG. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-bericht/>
- [17] **Nationaler Wasserstoffrat (2021):** Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2021-10-29_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstoffspeicher.pdf

- [18] **Nationaler Wasserstoffrat (2022):** Wasserstoffspeicher-Roadmap 2030 für Deutschland. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-11-04_NWR_Stellungnahme_Wasserstoff-Speicher-Roadmap.pdf
- [19] **Fraunhofer ISI (2022):** Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf
- [20] **BMWK, 24.05.2023:** Bundeskabinett beschließt Gesetzentwurf zur Schaffung eines Wasserstoff-Kernnetzes [Pressemitteilung]. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/05/20230524-bundeskabinett-beschliesst-gesetzentwurf-zur-schaffung-eines-wasserstoff-kernnetzes.html>
- [21] **Get-H2:** FAQ zum Projekt GET H2 Nukleus, zuletzt aufgerufen am: 03.05.2023. https://www.get-h2.de/projekt_nukleus/
- [22] **Tagesspiegel vom 03.05.2023:** <https://epaper.tagesspiegel.de/article/9e1186ddc472022c7575d91b0c8b5f30020e31d3cc4bd5ed09a46d1d5aeaa37b>
- [23] **Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2022):** Wie gelingt der Aufbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur in Deutschland und Europa? https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Analyse_Wie_gelingt_der_Ausbau_der_Wasserstoff-Netzinfrastruktur.pdf
- [24] **DVGW: H2-20,** zuletzt aufgerufen am: 03.02.2023. <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-20/>
- [25] **Stadwerke Haßfurt:** Power-to-Gas Anlage, zuletzt aufgerufen: am 03.02.2023. <https://www.stwhas.de/stadtwerk/projekte/power-to-gas/>
- [26] **Netze BW:** Wasserstoffinsel Öhringen, zuletzt aufgerufen: am 03.02.2023. <https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/wasserstoff-insel>
- [27] **DVGW (2021):** Technischer Hinweis G 221, Leseprobe. https://shop.wvgw.de/leseprobe/511635_lp-dvgw-regelwerk-g_221-2021.pdf
- [28] **DVGW (2021):** Technische Regel G 260, Leseprobe. https://shop.wvgw.de/leseprobe/510700_lp_G_260_2021_09.pdf
- [29] **Bundesnetzagentur:** Ausblick, zuletzt aufgerufen am: 11.01.2023. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Ausblick/start.html>
- [30] **Bundesnetzagentur:** Regulierung von Wasserstoffnetzen, zuletzt aufgerufen am: 11.01.2023. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/start.html>
- [31] **Bundesnetzagentur (2020):** Regulierung von Wasserstoffnetzen. Bestandsaufnahme. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [32] **Bundesgesetzblatt:** Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vom 16. Juli 2021. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav#___bgbl___%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl121s3026.pdf%27%5D___1678121561239
- [33] **DVGW (2020):** H₂vorOrt. DVGW, Bonn. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf>
- [34] **DVGW (2023):** Das Gasnetz – Rückgrat der Wasserstoffwelt. DVGW, Bonn. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/gasnetz-rueckgrat-h2-welt.pdf>

- [35] **Gelsenwasser:** Unsere Wasserstoff-Wärmeinsel im Fokus, zuletzt aufgerufen am: 23.04.2023. <https://www.gelsenwasser.de/news/wasserstoffinsel-dvgw>
- [36] **EWE:** HyCAVmobil – EWE startet ein wegweisendes Forschungsprojekt zur Wasserstoffspeicherung, zuletzt aufgerufen am: 16.02.2023. <https://www.ewe.com/de/media-center/neuigkeiten/2020/hycavmobil-ewe-startet-ein-wegweisendes-forschungsprojekt-zur-wasserstoffspeicherung>
- [37] **Bültemeier et al. (2022):** WASSERSTOFF SPEICHERN – Soviel ist sicher. INES Initiative Energien Speichern; Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie und DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches, Berlin; Hannover und Bonn. https://erdgasspeicher.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_H2-speichern-soviel-ist-sicher.pdf
- [38] **Wasserstoff-Kompass (2022):** Auf dem Weg in die deutsche Wasserstoffwirtschaft: Resultate der Stakeholder*innen-Befragung. acatech und DECHEMA, Berlin. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/wasserstoffwirtschaft-2030-2050/Umfragebericht_Langversion.pdf
- [39] **FNB Gas:** Wasserstoff-Kernnetz, zuletzt aufgerufen am: 23.04.2023. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>
- [40] **acatech (2018):** CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie (acatech POSITION). https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/09/acatech_POSITION_CCU_CCS_WEB-002_final.pdf
- [41] **BGR:** Häufig gestellte Fragen, zuletzt aufgerufen am: 22.05.2023. https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/FAQ/faq_inhalt.html
- [42] **UBA:** Carbon Capture and Storage, zuletzt aufgerufen am: 23.05.2022. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen>
- [43] **Monteiro et al. (2018):** D5.1 revision 1 Post-capture CO₂ management: options for the cement industry, Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.2597056>
- [44] **Sprenger, Tobias (2022):** CO₂-Infrastrukturen sind wichtig für ein klimaneutrales Deutschland. EWI Policy Brief. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/07/Policy_Brief_CO2-Infrastrukturen.pdf
- [45] **Umweltbundesamt (2008):** CO₂-Abscheidung und Speicherung im Meeresgrund; Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Forschungsbericht 206 25 200. <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3667.pdf>
- [46] **Umweltbundesamt (2006):** Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung, Zusammenfassung; Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Forschungsbericht 203 41 110, UBA-FB 000938. <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/k3075.pdf>
- [47] **Global CCS Institute (2022):** Global Status of CCS 2022. <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-of-ccs-2022/>
- [48] **Verein Deutscher Zementwerke, VDZ (2020):** Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsoptionen. Düsseldorf. https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_Dekarbonisierung_Zement_Beton_2020.pdf

- [49] **GFZ (o.D.):** CO₂ und seine Aggregatzustände im Experiment. <https://media.gfz-potsdam.de/gfz/wv/doc/infothek/leaflets/CO2imExperiment.pdf>
- [50] **Northern Lights (o.D.):** Annual Report 2021. <https://norlights.com/wp-content/uploads/2022/04/Northern-Lights-Annual-report-2021.pdf>
- [51] **Inagaki et al. (2006):** Microbial community in a sediment-hosted CO₂ lake of the southern Okinawa Trough hydrothermal system, PNAS, 103, 38, 14164-14169. www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.0606083103
- [52] **Carbon Sequestration leadership Forum (2021):** Carbon Sequestration Technology Roadmap. https://www.cslforum.org/cslf/sites/default/files/CSLF_Tech_Roadmap_2021_final_0.pdf
- [53] **Glasner (2022):** Impuls: Nationaler Planungsprozess für eine CO₂-Transportinfrastruktur, Diskussionspapier der Arbeitsgruppe Kohlendioxidwirtschaft. https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2022/diskussionspapier_CO2-transportinfrastruktur_cr_nrw.energy4climate.pdf
- [54] **ECRA (2020):** Newsletter 2/2020, Düsseldorf. https://ecra-online.org/fileadmin/ecra/newsletter/ECRA_Newsletter_2_2020.pdf
- [55] **Smith, Erin (2021):** The Cost of CO₂ Transport and Storage in Global Integrated Assessment Modeling. MIT, Massachusetts. <https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/Smith-TPP-2021.pdf>
- [56] **Heß, Dominik; Klumpp, Michael und Dittmeyer, Roland (2020):** Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien. Studie im Auftrag des Ministeriums für Verkehr Baden-Württemberg. Karlsruhe. https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/29-01-2021-DAC-Studie-Executive_Summary.pdf
- [57] **Volsund et al. (2019):** D4.6 CEMCAP comparative techno-economic analysis of CO₂ capture in cement plants, Zenodo. <https://zenodo.org/record/2597091#.ZBmGynbMJ3g>
- [58] **Fröhlich et al. (2019):** CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit. ifeu paper 03/2019. Heidelberg. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO2-Quellen-f%C3%BCr-PtX.pdf
- [59] **ECRA (2022):** The ECRA Technology Papers, Düsseldorf. https://ecra-online.org/fileadmin/redaktion/files/pdf/ECRA_Technology_Papers_2022.pdf
- [60] **BMWK:** FAQ zum Wasserstoff-Kernnetz, zuletzt aufgerufen am: 03.08.2023. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Wasserstoff-Kernnetz/faq-wasserstoff-kernnetz.html>
- [61] **DVGW:** H₂-Tauglichkeit von Stählen, zuletzt aufgerufen am 07.09.2023. <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-tauglichkeit-von-staehlen>
- [62] **DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (2022):** Wasserstoff speichern: Soviel ist sicher. https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf

- [63] **Löffler et al. (2022):** Stable Hydrogen Isotope Fractionation of Hydrogen in a Field Injection Experiment: Simulation of a Gaseous H₂ Leakage, ACS Earth Space Chem., 6, 3, 631–641. <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acsearthspacechem.1c00254>
- [64] **Schwab et al. (2022):** Sulfate reduction and homoacetogenesis at various hypersaline conditions: Implications for H₂ underground gas storage, Frontiers in Energy Research, 11. <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2023.1125619/full>
- [65] **Dopffel et al. (2023):** Microbial hydrogen consumption leads to a significant pH increase under high-saline-conditions: implications for hydrogen storage in salt caverns, Scientific Reports, 13, 10564. <https://www.nature.com/articles/s41598-023-37630-y>
- [66] **Underground Sun Conversion:** Homepage, zuletzt aufgerufen am 07.09.2023. <https://www.underground-sun-conversion.at/>



Industriezweige



WASSERSTOFF
KOMPASS



INDUSTRIEZWEIGE

Stahlindustrie





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H₂-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie**
- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte der Stahlindustrie

- Technologie für morgen: wasserstoffbasierte Eisendirektreduktion
- Wege zur Treibhausgas-minderung in der Stahlindustrie
- Ökonomische Aspekte
- Versorgungssicherheit
- Endenergiebedarf
- Treibhausgasemissionen
- Wasserstoffbedarfe

6 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- Wasserstoff-Anlieferung
- Wasserstoff-Produktion vor Ort
- Wasserstoff-Einblasen in den Hochofen
- Wasserstoff-Direktreduktionsanlagen (H₂-DRI)
- Integration in ein bestehendes Werk
- Recycling und E-Stahl
- Begleitforschung

8 Handlungsoptionen (Wasserstoff)

- Einblasen von Wasserstoff in den Hochofen
- Umstellung der Hochofenroute auf Eisendirektreduktion

18 Handlungsoptionen (andere Technologien)

- Elektrostahl

22 Literatur

Stahl

- › In der für die deutsche Volkswirtschaft wichtigen Stahlbranche entfallen etwa 70 Prozent der Produktion auf Primärstahl aus dem Hochofen und etwa 30 Prozent auf recycelten Elektrostahl.
- › Zur kurzfristigen Verringerung der CO₂-Emissionen könnte Einblasen von Wasserstoff im Hochofen die Einblaskohle ersetzen. Dabei könnte allerdings nicht auf den Einsatz von Kokskohle verzichtet werden, der weiterhin zu CO₂-Emissionen führen würde.
- › Zur vollständigen Defossilisierung der Stahlherstellung ist daher eine Umstellung der Primärstahlproduktion auf wasserstoffbasierte Eisendirektreduktion notwendig. Hier ergibt sich ein sehr großes spezifisches Treibhausgaseinsparpotenzial (bis zu 28 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂).

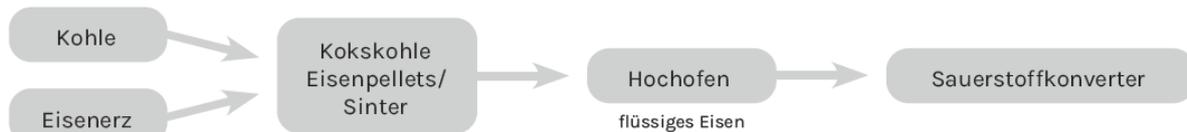
Generelle Aspekte der Stahlindustrie

In Deutschland werden jährlich etwa 40 bis 42 Millionen Tonnen Rohstahl produziert, auf unterschiedlichen Wegen. Hierbei wird allgemein zwischen Primär- und Sekundärstahl unterschieden. Die weltweit häufigste Variante (neunzig Prozent) der Primärstahlproduktion ist die Hochofenroute, um Eisenerze mit Kohle zu reduzieren und aufzuschmelzen. Das hierbei entstehende Roheisen wird dann zu Rohstahl weiter verarbeitet.

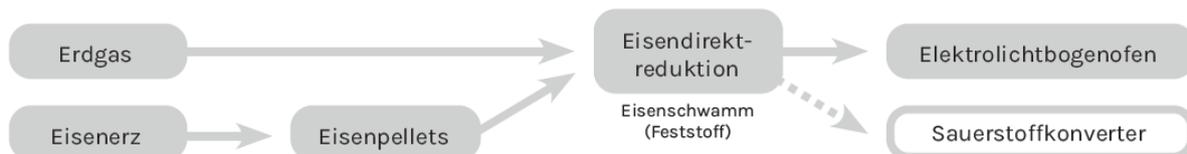
Technologie für morgen: wasserstoffbasierte Eisendirektreduktion

Nur etwa zehn Prozent des weltweit hergestellten Primärstahls basiert derzeit auf Eisendirektreduktion (direct reduction of iron, DRI) mithilfe von Erdgas.^[10] Hierbei entsteht metallisches Eisen ohne Aufschmelzen, der sogenannte Eisenschwamm. Dieser muss dann noch geschmolzen werden, etwa im Elektrolichtbogenofen (electric arc furnace, EAF) oder Sauerstoffkonverter (basic oxygen furnace, BOF). Bei Sekundärstahl handelt es sich um recyceltes Material, das normalerweise im EAF aufgeschmolzen wird.

Hochofenroute (~90% der heutigen globalen Primärstahlproduktion)



Eisendirektreduktion (~10% der heutigen globalen Primärstahlproduktion)



Wege zur Treibhausgasminderung in der Stahlindustrie

Etwa 70 Prozent der jährlich in Deutschland produzierten 40 bis 42 Millionen Tonnen Rohstahl sind Primärstahl aus dem Hochofen und etwa 30 Prozent Sekundärstahl aus dem Elektrolichtbogenofen.^[17] Eisendirektreduktion (derzeit auf Erdgasbasis) wird nur an einem Standort in Deutschland durchgeführt.^[20]

Zur Minderung der Treibhausgasemissionen müssen der Kohleeinsatz in den Hochöfen und der damit verbundene CO₂-Ausstoß reduziert werden. Durch CO₂-Abscheidung können Emissionen in der bestehenden Hochofenroute reduziert werden. Um die Klimaneutralitätsziele zu erreichen, sind allerdings weitreichendere Änderungen der bestehenden Primärstahlproduktion nötig. Hierfür kommen übergangsweise weniger klimaschädliches Erdgas oder perspektivisch auch synthetisches Methan sowie Wasserstoff infrage. Dies wird dazu führen, dass die bestehenden Prozesse der Stahlproduktion umgestellt werden müssen.



Ökonomische Aspekte

Deutschland ist der größte Stahlproduktionsstandort der Europäischen Union mit etwa 83.000 Beschäftigten. In den stahlverarbeitenden Branchen, wie etwa der Automobilindustrie, arbeiten bis zu 4,3 Millionen Menschen.^[17] Der Umsatz der Stahlbranche betrug im Jahr 2021 41,4 Milliarden Euro.^[18] Eine immer wieder diskutierte Abwanderung der stahlproduzierenden Unternehmen, beispielsweise aufgrund hoher Energiekosten, könnte demnach deutliche Folgen für die deutsche Wirtschaft und den Arbeitsmarkt nach sich ziehen.

Kosten für die Umstellung der Primärstahlroute auf CO₂-arme Verfahren werden in Studien auf circa 10 Milliarden Euro (bis 2030) beziehungsweise 30 Milliarden Euro (bis 2050) geschätzt.^[1]

Versorgungssicherheit

Stahl ist ein wichtiger, vielseitig einsetzbarer Werkstoff. Er wird für Gebäude (zum Beispiel Stahlbeton), Verkehrsmittel (zum Beispiel Kraftfahrzeuge) sowie für technische Anlagen (zum Beispiel Windkraftanlagen) benötigt. Die Verfügbarkeit heimischen Stahls begrenzt potenziell kritische Importabhängigkeiten.

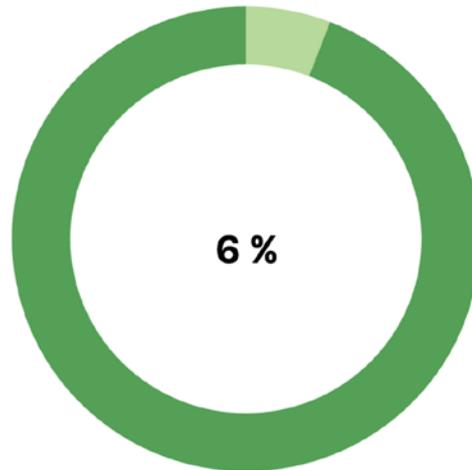
Um Stahl mit Wasserstoff produzieren zu können, wird viel H₂ benötigt, der anderen Sektoren nicht mehr zu Verfügung stünde. Besonders zu Beginn des Markthochlaufs bei möglicherweise schwankender Verfügbarkeit von Wasserstoff kann diese Nutzungskonkurrenz zwischen Anwendungen Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb haben.

Aktuell produzieren Stahlwerke mit den Gichtgasen aus dem Hochofen Strom und versorgen sich damit selbst. Bei einer Umstellung der Produktion auf Eisendirektreduktion entfällt dieser selbst produzierte Strom. Dadurch könnte sich der Strombedarf für das Werk verdoppeln.^[21]

Endenergiebedarf

Für die Produktion und Verarbeitung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen wurden 146 Terawattstunden im Jahr 2019 benötigt.^[3]

Anteil der Verarbeitung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen am gesamten Endenergiebedarf Deutschlands im Jahr 2019 in Terawattstunden^{[3][22]}



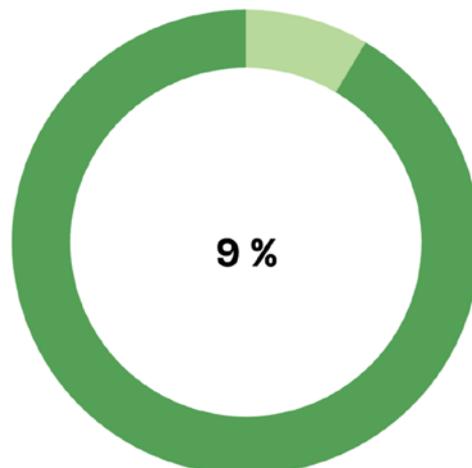
■ Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen
 ■ restlicher Endenergieverbrauch

Treibhausgasemissionen

Je nach Quelle werden die jährlichen Treibhausgasemissionen der deutschen Stahlindustrie mit 53 Millionen Tonnen CO₂^[17], 60 Millionen Tonnen CO₂^[1] oder 70 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente^[3] angegeben. Die letzte Angabe beinhaltet neben Emissionen bei der Produktion von Roheisen und Stahl auch die Emissionen, die bei der Herstellung von Ferrolegierungen entstehen. Dadurch ergeben sich etwa 1,5 Tonnen CO₂ pro Tonne Stahl.

THG-Emissionen in Millionen Tonnen

durch die Produktion von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen^[3] im Vergleich zu den restlichen Emissionen aus dem Jahr 2020^[22]



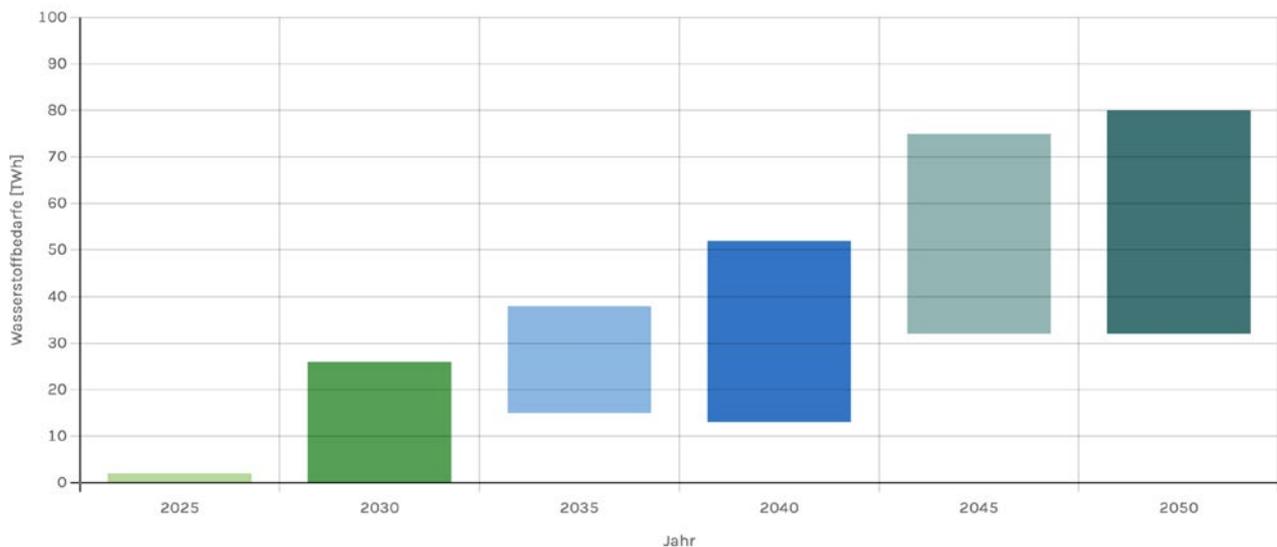
■ Emissionen der Herstellung von Eisen, Stahl und Ferrolegierungen
 ■ restl. Emissionen

Eine Zukunftstechnologie, um die Stahlindustrie zu defossilisieren, ist die Eisendirektreduktion mit Wasserstoff. Ausschlaggebend kann hier aktuell der deutsche Strommix sein. Dieser sorgte im Jahr 2021 für 420 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom.^[23] In Zukunft können Emissionen aus der Stromgewinnung entfallen, wenn erneuerbarer Strom eingesetzt wird.

Wasserstoffbedarfe

Aus Studien lässt sich ein Wasserstoffbedarf von bis zu achtzig Terawattstunden für die gesamte Umstellung der Stahlbranche bis 2045/2050 ableiten.^{[3][6][9][11][13][15][17][34][35][36]} Davon entfällt etwa die Hälfte auf Prozesswärme.

Wasserstoffbedarfe für die Umstellung der Stahlindustrie
aus Studien in Terawattstunden^{[3][6][9][11][13][15][17][34][35][36]}



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > H₂-Stahl erforscht den Wasserstoffeinsatz in der Stahlproduktion
<https://www.energiesystem-forschung.de/forschen/projekte/reallabor-der-energie-wende-h2-stahl>
- > Im Projekt Carbon2Chem wird die Weiternutzung des Gichtgases untersucht
<https://www.thyssenkrupp.com/de/carbon2chem>

PUBLIKATION

- > Wasserstoff-Kompass (2022): Wasserstoff im Stahlsektor
https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Fact_sheet_Stahl.pdf

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Wasserstoff-Anlieferung

Rund um die Versorgung mit Wasserstoff ergeben sich Fragestellungen, etwa zur benötigten Qualität und wie diese sichergestellt werden kann, aber auch zur Infrastrukturanbindung. Zusätzlich werden bei unsicherer Versorgungslage auch lokale Speichermöglichkeiten benötigt.

Wasserstoff-Produktion vor Ort

Erfolgt die Wasserstofferzeugung auf dem Werksgelände selbst, ergeben sich Fragen rund um die Systemintegration, zum Beispiel zur Bereitstellung von erneuerbarem Strom, zu Betriebsweisen von Elektrolyseuren, zur Sicherheit, Energie- und Wasserstoff-Speicherung sowie zur bereitgestellten Reinheit.

Wasserstoff-Einblasen in den Hochofen

- › Eine wesentliche Fragestellung rund um den Ersatz von Einblaskohle in den Hochöfen durch Wasserstoff sind die Behandlung der Gichtgase und die etwaige Rückgewinnung von Wasserstoff.
- › Interessant ist auch, ob auf schwankende Verfügbarkeit von Wasserstoff mit variablen Einblasmengen reagiert werden könnte.
- › Bei allen Anwendungen von Wasserstoff sollten außerdem die Materialverträglichkeit und das Versprödungsrisiko untersucht werden.

Wasserstoff-Direktreduktionsanlagen (H₂-DRI)

- › Generelle Fragen bestehen noch zur Hochskalierung von Anlagen auf Wasserstoffbasis, etwa zu Zuleitungen, Komponenten, Fahrweisen und Monitoringkonzepten.
- › Neben der Wasserstoffverträglichkeit aller Materialien und Komponenten stellt auch die Sensorik und Detektion eventueller Leckagen eine zukünftige Fragestellung bei der Eisendirektreduktion dar.
- › Modelle und Simulationen könnten späteres Prozessmonitoring verbessern.
- › Wichtig ist auch, die Nutzung verschiedener Ausgangsstoffe beziehungsweise verschiedener Erzqualitäten zu erproben.
- › Kohlenstoff spielt eine wesentliche Rolle in Stahllegierungen und ein gewisser Anteil wird durch die Verwendung von Kohle oder Erdgas in den Stahl eingebracht. Woher der Kohlenstoffanteil im Stahl zukünftig bei der Nutzung von Wasserstoff stammt, ist noch eine grundsätzliche FuE-Fragestellung.

Integration in ein bestehendes Werk

Der kontinuierliche Umbau einzelner Einblasen von Wasserstoff in den Hochöfen beziehungsweise der Ersatz durch DRI verändert das Gesamtsystem.

- › Zum Beispiel könnte sich die Zusammensetzung der Gichtgase verändern und damit ihre Weiternutzung, etwa zur Strombereitstellung, behindern.
- › Prozessmonitoring und Anlagenüberwachung müssten im Hinblick auf Wasserstoff angepasst werden.
- › Die Kopplung von DRI an vorhandene Sauerstoffkonverter (basic oxygen furnace, BOF), in welchen aus Roheisen Rohstahl erzeugt wird, sollte untersucht werden. Neue Anlagen, wie etwa Schlackewiderstandsöfen (submerged arc furnace, SAF), kämen hierzu infrage.

Recycling und E-Stahl

Interessante Fragestellungen zu E-Stahl und Recycling ergeben sich rund um das Thema Qualität.

- › Hierbei stellen etwa Sortierungen nach Schrottqualität oder Nebenelementen im Stahl Forschungsfragen dar.
- › Auch Konzepte, um die Verfügbarkeit von hochwertigen Schrotten zu erhöhen, müssen weiterentwickelt werden.

Begleitforschung

Neben den hier genannten Forschungsbedarfen könnten weitere Fragestellungen aufkommen, etwa zu sozialer Akzeptanz und den Auswirkungen bei Abwanderung beziehungsweise Auslagerung von Teilschritten. Es besteht die Möglichkeit weiterführender ökonomischer und ökologischer Analysen.



Handlungsoptionen Wasserstoff

Einblasen von Wasserstoff in den Hochofen

Um den Kohlebedarf der Stahlproduktion zu reduzieren, könnte Wasserstoff über Düsen in den Hochofen eingeblasen werden. Dabei wird die sogenannte Einblaskohle durch Wasserstoff ersetzt.^[19] Die sogenannte Kokskohle, die mit dem Eisenerz in den Hochofen gefüllt wird, würde allerdings als Reduktionsmittel weiterhin benötigt.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



› In unserer Stakeholderumfrage 2021^[24] rechneten über die Hälfte der Befragten mit einem großflächigen Einsatz von H₂ in der Eisen- und Stahlbranche bereits 2030 gegenüber nur zwei Prozent, die mit keinem frühen großflächigen Einsatz rechneten. Zu einer genauen Anwendung von H₂ in der Stahlbranche wurden die Stakeholder*innen nicht befragt.

Voraussetzungen

- › Wasserstoffimporte sind eine notwendige Voraussetzung für eine ausreichende Bereitstellung, da die prognostizierten Bedarfe an Wasserstoff die inländische Erzeugung signifikant übersteigen werden.
- › Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff zum Werk und die Lagerung vor Ort ist notwendig für den Einsatz in Stahlwerken.

Vorteile

- › Bereits vorhandene Hochöfen können weiter genutzt werden. Dadurch muss der Lebenszyklus/Abschreibungszeitraum nicht vorzeitig beendet werden.
- › Einblaskohle und Wasserstoff lassen sich möglicherweise flexibel mischen. Dadurch kann auf Preisschwankungen und Verfügbarkeiten bei erneuerbarem Wasserstoff reagiert werden.

Nachteile

- › Kein Ersatz der 330 Kilogramm Kokskohle pro Tonne Roheisen^[19] als Reduktionsmittel möglich. Dadurch werden weiterhin Treibhausgase emittiert, wenn auch etwas weniger.
- › Es wird erwartet, dass ein Großteil des eingeblasenen Wasserstoffs tatsächlich unverbraucht über das Gichtgas abgeführt^[1] und damit anschließend verstromt wird. Dies ist ineffizient und bei den erwarteten hohen Preisen für erneuerbaren Wasserstoff vermutlich auch unwirtschaftlich.

Folgen

- › Durch das Einblasen von Wasserstoff in den Hochofen, könnten noch während dessen Lebensdauer die Treibhausgasemissionen signifikant reduziert werden.
- › Lock-in-Gefahr: Es kann dazu kommen, dass in der nächsten Zustellungsphase der bestehende Hochofen nicht durch eine Eisendirektreduktionsanlage ersetzt und somit der weiterhin auf fossilen Brennstoffen beruhende Produktionspfad für die nächsten 15 Jahre beschritten wird.

Ökonomische Aspekte

Eine Weiternutzung des Hochofens kann im Vergleich zu einer sofortigen Investition in eine Eisendirektreduktionsanlage ökonomisch sinnvoll sein, weil dessen Lebenszyklus nicht vorzeitig beendet werden muss. Entscheidend für diese Abwägung wird neben Investitionsförderung voraussichtlich der CO₂-Preis im EU ETS und die Menge an Gratis-Zertifikaten sein.

Versorgungssicherheit

Ein Einblasen von H₂ in den Hochofen würde weniger H₂ benötigen als andere Handlungsoptionen, wie beispielsweise die Umstellung auf H₂-basierte Eisendirektreduktion.

Akteur*innen

- › Stahlhersteller

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

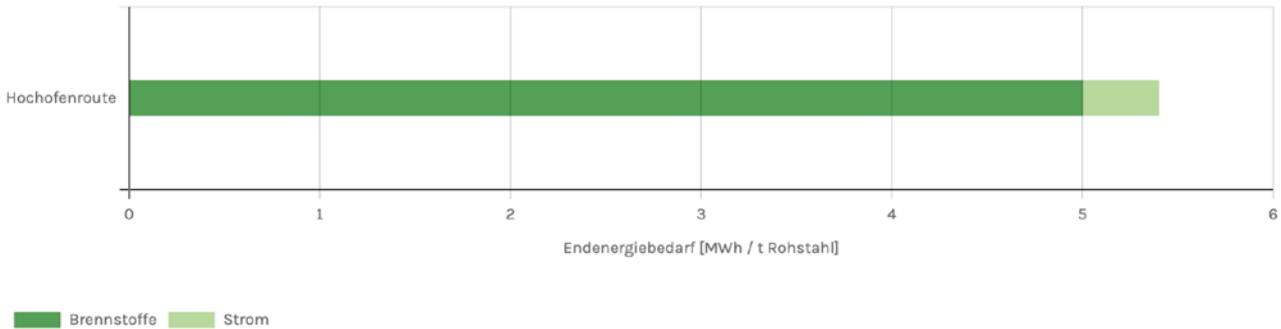
Seit 2019 werden dazu bei Thyssenkrupp Steel in Duisburg und am Forschungsinstitut der Stahlindustrie (BFI) Versuche, unter anderem im Umsetzungsprojekt H₂ Stahl, durchgeführt: Der Technologiereifegrad für das Einblasen von Wasserstoff in den Hochofen liegt bei 6 bis 7.^[1]



Endenergiebedarf

Für eine Tonne Stahl aus dem Hochofen werden im Schnitt etwa 5 Megawattstunden Brennstoffe und 0,4 Megawattstunden Strom benötigt.^[40]

Endenergiebedarf der Hochofenroute in Megawattstunden pro Tonne Rohstahl^[40]



Für eine durchschnittliche Produktion von 28 Millionen Tonnen Rohstahl aus den deutschen Hochöfen ergeben sich damit etwa 141 Terawattstunden Brennstoffbedarfe beziehungsweise 11 Terawattstunden Strombedarf. Der Strombedarf wird derzeit über Eigenstromerzeugung von etwa zwölf Terawattstunden aus der Verstromung von Gichtgasen gedeckt.^[40]

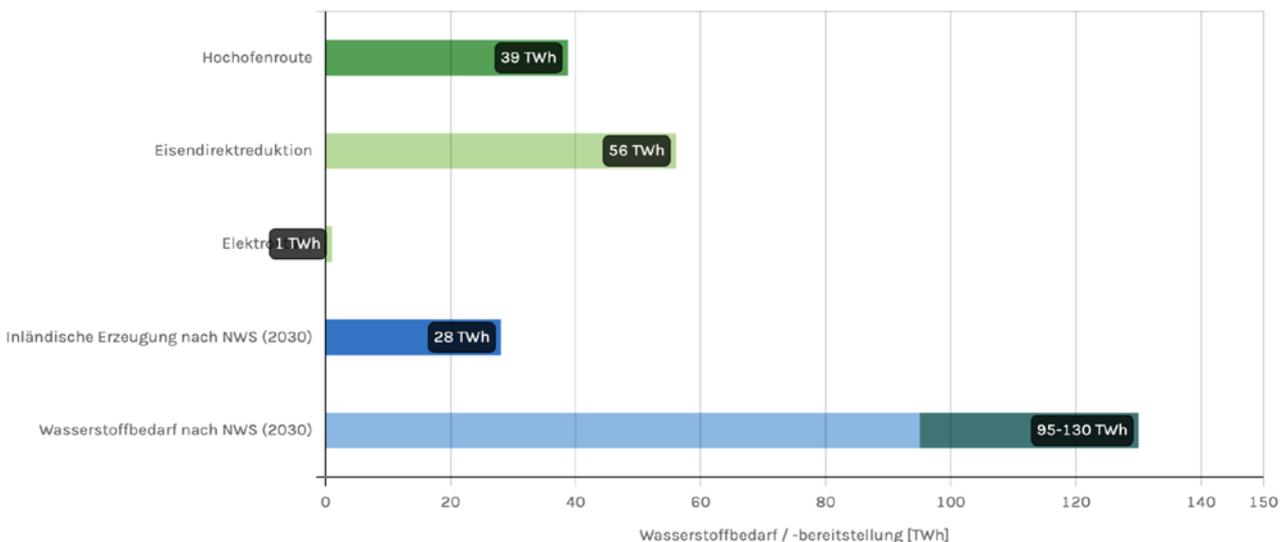
Wasserstoffbedarfe

Wasserstoff soll Einblaskohle im bestehenden Hochofen bei der Produktion von Roheisen ersetzen. Pro Tonne Roheisen werden dafür etwa 170 Kilogramm Einblaskohle genutzt.^[19] Dies entspräche in etwa dem Energiegehalt von 42 Kilogramm H₂, wenn die Gesamtmenge ersetzt würde. Würde diese Option in ganz Deutschland umgesetzt, so würden etwa 39 Terawattstunden beziehungsweise 1,2 Millionen Tonnen Wasserstoff nötig, um etwa 28 Millionen Tonnen Rohstahl zu produzieren.

Wasserstoffbedarf bei Einblasen von Wasserstoff in den Hochofen im Vergleich

mit der Elektrostahlproduktion, der Eisendirektreduktion und den politischen Erwartungen.

Unter der Annahme, dass für die gesamte deutsche Primärstahlproduktion (28 Millionen Tonnen) die Einblaskohle im Hochofen durch Wasserstoff ersetzt wird, werden etwa 39 Terawattstunden Wasserstoff (etwa 1,2 Millionen Tonnen) benötigt.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

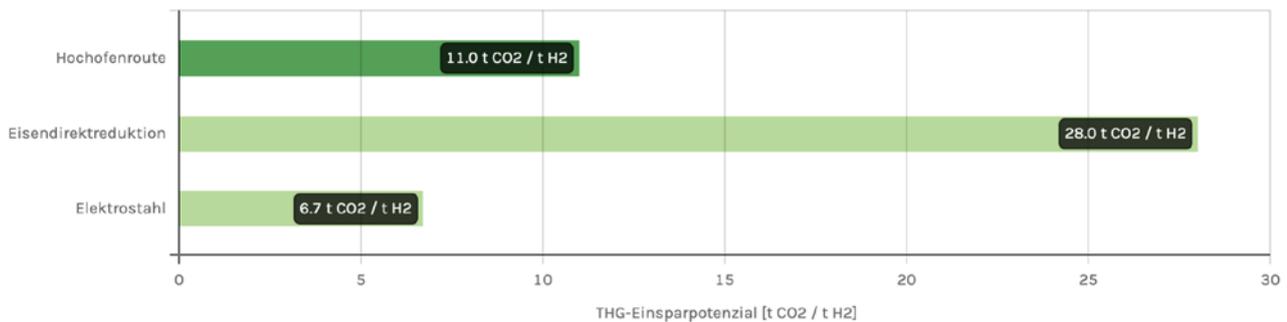
- > H₂-Stahl
<https://www.energiesystem-forschung.de/forschen/projekte/reallabor-der-energiewende-h2-stahl>
- > Carbon2Chem
<https://www.thyssenkrupp.com/de/carbon2chem>
- > H₂BF
<https://www.bfi.de/de/projekte/h2bf-co2-minderung-durch-h2-injektion-in-den-hochofen-projektphase-1/>

Minderungspotential

Durch das Einblasen von erneuerbarem Wasserstoff in den Hochofen soll bis zu zwanzig Prozent weniger CO₂ emittiert werden.^[22] Das entspräche dann einer Einsparung von etwa 8 bis 11 Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff.

Treibhausgas-Einsparpotenzial

in Tonnen CO₂ pro Tonne H₂. Durch die Nutzung von Wasserstoff zum Einblasen in den Hochofen lassen sich bis zu 11 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂ einsparen.^[22]


MASSNAHME
MASSNAHME
> Scope-3-Emissionsziele für die Stahlindustrie

Um das Setzen von Scope-3-Emissionszielen bei Unternehmen anzureizen, könnte die Berichterstattung über Scope-3-Emissionen^[28] verbindlich sein. So könnte sich die Wahrscheinlichkeit des Einblasens von H₂ in Hochöfen, zumindest kurzfristig vor dem Ergreifen effektiverer Maßnahmen zur Treibhausgasminderung, steigern. Denn wenn Unternehmen in der stahlverarbeitenden Industrie und weitere Unternehmen entlang von stahlbasierten Wertschöpfungsketten, wie Autohersteller, sich ambitionierte Scope-3-Emissionsziele setzen, würden diese Unternehmen Druck auf ihre jeweilige Zulieferindustrie (hier die Stahlherstellung) ausüben, um die einhergehenden Emissionen zu reduzieren.^[30]

INITIATOR

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz



Umstellung der Hochofenroute auf Eisendirektreduktion

Bei der Direktreduktion von Eisen werden in der Regel Eisenerzpellets mit einem wasserstoffreichen Synthesegas reduziert. Dieses kann aus Erd- oder Gichtgas reformiert werden. Der Prozess führt nicht zum Aufschmelzen und das Produkt ist ein Feststoff (sogenannter Eisenschwamm).

In Zukunft soll reiner Wasserstoff in neuen Direktreduktionsanlagen Verwendung finden. Übergangsweise kann mit höheren Wasserstoffgehalten im Synthesegas gearbeitet werden. Auch Biomethan kann hierfür in Betracht gezogen werden, wobei dessen Verfügbarkeit limitiert ist.

Nach der Roheisenproduktion kann der Eisenschwamm entweder über den Elektrolichtbogenofen (electric arc furnace, EAF) zu Elektro Stahl oder über die Öfen der Hochofenroute (basic oxygen furnace, BOF und submerged arc furnace SAF) weiterverarbeitet werden.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



› In unserer Stakeholderumfrage 2021^[24] rechneten 90 Prozent der Befragten mit einem großflächigen Einsatz von H₂ in der Eisen- und Stahlbranche bis spätestens 2040 gegenüber nur 2 Prozent, die mit keinem frühen großflächigen Einsatz rechneten. Zu der genauen Anwendung von H₂ in der Stahlbranche wurden die Stakeholder*innen nicht befragt.

Voraussetzungen

- › Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff zum Werk und die Lagerung vor Ort ist notwendig für den Einsatz von Wasserstoff.
- › Importe sind notwendig für eine ausreichende H₂-Bereitstellung, da die prognostizierten Bedarfe die inländische Erzeugung voraussichtlich übersteigen werden.

Vorteile

- › Durch den Ersatz des kohlenutzenden Hochofens ist eine klimaneutrale Roheisenproduktion möglich.

Nachteile

- › Umstellung der hochofenbasierten Stahlproduktion auf Eisendirektreduktion ist sehr investitionsintensiv.



Folgen

- › Arbeitsplätze werden in Deutschland gehalten, wenn weiterhin Primärstahl hier produziert wird.
- › Wasserstoff könnte auch an anderen Standorten in der Welt zur Eisendirektreduktion verwendet werden und der Eisenschwamm könnte dann nach Deutschland importiert und weiterverarbeitet werden. Dann wäre ein weiterer Prozessschritt für den Transport nach Deutschland nötig: die Verarbeitung zu Briketts (hot briquetted iron; HBI). Bei diesen stellt sich die Frage, wie die Verarbeitung verschiedener HBI-Qualitäten von verschiedenen Standorten in Folgeprozessen zu gestalten ist. Bei einer Verlagerung der Roheisenproduktion ins Ausland entfällt Wertschöpfung in Deutschland.
- › Eine längerfristige Weiternutzung von Synthesegas aus Erdgas im Übergang ist möglich.
- › Durch den Kohleausstieg und die Defossilisierung der Stahlindustrie würden Hüttensand und Flugasche, die derzeit als Zuschläge im Zement eingesetzt werden, wegfallen und müssten durch andere Materialien ersetzt werden.

Ökonomische Aspekte

- › Die Umstellung der Primärstahlroute in Deutschland erfordert hohe Investitionen in relativ kurzen Zeiträumen. Laufende Abschreibungszeiträume und Lebenszyklen müssen eventuell vorzeitig beendet werden.
- › Durch den Angriffskrieg Russlands erhöhte Gaspreise könnten die Umstellung auf DRI kostenmäßig gefährden, da Synthesegas aus Erdgas eventuell übergangsweise in verschiedenen Mischverhältnissen mit Wasserstoff zum Einsatz kommen kann.
- › Es wird mit einem Gesamtpreis von etwa siebenhundert Euro pro Tonne Stahl gerechnet. Zum Vergleich: Konventioneller Rohstahl aus der Hochofenroute kostet etwa 390 bis 450 Euro pro Tonne. Das bedeutet, dass der Preis pro Tonne Stahl im Durchschnitt um etwa 280 Euro steigen wird (Annahme: 70 Kilogramm Bedarf an H₂ à 4 Euro pro Kilogramm^[1]).

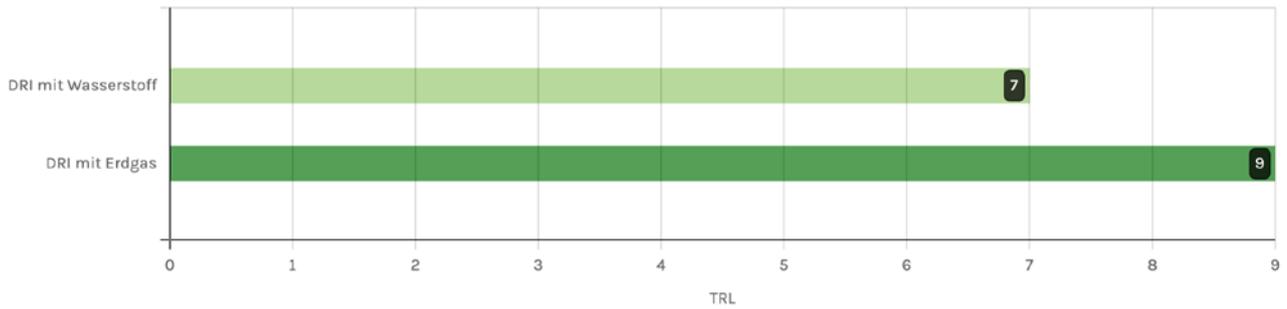
Versorgungssicherheit

Die Verfügbarkeit heimischen Stahls kann zur Versorgungssicherheit stahlintensiver Branchen beitragen. Der breite Einsatz von Wasserstoff zur Eisendirektreduktion erfordert große Mengen, die anderen Sektoren und der Anwendung dann eventuell nicht zur Verfügung stehen können.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Eisendirektreduktionsanlagen, die Erdgas als Reduktionsmittel verwenden, befinden sich bereits im großskaligen Einsatz.^[1]



Akteur*innen

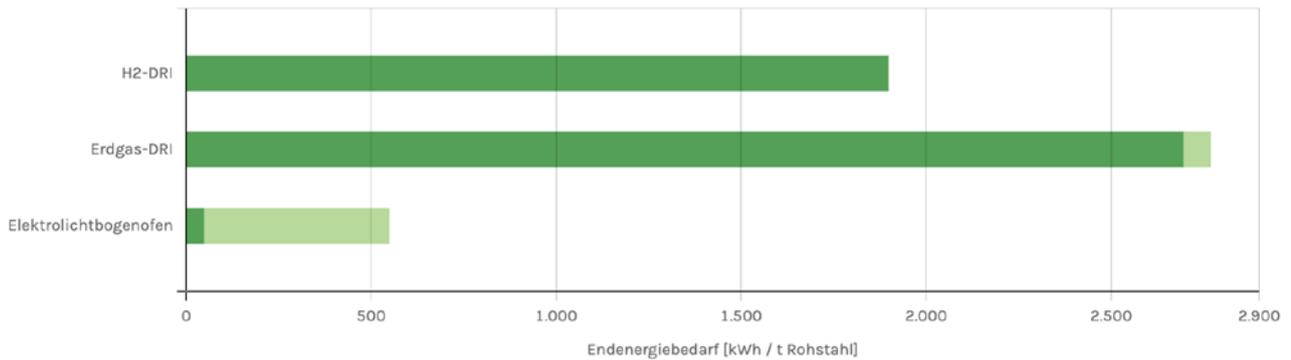
> Stahlhersteller

Endenergiebedarf

Der Endenergiebedarf der Eisendirektreduktion ist abhängig vom genutzten Reduktionsmittel. Zusätzlich entstehen Bedarfe durch das Aufschmelzen, beispielsweise im Elektrolichtbogenofen.

Endenergiebedarf der Eisendirektreduktion

und des Aufschmelzens im Elektrolichtbogenofen in Kilowattstunden pro Tonne Rohstahl^[40]



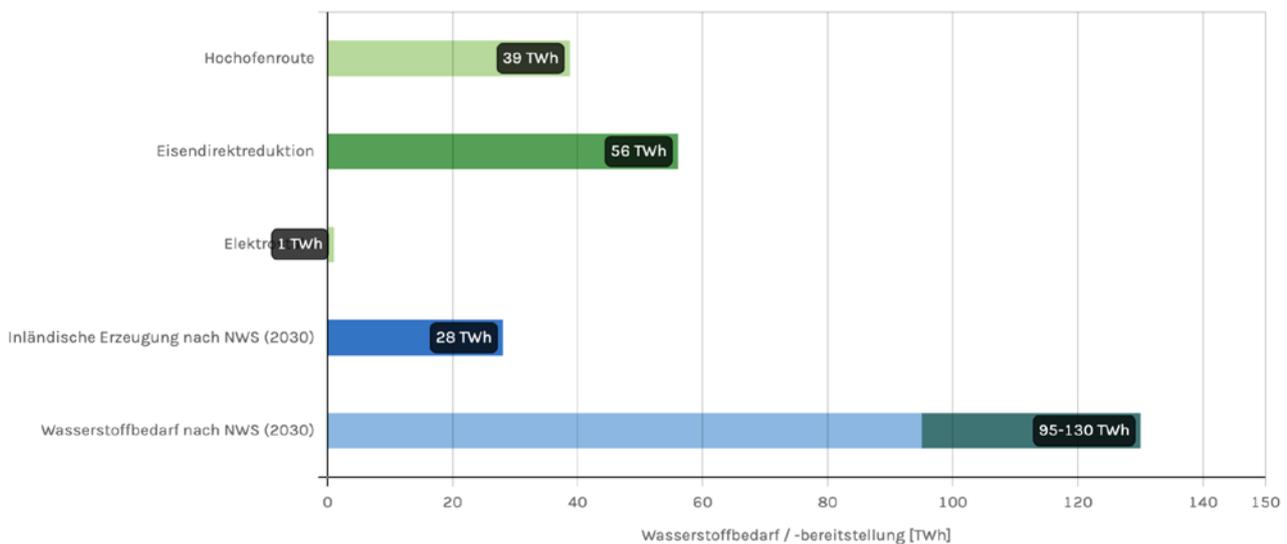
Wasserstoffbedarfe

Der Wasserstoffbedarf für die Umstellung der Primärproduktion auf Eisendirektreduktion wird in der Literatur auf etwa 45 bis 56 Terawattstunden geschätzt.^{[1][3][6][9][13][15][17][34][35][36]}

Wenn Wasserstoff zur Wärmebereitstellung in Folgeprozessen verwendet wird, dann kann sich der Bedarf in etwa verdoppeln.

Wasserstoffbedarf für die Eisendirektreduktion in Deutschlands bis 2045 in Terawattstunden

Im Vergleich mit dem Einblasen von Wasserstoff in den Hochofen, der Elektrostahlherstellung und den politischen Erwartungen.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> H₂-Stahl

<https://www.energiesystem-forschung.de/forschen/projekte/reallabor-der-energie-wende-h2-stahl>

> WindH₂

<https://salcos.salzgitter-ag.com/de/windh2.html>

> GrInHy2.0

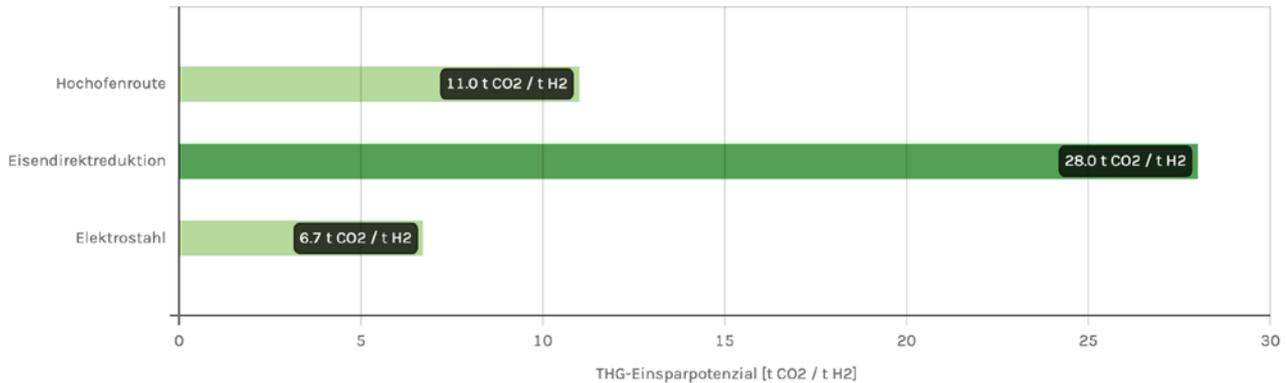
<https://salcos.salzgitter-ag.com/de/grinhy-20.html>

Minderungspotential

Allgemein wird mit mehr als 25 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂^[1] beziehungsweise 28 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂^[17] gerechnet. Hier könnte auch Wasserstoff in Folgeprozessen und für die Bereitstellung von Prozesswärme "Prozesswärme inkludiert worden sein."

Treibhausgas-Einsparpotenzial

in Tonnen CO₂ pro Tonne H₂. Durch die Nutzung von Wasserstoff zur Eisendirektreduktion lassen sich bis zu 28 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂ einsparen.^{[1][17]}



MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Förderung der Umstellung eines Hochofens auf DRI durch CCfD

Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Differences, CCfD) könnten den Einsatz von Wasserstoff im Stahlsektor anreizen. Bei CCfD würden Mehrkosten für den Betrieb von emissionsarmen Technologien gedeckt, wenn diese trotz des CO₂-Preises gegenüber konventionellen Technologien noch nicht wettbewerbsfähig sind.^[25] Dadurch kann für Technologien, die bei einem höheren CO₂-Preis sicher wettbewerbsfähig sein werden, Investitionssicherheit geschaffen werden.^[26] Mehr zur Steigerung der Nachfrage nach Wasserstoff.

INITIATOR

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME

> Quoten für grünen Stahl

Quoten für den Einsatz von grünem Stahl, die sich sukzessive steigern, könnten für einen längeren Zeitraum angelegt werden. Diese könnten für die Autoindustrie und weitere Grundstoffbranchen gelten.^[27] Quoten im öffentlichen Sektor könnten Teil von nachhaltigen Beschaffungsrichtlinien (siehe Maßnahme weiter unten) sein. Mehr zur Steigerung der Nachfrage nach Wasserstoff.

INITIATOR

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz



MASSNAHME

> Scope-3-Emissionsziele für die Stahlindustrie

Um das Setzen von Scope-3-Emissionszielen bei Unternehmen anzureizen, könnte die Berichterstattung über Scope-3-Emissionen^[28] verbindlich sein. So stiege die Wahrscheinlichkeit des Umstiegs auf Eisendirektreduktion, wenn sich Unternehmen in der stahlverarbeitenden Industrie und anderen Bereichen (etwa Autohersteller) entlang von stahlbasierten Wertschöpfungsketten ambitionierte Scope-2-Emissionsziele setzen. Denn diese Unternehmen würden Druck auf ihre jeweilige Zulieferindustrie (hier Stahlherstellung) ausüben, um die einhergehenden Emissionen zu reduzieren.^[30]

INITIATOR

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME

> Zertifizierung von Wasserstoff

Um erneuerbaren Wasserstoff in der Stahlbranche einsetzen zu können, wird voraussichtlich auch auf importierten Wasserstoff zurückgegriffen werden müssen. für langfristige Wasserstoffabnahmeverpflichtungen mit außereuropäischen Lieferanten ist ein Zertifizierungssystem für erneuerbaren Wasserstoff unabdingbar.

INITIATOR

- > Bundesregierung, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
- > Auswärtiges Amt

MASSNAHME

> Zusammen mit Stakeholder*innen an Einführung eines Label-Systems für Produkte mit nachhaltigem Stahl arbeiten

Ein Label-System für Produkte, die mithilfe von Wasserstoff oder seinen Derivaten produziert oder (teilweise) dekarbonisiert wurden, könnte zum Verständnis der Rolle von Wasserstoff sowie seinen Derivaten bei möglichen Kund*innen und der interessierten Öffentlichkeit beitragen. Ebenso können Labels transparent die Preisunterschiede zwischen etablierten und noch nicht etablierten Produktionstechnologien beziehungsweise -prozessen aufzeigen.^[31] Mehr zum Thema Wasserstoffakzeptanz befindet sich unter Akzeptanz und Sicherheit.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > Einige Stakeholder*innen hielten eine gut sichtbare Kennzeichnung von Wasserstoff oder Derivaten beziehungsweise Produkte, die diese enthalten, für eine wichtige Maßnahme zur Steigerung der Akzeptabilität von Wasserstoff. Jedoch äußerten sich zu wenig Stakeholder*innen zu diesen Vorschlägen, um einen Konsens festhalten zu können.



INITIATOR

- › Bundesregierung, vor allem Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen

MASSNAHME

› Nutzung von nachhaltigem Stahl bei Vergaben der öffentlichen Hand

Durch ein nachhaltiges öffentliches Beschaffungswesen können erzeugende Unternehmen mit einer gesicherten Nachfrage rechnen. Diese trägt zur Etablierung erster Märkte für mithilfe von Wasserstoff hergestellte Produkte bei.^[31] Für die Steigerung der Nachfrage nach grünem Stahl spielt der öffentliche Bausektor eine besondere Rolle. Nach dem Wirtschaftsbau (42 Prozent der Umsätze im Bausektor 2018) ist der öffentliche Bausektor mit 34 Prozent der Umsätze (2018) einer der Hauptstahlabnehmer.^[32] Siehe auch Regulatorischer Rahmen.

INITIATOR

- › Beschaffungswesen der öffentlichen Hand
- › Bundesministerium der Finanzen

Handlungsoptionen Andere Technologien

Elektrostahl

Elektrostahl wird in Elektrolichtbogenöfen (EAF) hergestellt. Sie nutzen elektrische Energie zum Aufschmelzen des Einsatzgutes. Da es sich hierbei aktuell um einen Recyclingprozess handelt, wird auch von Recycling- oder Sekundärstahl gesprochen. In Zukunft könnten auch Eisenpellets aus Direktreduktion aufgeschmolzen werden. Wenn dabei ausschließlich erneuerbarer Strom eingesetzt wird, erfolgt der Produktionsprozess annähernd ohne Treibhausgasemissionen.

Voraussetzungen

- › Eine Ausweitung der Produktion erfordert höhere Recyclingraten von qualitativ hochwertigem Stahl oder den großflächigen Import von direkt reduziertem Eisen als Brikett.
- › Für den klimaneutralen Betrieb des Elektrolichtofenbogens muss erneuerbarer Strom vorhanden sein.



Vorteile

- › Es handelt sich bei der Elektrostahlherstellung um einen etablierten Prozess, der adaptiert werden kann, etwa bei der Nutzung von Wasserstoff zur Wärmebereitstellung.
- › Da die CO₂-intensive Herstellung von Roheisen beziehungsweise Rohstahl bereits abgeschlossen ist, ist das Wiederaufschmelzen im Elektrolichtbogenofen mit erneuerbarem Strom mit geringeren Treibhausgasemissionen verbunden.

Nachteile

- › Aktuell ist die Qualität von Recyclingstahl wegen der unterschiedlichen Stahlschrottqualitäten und -legierungen, die dabei genutzt werden, nicht so hoch wie von Primärstahl aus der Hochofenroute.

Folgen

- › Die gesamte deutsche Primärstahlproduktion kann nicht alleine durch Recyclingstahl ersetzt werden. Eine Umstellung auf Elektrostahl mit (importierten) Eisenpellets ist voraussichtlich nicht kurzfristig möglich.
- › Die hohe Stromnachfrage im Falle eines breiten Einsatzes könnte den Preis anderer Stromkund*innen erhöhen.
- › Bei einem Umstieg auf Elektrostahl würden Hüttensand und Flugasche, die derzeit als Zuschläge im Zement eingesetzt werden, wegfallen und müssten durch andere Materialien ersetzt werden.
- › Der Umgang mit unterschiedlichen Qualitäten von Eisenerz, Schrotten und HBI (hot briquetted iron) aus der Eisendirektreduktion könnte herausfordernd sein.

Ökonomische Aspekte

Die Wirtschaftlichkeit eines Elektrostahlwerk ist stark strompreisabhängig. Als Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine im Jahr 2022 stiegen die Gas- und Strompreise so weit, dass mehrere Elektrostahlwerke temporär den Betrieb einstellen mussten.^{[37] [38] [39]}

Versorgungssicherheit

Es fallen vergleichsweise geringe Wasserstoffbedarfe an, die in Konkurrenz zu anderen Anwendungen stehen würden. Allerdings würden durch eine Ausweitung der Elektrostahlproduktion große Mengen erneuerbaren Stroms benötigt. Durch den Wegfall der Hochöfen entfällt auch die Verstromung der Gichtgase, welche durch erneuerbaren Strom ersetzt werden muss. Für das Gesamtenergiesystem könnten diese zusätzlichen Strommengen (zwölf Terawattstunden) versorgungstechnisch eine Herausforderung darstellen. Bei Importen von direktreduzierten Eisenbriketts könnten wiederum neue geopolitische Abhängigkeiten entstehen.

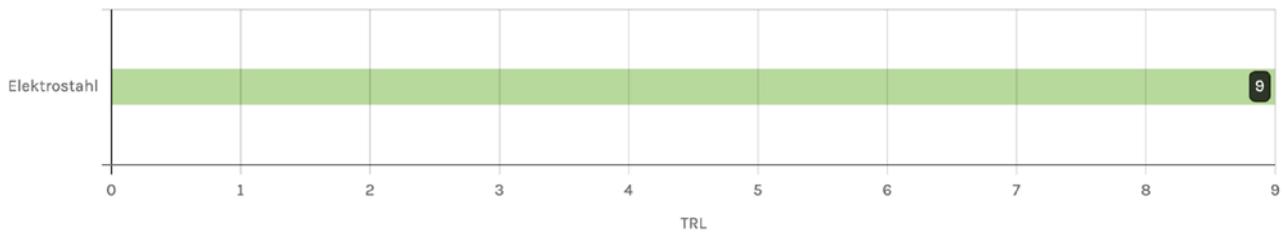
Akteur*innen

- › Stahlhersteller

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

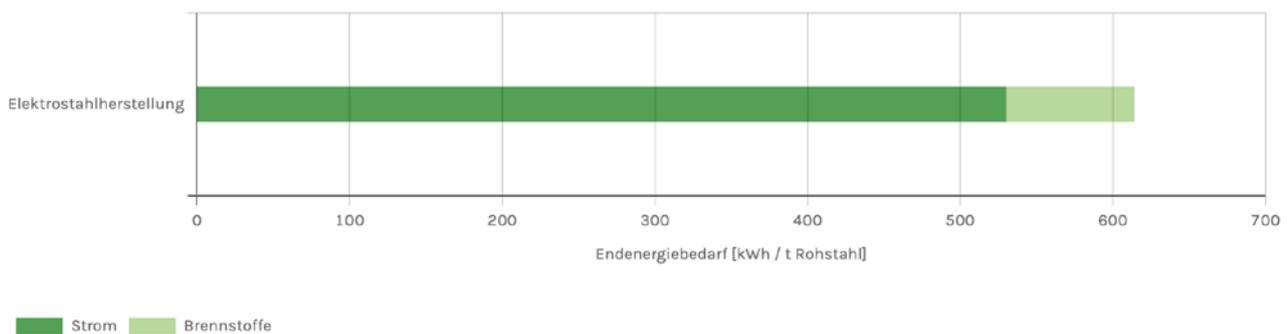
Elektrostahlöfen befinden sich bereits im großskaligen Einsatz: Der Technologiereifegrad beträgt 9.



Endenergiebedarf

Im Mittel werden etwa 530 Kilowattstunden elektrischer Energie pro Tonne Rohstahl und etwa 84 Kilowattstunden Brennstoffe pro Tonne Rohstahl benötigt.^[40] Um 30 Prozent der deutschen Stahlproduktion über Sekundärstahl (12 Millionen Tonnen Rohstahl) bereitzustellen, sind also etwa 6 Terawattstunden Strom und 1 Terawattstunde Brennstoffe nötig.

Endenergiebedarf der Elektrostaahlherstellung in Kilowattstunden pro Tonne Rohstahl^[40]



Auch bei den weiteren Verarbeitungsschritten wird Energie benötigt. Für eine Tonne Elektrostaahl fallen so etwa 810 Kilowattstunden an.^[40]

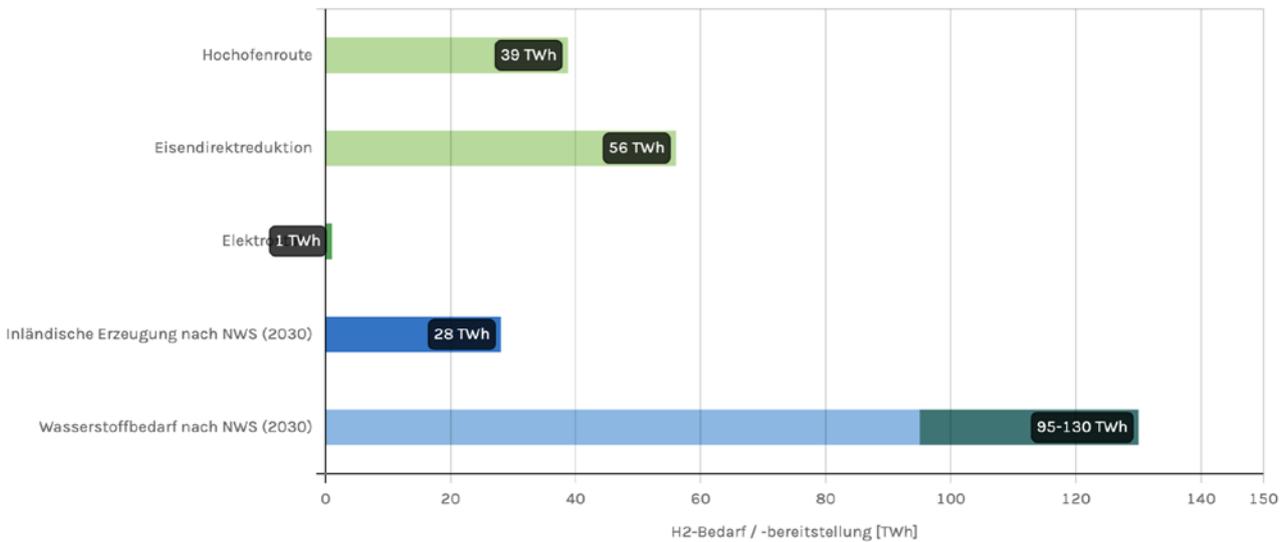
Wasserstoffbedarfe

Wasserstoff wird hier nicht stofflich, sondern für die Wärmebereitstellung in Folgeprozessen benötigt. Für die Produktion von 12 Millionen Tonnen Sekundärstahl würde daher etwa 1 Terawattstunde Wasserstoff nötig.



Wasserstoffbedarf der Elektro Stahlproduktion im Vergleich

mit dem Einblasen von Wasserstoff in den Hochofen, der Eisendirektreduktion und den politischen Erwartungen. Unter der Annahme, dass die gesamte deutsche Sekundärstahlproduktion (12 Millionen Tonnen) auf Elektro Stahl umgestellt wird und dass die benötigte Wärmemenge ausschließlich durch Wasserstoff bereitgestellt wird, ergibt sich mit dem spezifischen Wärmebedarf von 84 kWh pro Tonne Elektro Stahl ein Gesamt-Wasserstoffbedarf von etwa 1 TWh.

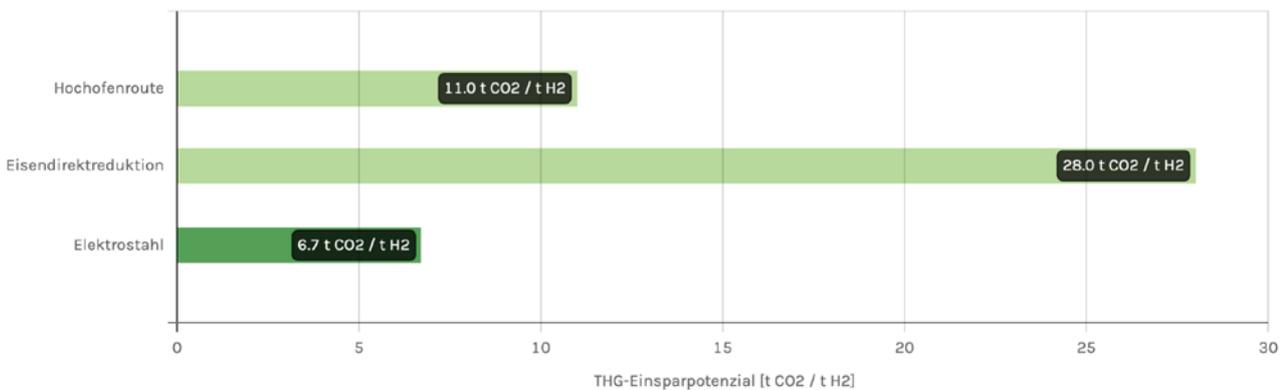


Minderungspotential

Durch Wasserstoff wird eine Terawattstunde verschiedener Brennstoffe ersetzt. Wenn hauptsächlich Erdgas verwendet wird, dann können 6,7 Tonnen CO₂-Emissionen pro Tonne eingesetzten Wasserstoffs eingespart werden.

Treibhausgasminderungspotential der Elektro Stahlproduktion im Vergleich

mit dem Einblasen von Wasserstoff in den Hochofen und der Eisendirektreduktion.



Literatur

- [1] **Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) (2022):** Emissionsfreie Stahlerzeugung.
https://lbst.de/wp-content/uploads/2022/04/2022-03-30-HySteel-LBST_Emissionsfreie_Stahlerzeugung.pdf
- [2] **BDI: Boston Consulting Group und Prognos (2018):** Klimapfade für Deutschland. https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20180118_bdi_studie_klimapfade_fuer_deutschland_01.pdf
- [3] **Boston Consulting Group und Prognos (2021):** Klimapfade 2.0.
<https://www.bcg.com/germany/klimapfadeBDI>
- [4] **European Commission (2020):** Clean Steel Partnership Roadmap.
<https://www.estep.eu/assets/Uploads/200715-CSP-Roadmap.pdf>
- [5] **dena Deutsche Energie-Agentur (2018):** dena-Leitstudie Integrierte Energiewende.
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf
- [6] **dena Deutsche Energie-Agentur (2021):** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität.
<https://www.dena.de/newsroom/meldungen/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>
- [7] **The European Steel Association (2019):** Low Carbon Roadmap.
<https://www.eurofer.eu/assets/Uploads/EUROFER-Low-Carbon-Roadmap-Pathways-to-a-CO2-neutral-European-Steel-Industry.pdf>
- [8] **Agora Industry; Wuppertal Institut und Lund University (2021):** Global Steel at a Crossroads. <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/global-steel-at-a-crossroads/>
- [9] **Bukold, S.; Huneke, F. und Claußner, M. (2020):** Grün oder blau? Greenpeace Energy. https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/Gruen_oder_blau_Wege_in_die_Wasserstoffwirtschaft_final.pdf
- [10] **International Energy Agency (2020):** Iron and Steel Technology Roadmap (Energy Technology Perspectives).
<https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap>
- [11] **Agora Energiewende (2021):** Klimaneutrales Deutschland 2045.
<https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>
- [12] **Agora Energiewende (2020):** Klimaneutrales Deutschland.
<https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland/>
- [13] **Wietschel et al. (2021):** Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Fraunhofer ISI; Fraunhofer ISE und Fraunhofer IEG, Karlsruhe; Freiburg und Cottbus.
https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/Metastudie_Wasserstoff_Abschlussbericht.pdf
- [14] **AFRY Management und Agora Energiewende (2021):** No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe.
<https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/>
- [15] **Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (2021):** Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa, Berlin.
<https://www.arbeit-umwelt.de/wasserstoffbasierte-industrie-in-deutschland-und-europa/>

- [16] **Günther et al. (2019):** Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/den-weg-zu-einem-treibhausgasneutralen-deutschland>
- [17] **Wirtschaftsvereinigung Stahl (2021):** Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2021.
https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/WV-Stahl_Fakten-2021_RZ_Web_neu.pdf
- [18] **Statista (2023):** Umsatz der Stahlindustrie in Deutschland in den Jahren 1995 bis 2022, zuletzt aufgerufen am: 20.07.2023.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/74060/umfrage/umsatzerloese-in-der-stahlindustrie-in-deutschland-seit-1995/>
- [19] **Energiesystem-Forschung:** Projekt H₂-Stahl, zuletzt aufgerufen am: 22.05.2023.
<https://www.energiesystem-forschung.de/forschen/projekte/reallabor-der-energieewende-h2-stahl>
- [20] **Rölling, M.; Weng, M. und Gellert, S.:** Wertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff. ArcelorMittal, Hamburg.
<https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/med/b8e/b8e0c15a-102c-d51d-b2a9-147d7b2f25d3,11111111-1111-1111-1111-111111111111.pdf>
- [21] **Herwartz, C., 18.01.2022:** Wenn sich der Energiebedarf verzehnfacht – Investoren warten auf Entscheidungen der Koalition, Handelsblatt.
<https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/handelsblatt-energie-gipfel-wenn-sich-der-energiebedarf-verzehnfacht-investoren-warten-auf-entscheidungen-der-koalition/27985472.html>
- [22] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022):** Zahlen und Fakten: Energiedaten. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [23] **UBA:** CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde Strom steigen 2021 wieder an, zuletzt aufgerufen am: 20.07.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-steigen>
- [24] **Wasserstoff-Kompass (2022):** Auf dem Weg in die deutsche Wasserstoffwirtschaft: Resultate der Stakeholder*innen-Befragung.
https://doi.org/10.48669/h2k_2022-1
- [25] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz:** Programm Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfD), zuletzt aufgerufen am: 18.01.2023. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Foerderung-National/018-pilotprogramm.html>
- [26] **Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI):** Wann lohnen sich Carbon Contracts for Differences? Die Effekte unsicherer CO₂-Preise und Kosten sowie deren Implikationen auf die Ausgestaltung, zuletzt aufgerufen am: 18.01.2023. <https://www.ewi.uni-koeln.de/en/publikationen/wann-lohnen-sich-carbon-contracts-for-differences/>
- [27] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie:** Für eine starke Stahlindustrie in Deutschland und Europa! Handlungskonzept Stahl, Berlin, zuletzt aufgerufen am: 20.07.2023. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/handlungskonzept-stahl.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [28] **IFRS Foundation, 21.10.2022:** ISSB unanimously confirms Scope 3 GHG emissions disclosure requirements with strong application support, among key decisions [Pressemitteilung]. <https://www.ifrs.org/news-and-events/news/2022/10/issb-unanimously-confirms-scope-3-ghg-emissions-disclosure-requirements-with-strong-application-support-among-key-decisions/>

- [29] **Shell International B.V. und Deloitte:** Decarbonising Steel: Forging New Paths Together, zuletzt aufgerufen am: 19.01.2023. <https://www2.deloitte.com/nl/nl/pages/sustainability/articles/decarbonizing-the-steel-value-chain.html>
- [30] **World Economic Forum:** What is the difference between Scope 1, 2 and 3 emissions, and what are companies doing to cut all three? zuletzt aufgerufen am: 19.01.2023. <https://www.weforum.org/agenda/2022/09/scope-emissions-climate-greenhouse-business/>
- [31] **Agora Energiewende und Guidehouse (2021):** Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H₂. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_11_EU_H2-Instruments/A-EW_223_H2-Instruments_WEB.pdf
- [32] **Fischer, A. und Küper, M. (2021):** Green Public Procurement: Potenziale einer nachhaltigen Beschaffung. Emissionsvermeidungspotenziale einer nachhaltigen öffentlichen Beschaffung am Beispiel klimafreundlicher Baumaterialien auf Basis von grünem Wasserstoff. Institut der deutschen Wirtschaft, Köln. https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/policy_papers/PDF/2021/IW-Policy-Paper_2021-Green-Public-Procurement.pdf
- [33] **Küster-Simic, A.; Knigge, M. und Schönfeldt, J. (2020):** Struktur, Entwicklung und Zukunft der deutschen Stahlindustrie: Eine Branchenanalyse, Working Paper Forschungsförderung, No. 187, Hans-Böckler-Stiftung, Düsseldorf. https://www.boeckler.de/fpdf/HBS-007701/p_fofoe_WP_187_2020.pdf
- [34] **Kopernikus-Projekt Ariadne (2021):** Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. https://ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne_Szenarienreport_Okttober2021_corr0222.pdf
- [35] **Fraunhofer ISI et al.:** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, zuletzt aufgerufen am: 13.07.2023. <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>
- [36] **Robinius et al. (2020):** Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. Forschungszentrum Jülich. https://user.fz-juelich.de/record/877960/files/Energie_Umwelt_499.pdf
- [37] **DER SPIEGEL:** Erstes deutsches Stahlwerk stoppt Produktion, 10.03.2022. <https://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/teurer-strom-erstes-deutsches-stahlwerk-stoppt-produktion-a-5507842f-11f3-4dd4-8785-f9e809888e11>
- [38] **rbb24INFORADIO:** Stahlwerk Hennigsdorf leidet unter Strompreisen und Absatzflaute, 15.03.2023. <https://www.inforadio.de/rubriken/wirtschaft/beitraege/2023/03/stahlwerk-hennigsdorf-leidet-unter-strompreisen-und-absatzflaute.html>
- [39] **Lehmann, S.:** Hohe Strompreise zwingen Riesas Stahlwerk zu Pausen, 31.08.2022, SÄCHSISCHE ZEITUNG. <https://www.saechsische.de/riesa/wirtschaft/strompreise-zwingen-feralpi-zu-pausen-5748651-plus.html>
- [40] **Navigant Energy Germany et al. (2019):** Energiewende in der Industrie. Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-ap2a-branchensteckbrief-stahl.pdf?__blob=publicationFile&v=4



WASSERSTOFF
KOMPASS



INDUSTRIEZWEIGE

Chemische Industrie





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H₂-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie**
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte der chemischen Industrie

- 2 Rohstoffeinsatz in der chemischen Industrie
- 4 Die Rolle von Erdgas in der chemischen Industrie
- 5 Handlungsoptionen zur Defossilisierung der chemischen Industrie
- 5 Ökonomische Aspekte
- 6 Versorgungssicherheit
- 6 Endenergiebedarf und Rohstoffeinsatz
- 7 Treibhausgasemissionen
- 8 Wasserstoffbedarfe

10 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- 10 Wasserstoffanlieferung
- 10 Wasserstoffproduktion vor Ort
- 10 Wasserstofferzeugung und -freisetzung
- 11 Integration Elektrolysewasserstoff anstelle von Wasserstoff aus der Dampfreformierung
- 11 Umstellung der Rohstoffversorgung weg von fossilem Naphtha
- 12 Bereitstellung von Prozesswärme
- 12 Begleitforschung

13 Handlungsoptionen (Grundchemikalien)

- 13 Ammoniak
- 17 Wasserstoff- und Synthesegas
- 21 Methanol

26 Handlungsoptionen (Ersatz fossiler Rohstoffe)

- 26 Olefine/Methanol-to-Olefines
- 31 Aromaten/Methanol-to-Aromatics
- 35 Reverse Wassergas-Shift(rWGS)-Reaktion
- 38 Synthetisches Naphtha (Fischer Tropsch)
- 44 Recycling von Kunststoffen
- 46 Stoffliche Nutzung von Biomasse

49 Handlungsoptionen (Prozesswärme)

- 49 Synthetische Gase (H₂, CH₄)
- 54 Elektrifizierung
- 56 Energetische Nutzung von Biomasse

58 Handlungsoption (nicht-technologisch)

- 58 Verlagerung von Produktion von Vorprodukten in Regionen mit hohem H₂-Erzeugungspotenzial und Import dieser Produkte

61 Literatur

Chemische Industrie

- › Chemische Industrieanlagen sind hochkomplexe, integrierte Systeme. Einzelprozesse dürfen nicht isoliert betrachtet werden.
- › Das zukünftige Wasserstoffmengengerüst setzt sich zusammen aus der Deckung des aktuellen fossilbasierten Wasserstoffbedarfs, der Erzeugung von Synthesegas für die weitere stoffliche Nutzung (zum Beispiel Methanol-to-X Routen oder Fischer-Tropsch-Prozesse, der Aufarbeitung von Pyrolyse-Produkten und biogenen Rohstoffen sowie der Bereitstellung von Prozesswärme über synthetische Gase. Viele Optionen sind dabei komplementär zueinander, beispielsweise Methanol-to-X-Prozesse oder die FT-Synthese.
- › Wasserstoff und seine Derivate (beispielsweise Ammoniak oder Methanol) sind für die chemische Industrie unentbehrlich auf dem Weg zur Klimaneutralität. Laut Studien könnte der Wasserstoffbedarf von aktuell etwa 37 Terawattstunden (etwa 1,1 Millionen Tonnen) auf 120 bis 280 Terawattstunden (etwa 3,6 bis 8,4 Millionen Tonnen) im Jahr 2045/2050 ansteigen.
- › Eine Transformation führt zu einem starken Anstieg des Strombedarfs der chemischen Industrie.

Generelle Aspekte der chemischen Industrie

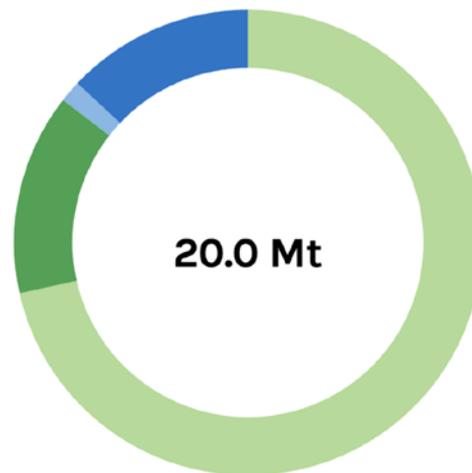
Die chemische Industrie stellt Produkte bereit, die in vielen anderen Wirtschaftszweigen Verwendung finden. Dazu gehören beispielsweise die Kunststoffindustrie, der Maschinenbau, die Automobilindustrie, die Lebensmittelindustrie sowie die Glas- und die Baustoffindustrie. Das Produktspektrum reicht von chemischen Grundstoffen wie Ammoniak und Methanol über Bestandteile von Kosmetika, Kleidungsstücken bis hin zu Waschmitteln. Die Chemiestandorte sind oftmals als Verbundstruktur auf größtmögliche Effizienz ausgerichtet, etwa durch die Nutzung von Abwärme oder anfallenden Nebenprodukten. Neben der stetigen Optimierung bestehender Prozesse und dem Kohleausstieg bedarf es insbesondere innovativer, emissionsarmer Prozesstechnologien in Kombination mit der Einführung einer Kreislaufwirtschaft. Wasserstoff und seine Derivate spielen auch zukünftig eine essenzielle Rolle für die chemische Industrie, sowohl bei der Rohstoffversorgung als auch zur Bereitstellung von Prozesswärme.

Rohstoffeinsatz in der chemischen Industrie

Aktuell basiert die chemische Industrie vor allem auf fossilen Rohstoffen, beispielsweise Naphtha (Rohbenzin) oder Erdgas.^[2] Im Folgenden ist die Verteilung der stofflich genutzten Rohstoffe in der chemischen Industrie in Deutschland dargestellt.

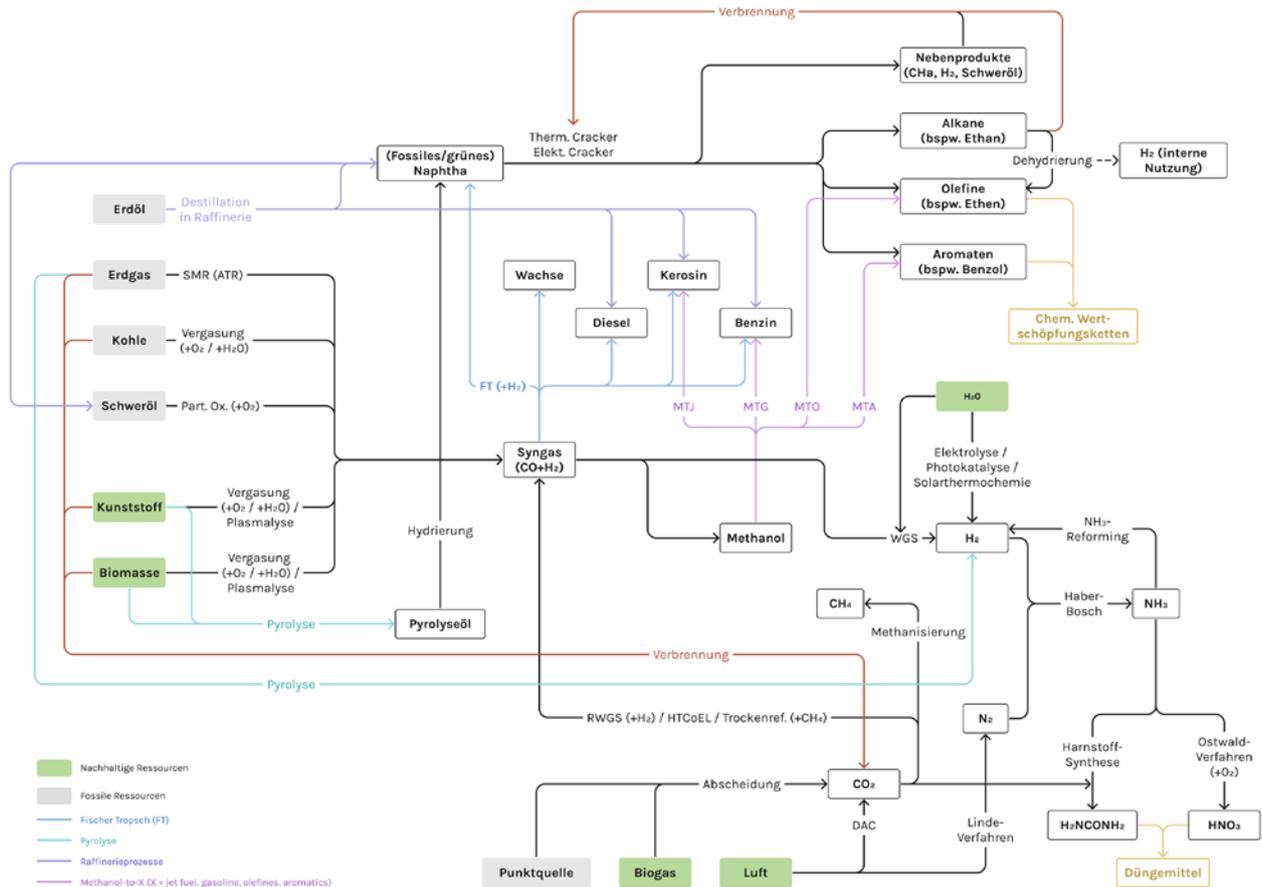
Stofflicher Rohstoffeinsatz

der chemischen Industrie in Millionen Tonnen, Daten für 2020 aus der VCI Energiestatistik 2022^[2]



■ Naphtha, Erdölderivate ■ Erdgas ■ Kohle ■ Nachwachsende Rohstoffe

Aktuell machen Naphtha und andere Erdölderivate etwa 72 Prozent der stofflich genutzten Rohstoffe aus. Vor einer Nutzung als Rohstoff werden diese in Raffinerieprozessen ausgehend von Erdöl aufbereitet. Im Jahr 2020 wurden in Deutschland etwa 14,3 Millionen Tonnen Erdöl-basiertes Naphtha und andere Erdölderivate (entspricht etwa 170 Terawattstunden bei einem Heizwert von etwa 42,7 Megajoule pro Kilogramm^[50] beziehungsweise 11,9 Kilowattstunde pro Kilogramm) in thermischen Steamcrackern aufgespalten.^{[1][2]} Dabei werden Olefine (beispielsweise Ethylen oder Propylen) oder Aromaten (zum Beispiel Benzol, Toluol oder Xylol, auch bekannt als BTX) bereitgestellt. Des Weiteren können Nebenprodukte anfallen, beispielsweise Wasserstoff oder Alkane wie etwa Methan. Ein vereinfachtes Schaubild der verschiedenen Prozessketten ist im Folgenden dargestellt.



Nach der Aufspaltung im Steamcracker können Olefine und Aromaten weiteren chemischen Wertschöpfungsketten zugeführt werden, beispielsweise der Kunststoff-erzeugung. Anfallende Alkane können über Dehydrierung zu Olefinen umgewandelt und der anfallende Wasserstoff intern genutzt werden. Alternativ können Alkane auch zusammen mit anderen nicht verwertbaren Nebenprodukten den thermischen Crackern als energetischer Rohstoff zugeführt werden.

Neben Naphtha werden auch weitere fossile Rohstoffe stofflich genutzt. Bei der Aufarbeitung von Erdöl in Raffinerieprozessen fällt Schweröl als Nebenprodukt an. In Deutschland basieren etwa 60 Prozent der Methanolerzeugung (insgesamt etwa 1,3 Millionen Tonnen im Jahr 2021^[3]) auf Schweröl.^[1] In diesem Fall geht es neben der Nutzung von Schweröl als Kohlenstoffquelle auch um dessen Entsorgung. Kohle wird ebenfalls stofflich genutzt. Vor allem in China wird die Kohlevergasung für die Bereitstellung von Synthesegas genutzt.^[42] Synthesegas ist ein elementarer Bestandteil vieler chemischer Prozessketten (siehe Abbildung der Prozessketten). Auch für eine Umstellung auf einige alternative Prozesse wird Synthesegas benötigt.

Die Rolle von Erdgas in der chemischen Industrie

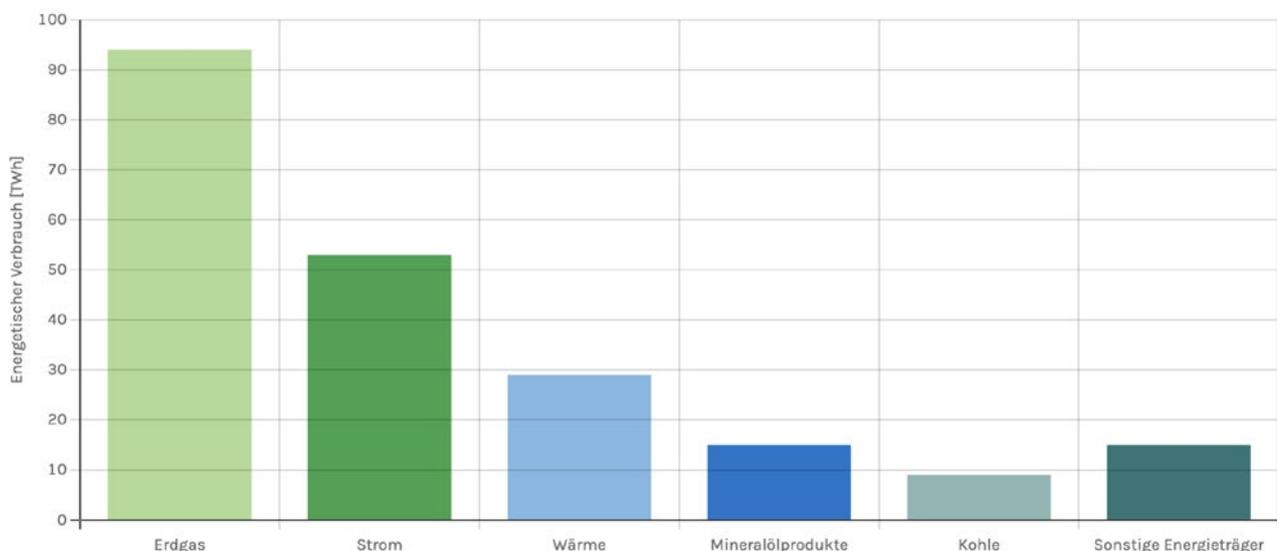
Erdgas wird in der chemischen Industrie ebenfalls als Rohstoff eingesetzt (rund 37 Terawattstunden in Deutschland im Jahr 2020).^[2] Die stoffliche Nutzung von Erdgas erfolgt zumeist im Rahmen der Ammoniakproduktion. Hierbei wird der für den Haber-Bosch-Prozess benötigte Wasserstoff mittels Dampfreformierung von Erdgas bereitgestellt. Ammoniak ist eine der weltweit meistproduzierten Chemikalien. Allein in Deutschland wurden im Jahr 2021 etwa 2,4 Millionen Tonnen hergestellt.^[3] Auch in einem klimaneutralen Energiesystem ist ein Einsatz von Ammoniak alternativlos.

Ammoniak wird insbesondere in der Düngemittelherstellung, aber auch im Rahmen der Sprengstoffherzeugung genutzt. Durch die erdgasbasierte Wasserstoffherzeugung ist die Ammoniakproduktion allerdings emissionsintensiv. Anfallende CO₂-Emissionen werden zum Teil verwertet, beispielsweise im Rahmen einer anschließenden Harnstoffproduktion ($2\text{NH}_3 + \text{CO}_2 \rightleftharpoons \text{H}_2\text{NCONH}_2$) oder zur Herstellung von kohlenstoffhaltigen Getränken.

Erdgas ist auch einer der Rohstoffe, die in der chemischen Industrie nicht nur stofflich, sondern auch energetisch genutzt werden.^[3] Mit rund 94 Terawattstunden (TWh) deckte Erdgas 2020 einen großen Teil des gesamten energetischen Bedarfs (215 TWh) der chemischen Industrie in Deutschland. Erdgas war damit der wichtigste Energieträger in diesem Bereich. Den zweitgrößten Anteil macht Strom als Energieträger aus. Dieser Anteil wird perspektivisch steigen.

Energetischer Verbrauch

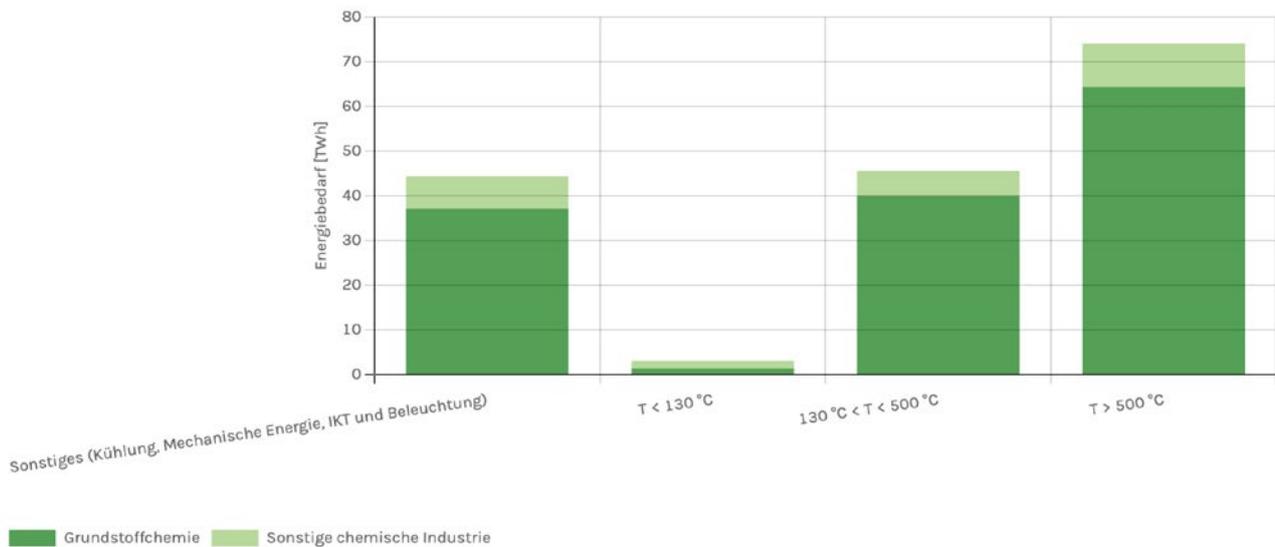
Rein energetischer Verbrauch der chemischen Industrie in Terawattstunden (insgesamt 215 Terawattstunden)^[2]



Darüber hinaus gehört die Chemie zu den Industriezweigen, bei denen insbesondere Mittel- und Hochtemperaturprozesse (130 bis 500 beziehungsweise mehr als 500 Grad Celsius) eine Rolle spielen.^[40] Bei einer Defossilisierung der Wärmebereitstellung müssen die Temperaturniveaus entsprechend berücksichtigt werden.

Energiebedarf

für verschiedene Temperaturniveaus in TWh, Daten für 2019 aus den BDI Klimapfaden 2.0 ^[51]



Handlungsoptionen zur Defossilisierung der chemischen Industrie

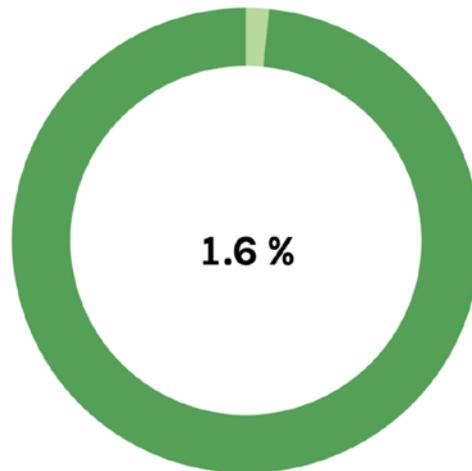
Eine Roadmap zur Transformation der chemischen Industrie^[1] verdeutlicht, dass es zur Defossilisierung der chemischen Industrie nicht ausreichen wird, rein auf eine Optimierung bestehender Prozesse sowie den Kohleausstieg zu setzen. Daher bedarf es alternativer, emissionsärmerer Prozesstechnologien, der Einführung einer Kreislaufwirtschaft (Recycling) sowie eines breiten Einsatzes all dieser Prozesse, um die nötigen Emissionseinsparungen zu erreichen.^[1] Die unten aufgeführten Handlungsoptionen betreffen daher Möglichkeiten zur alternativen Wasserstoff- oder Synthesegaserzeugung, die Substitution der fossilen Rohstoffbasis sowie die Defossilisierung der Prozesswärme. Auch die Verlagerung von Produktionskapazitäten könnte eine Möglichkeit darstellen. So könnten Energie- und/oder rohstoffintensive Produkte an Orten mit höheren Potenzialen für erneuerbare Energien hergestellt und nach Deutschland geliefert werden.

Ökonomische Aspekte

In der chemischen Industrie waren 2021 etwa 352.000 Personen beschäftigt. Der Gesamtumsatz der chemischen Industrie betrug circa 172,4 Milliarden Euro im Jahr 2021.^[3] Laut statistischem Bundesamt haben chemische Erzeugnisse eine Bruttowertschöpfung von etwa 49,4 Milliarden Euro generiert.^[66] Damit hat die Chemie einen Anteil an der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung von etwa 1,6 Prozent.^{[4][66]}



Gesamtwirtschaftliche Bruttowertschöpfung Anteil der chemischen Industrie^[66]



Chemische Industrie Rest

Versorgungssicherheit

Erzeugnisse der chemischen Industrie werden in Prozessen anderer Industriezweige benötigt, beispielsweise Kunststoffe in der Automobilindustrie. Daher spielt die chemische Industrie eine elementare Rolle bei der Versorgung Deutschlands mit alltäglichen und grundlegenden Verbrauchsgütern und chemischen Produkten. Gleichzeitig hat die Chemie einen hohen Bedarf an fossilen Rohstoffen, beispielsweise Erdgas, unter anderem zur Deckung des hohen Energiebedarfs. Eine Defossilisierung der chemischen Industrie verringert somit die (Import-)Abhängigkeit von Erdgas und anderen fossilen Rohstoffen.

Endenergiebedarf und Rohstoffeinsatz

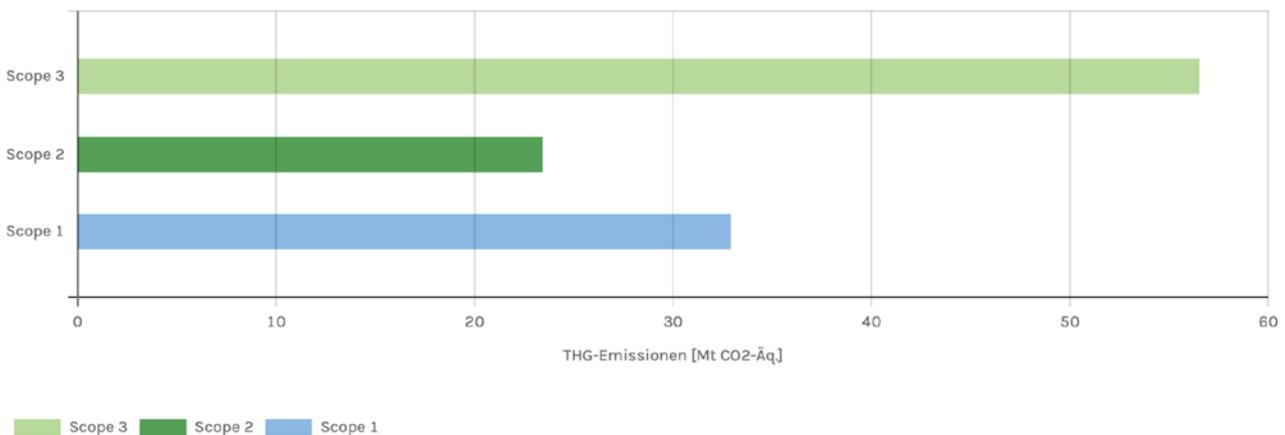
Die chemische Industrie hatte im Jahr 2019 einen Gesamtenergiebedarf von etwa 450 Terawattstunden. Dabei wurden Energieträger in einem Umfang von etwa 170 bis 215 Terawattstunden eingesetzt (energetische Nutzung). Die Spanne kann aus Doppelzählungen des Energieträgers Erdgas resultieren. Des Weiteren wurden etwa 20 Millionen Tonnen Rohstoffe stofflich verwertet.^{[1][2][51]}

Treibhausgasemissionen

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist die chemische Industrie jährlich für etwa 113 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente verantwortlich.^[1] Die chemische Industrie verursacht etwa 33 Millionen Tonnen direkte, prozessbedingte CO₂-Emissionen (Scope 1). Etwa 23 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente resultieren aus indirekt bezogenen Energieträgern, beispielsweise aus dem Strombezug (Scope 2). Die Scope 3-Emissionen basieren auf dem fossilen Kohlenstoffinhalt der Produkte, welcher beispielsweise durch Nutzung oder Verbrennung am Lebensende freigesetzt wird. Die Abschätzung beläuft sich auf etwa 57 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (Scope 3).^[1]

THG-Emissionen

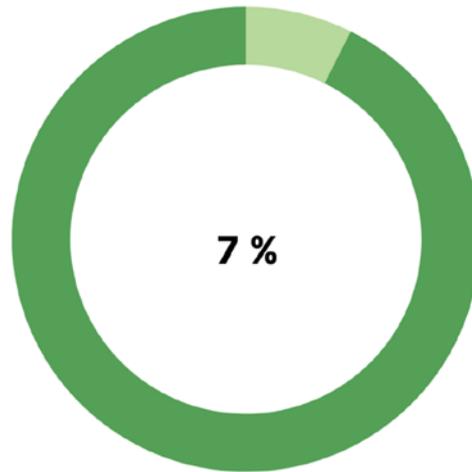
der chemischen Industrie in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente, Daten aus DECHEMA/FutureCamp Roadmap Chemie 2050^[1]



Scope 1- und Scope 2-Emissionen der chemischen Industrie resultieren beispielsweise aus Brennstoffemissionen inklusive Eigenstromerzeugung (etwa 28 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr)^[1], externem Strombezug (etwa 17 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr)^[1], energetischen Emissionen bei der Spaltung von fossilem Naphtha in Steamcrackern (für Ethylen, Propylen sowie BTX allein etwa 11 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr, unter der Annahme, dass 0,87 Tonnen CO₂ pro Tonne High-Value Chemical (HVC) entstehen^[1]), der Wasserstoffherzeugung über Dampfreformierung, Vergasung und partieller Oxidation (allein etwa 4 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr für die Ammoniakproduktion). Den größten Anteil der Emissionen machen aber die Scope 3-Emissionen aus. Die Scope 3-Emissionen werden in der Bilanzierung bisher nicht berücksichtigt. Dies ändert sich nun mit dem Emissionshandel der Europäischen Union (EU ETS II), bei dem unter anderem auch Müllverbrennungsanlagen mit in den Bilanzierungsrahmen fallen.

Treibhausgasemissionen

Anteil der chemischen Industrie in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente. (Scope 3-Emissionen sind hier nicht berücksichtigt.)



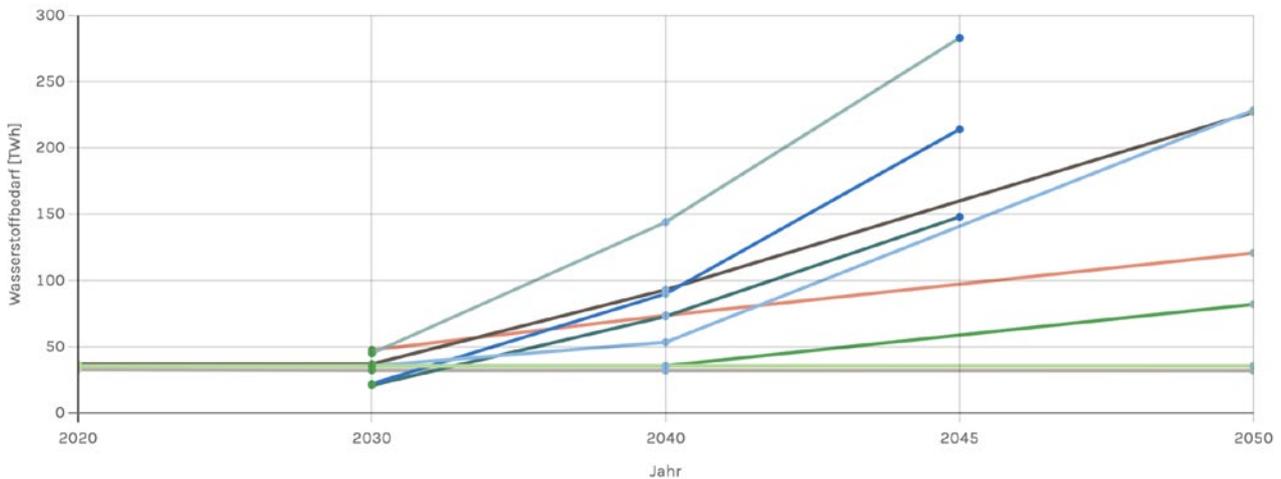
Chemische Industrie Rest

Wasserstoffbedarfe

Die notwendigen Anpassungen zur Defossilisierung der chemischen Industrie führen zu einem signifikanten Anstieg des bisherigen Wasserstoffbedarfs von etwa 37 Terawattstunden auf 120 bis 283 Terawattstunden im Jahr 2045. ^{[1][13][52][53][54]}

Wasserstoffbedarfe

der chemischen Industrie nach Studienlage in Terawattstunden ^{[1][13][52][53][54]}



DECHEMA 2019 - Referenzpfad [1] DECHEMA 2019 - Technologiepfad [1] DECHEMA 2019 - THG-Neutralität [1] C4C 2023 - Strom [52]
 C4C 2023 - H2 und PtX [52] C4C - Sekundärrohstoffe [52] UBA 2016 [53] NWR 2021 [13] IG BCE 2021 [54]



Für alle Studien gibt es einen Basisbedarf von bis zu 37 Terawattstunden (etwa 1,1 Millionen Tonnen), welcher vor allem auf den derzeitigen Bedarfen für die Herstellung von Methanol oder Ammoniak beruht. Bis 2030 sehen die Studien keinen Anstieg des Wasserstoffbedarfs, was unter anderem mit fehlender Technologiereife oder langen Umstellungszeiträumen begründet wird.

Die Wasserstoffbedarfe in den Zieljahren (2045 oder 2050) liegen in einer Spanne von 32 bis 283 Terawattstunden (bis zu 8,5 Millionen Tonnen), abhängig davon, ob beziehungsweise welche alternativen Prozesse und Rohstoffe berücksichtigt wurden. In zwei Fällen wird auch nach 2030 kein Anstieg des »H₂-Basisbedarfs« vorausgesagt, da in diesen beiden Szenarien keine neuen, alternativen Prozesse berücksichtigt werden. In allen anderen Fällen wird ab 2030 ein Anstieg des Wasserstoffbedarfs prognostiziert.

Der Wasserstoffbedarf laut Studienlage setzt sich zusammen aus:

- > der Substitution der konventionellen Wasserstoffbereitstellung auf Basis fossiler Rohstoffe durch CO₂-armen/CO₂-neutralen Wasserstoff,
- > der Erzeugung von synthetischem Naphtha zur Umstellung der Rohstoffbasis der chemischen Industrie,
- > der Steigerung des Methanolbedarfs durch zusätzliche Anwendungen als Plattformchemikalie (zum Beispiel MtO, MtA),
- > dem Einsatz von synthetischen Gasen (Wasserstoff oder synthetisches Methan) für Mittel- und Hochtemperaturanwendungen und
- > der Hydrierung von Pyrolyseölen, erzeugt aus Kunststoffabfällen oder Biomasse.

Der Wasserstoffbedarf fällt dabei umso höher aus, je mehr auf CO₂-basierte Prozessrouten gesetzt wird (zum Beispiel die Fischer-Tropsch-Synthese oder Methanol-to-X-Routen). Bei vermehrter Nutzung von Biomasse oder Kunststoffabfällen anstelle der genannten CO₂-basierten Prozesse fällt der Wasserstoffbedarf niedriger aus. Der Wasserstoffbedarf fällt ebenfalls niedriger aus, wenn Prozesswärme im Mittel- und Hochtemperaturbereich elektrisch oder über Biomasse bereitgestellt werden kann.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDER-DIALOG



- > In der Wasserstoff-Kompass-Stakeholderumfrage von 2021 rechneten über die Hälfte der Befragten mit einem großflächigen Einsatz von CO₂-armem H₂ in der Chemiebranche bereits zum Jahr 2030. Dem standen nur drei Prozent gegenüber, die mit keinem frühen großflächigen Einsatz von CO₂-armem H₂ in der Chemiebranche rechneten. Generell gilt die Chemiebranche laut den Befragten als einer der Bereiche, in denen es früh zu einem breiten Einsatz von CO₂-armem H₂ kommen wird.

PUBLIKATIONEN

- > Wasserstoff-Kompass (2023): Wasserstoff in der chemischen Industrie.
https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Chemische_Industrie.pdf

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Wasserstoffanlieferung

Rund um die Versorgung mit Wasserstoff und seinen Derivaten ergeben sich Fragestellungen, etwa zur benötigten Qualität und wie diese sichergestellt werden kann, aber auch zur Infrastrukturanbindung. Zusätzlich werden auch lokale Speichermöglichkeiten und deren Integration in das Gesamtsystem evaluiert werden müssen.

Wasserstoffproduktion vor Ort

Erfolgt die Wasserstoffherzeugung auf dem Werksgelände selbst, ergeben sich Fragen rund um die Systemintegration, zum Beispiel zur Bereitstellung von erneuerbarem Strom, Betriebsweisen von Elektrolyseuren, Sicherheit, Energie- und Wasserstoff-Speicherung sowie bereitgestellter Reinheit.

Wasserstoffherzeugung und -freisetzung

- › **Ammoniakcracking:** Ammoniak hat als möglicher Transportvektor neben anderen Derivaten eine herausragende Bedeutung für Wasserstoffimporte. Das großskalige Cracken von Ammoniak, um den Wasserstoff wieder für andere chemische Reaktionen freizusetzen, hat aktuell noch nicht die benötigte Technologiereife.
- › **Synthesegaserzeugung:** Die bisherigen (fossilbasierten) Verfahren zur Synthesegaserzeugung sind stark integriert in chemischen Anlagen und eng verzahnt mit anderen Prozessen. Eine alternative Synthesegaserzeugung erfordert F&E-Aktivitäten zur Integration in die bestehenden Prozesse, insbesondere in Bezug auf einen dynamischen Betrieb, der mit Wechsellasten entlang der Wertschöpfungskette einhergeht.
- › **Integration von Abwärme:** Erzeugungstechnologien wie etwa die Hochtemperatur-elektrolyse bedürfen einer hohen Wärmezufuhr. Durch die Integration in thermische Prozessketten lassen sich Wirkungsgrade erhöhen. Die diversen Nutzungsmöglichkeiten entlang thermischer Prozessketten werfen allerdings weitere F&E-Bedarfe bezüglich der Prozessintegration auf.



Integration Elektrolysewasserstoff anstelle von Wasserstoff aus der Dampfreformierung

- › Eine Integration von Elektrolysewasserstoff ist in den meisten Fällen technologisch kein Problem, muss aber in entsprechender Größenordnung und über ausreichend lange Zeiträume demonstriert werden.
- › Durch den Ersatz von Wasserstoff aus der Dampfreformierung mit Elektrolysewasserstoff wird eine Neukonzipierung des Anlagenverbunds notwendig, da der Reformer aktuell auch zur Wärmebereitstellung für andere Prozessschritte genutzt wird. Beispiel Ammoniakherzeugung: Hier können nur bis maximal 15 Prozent Elektrolysewasserstoff in bestehenden Ammoniakanlagen eingespeist werden.
- › Auch die Integration des Elektrolysesauerstoffs oder weiterer Nebenprodukte in die chemischen Prozessketten gilt es zur Prozessoptimierung weiter zu beforschen.

Umstellung der Rohstoffversorgung weg von fossilem Naphtha

- › Kohlenstoffdioxid: Kohlenstoffdioxid wird auch in Zukunft ein wichtiges Element in vielen chemischen Prozessen sein – zum Beispiel für die Produktion von Methanol. F&E-Bedarfe betreffen die Integration von Kohlenstoffdioxid in die bestehenden Prozesse, die Nachhaltigkeit der Kohlenstoffquelle, den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur, die Integration von CCU/CCS und die (Weiter-)Entwicklung von CO₂-Abscheidungsverfahren.
- › Nutzung alternativer CO₂-Quellen wie Direct Air Capture: Eine Weiterentwicklung, Optimierung und insbesondere Skalierung dieser Verfahren wird für eine Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit benötigt.
- › CO₂ aus Punktquellen enthält Unreinheiten, welche die in der Chemie eingesetzten Katalysatoren deaktivieren können. Daher muss an Gasabtrennungs- und Aufreinigungsverfahren sowie an neuen resistenteren Katalysatorsystemen gearbeitet werden.^[57]
- › Synthetisches Naphtha: In der FT-Synthese fällt immer ein Produktgemisch (FT-Crude) an. Durch Anpassungen der Prozessführung kann dieses beeinflusst werden, sodass der Bedarf für energieintensive Downstreamprozesse reduziert werden kann. Auch wenn das FT-Verfahren grundsätzlich im Industriemaßstab verfügbar ist, existieren F&E-Bedarfe bezüglich der Optimierung der Produktselektivität sowie zur Integration in die (zukünftig teils dynamische) Prozesskette.
- › Methanol-to-Aromatics: Aromaten sind in der chemischen Industrie von essenzieller Bedeutung, allerdings kaum über andere nicht fossile Technologien im heutigen Maßstab zugänglich. Die Technologie muss im Hinblick auf Katalysator- und Prozessoptimierung, Produktselektivität und Integration in die Prozessketten weiterentwickelt werden, damit sie industriell zur Verfügung steht.



- › Recyclingverfahren: Zur Schließung des Kohlenstoff-Kreislaufs sind Recyclingverfahren, zum Beispiel chemisches Recycling oder Pyrolyseverfahren von essenzieller Bedeutung. Auch das Recycling von Kunststoffabfällen bedarf einer Weiterentwicklung, sodass auch gemischte Abfälle mit in den Kreislauf gebracht werden können. Abfälle und biogene Reststoffe werden zukünftig eine wesentliche Rolle in der Versorgung mit Kohlenstoff spielen, chemische Recyclingverfahren sind am Markt jedoch noch kaum etabliert.
- › Der Einsatz von Künstlicher Intelligenz kann zur Entwicklung neuer, stabiler Katalysatoren sowie optimierter Prozessführung beitragen und diese beschleunigen.^[56]

Bereitstellung von Prozesswärme

- › Bereitstellung von Prozesswärme im Mittel- oder Hochtemperaturbereich durch strombetriebene Technologien: Die Erhöhung der Temperaturniveaus von Hochtemperaturwärmepumpen ist notwendig.
- › Wasserstoff: Eine Weiterentwicklung der H₂-Brenner muss erfolgen, sodass sie industriell zur Verfügung stehen. Hierbei ist auf eine geeignete Luftzufuhr zu achten, sodass NO_x-Emissionen vermieden werden. Auch Standzeiten und Materialverträglichkeit für die Verbrennung von hohen Wasserstoffkonzentrationen bei der (schrittweisen) Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff müssen im industriellen Umfeld weiter beforscht werden.
- › Elektrifizierung: Elektrische Cracker stehen industriell noch nicht zur Verfügung. Eine entsprechende Weiterentwicklung der elektrischen Cracker ist notwendig.
- › Biomasse: Die Verfügbarkeit von Biomasse und die entsprechende Logistik (Transport und Speicherung) sind für zukünftige Prozessketten zu analysieren.

Begleitforschung

Neben den hier genannten Forschungsbedarfen könnten weitere Fragestellungen aufkommen, etwa zu der sozialen Akzeptanz und den Auswirkungen bei Abwanderung beziehungsweise Auslagerung von Teilschritten. Zudem könnten weiterführende ökonomische und ökologische Analysen erforderlich sein.

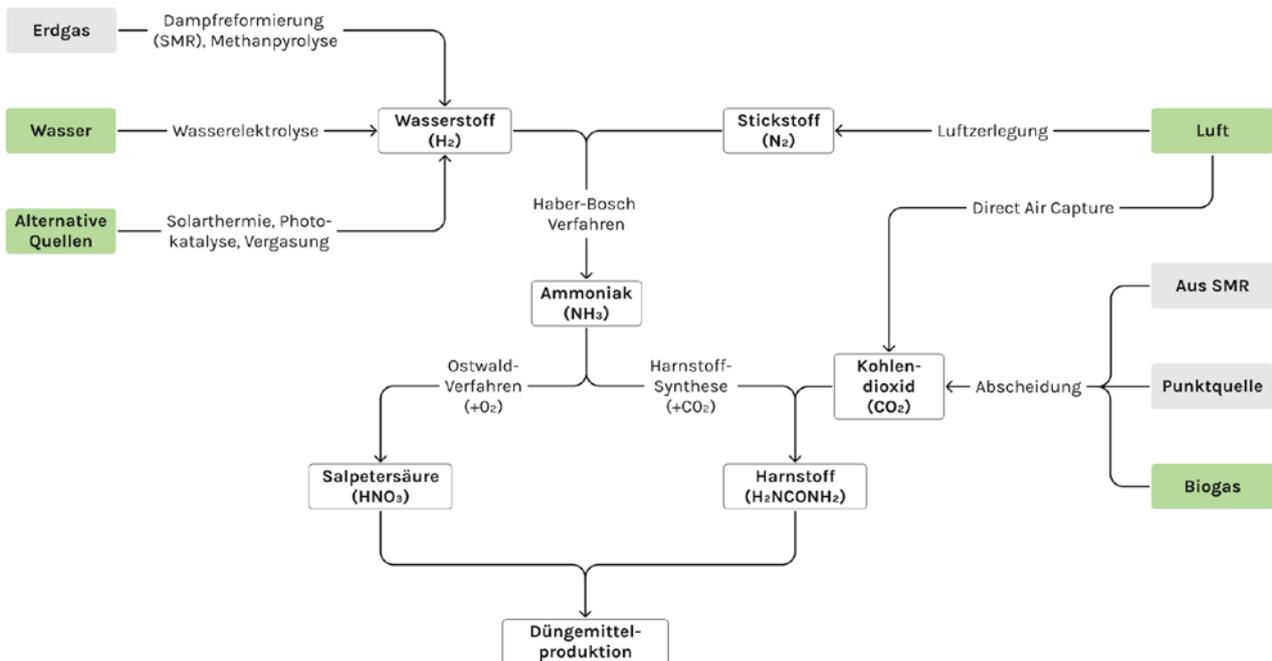
Handlungsoptionen Grundchemikalien

Ammoniak

Ammoniak ist eine der mengenmäßig wichtigsten Chemikalien weltweit und findet unter anderem Anwendung in der Herstellung von Düngemittel oder Salpetersäure, aus der wiederum eine Vielzahl weiterer Substanzen hergestellt wird. Allein in Deutschland wurden 2,4 Millionen Tonnen Ammoniak im Jahr 2021 erzeugt.^[3] Auch in einem klimaneutralen Energiesystem ist ein Einsatz von Ammoniak alternativlos.

Ammoniak wird im Haber-Bosch-Prozess durch die Reaktion von Wasserstoff (H₂) und Stickstoff (N₂) an einem Eisenkatalysator bei hohen Temperaturen (450 bis 550 Grad Celsius) und hohen Drücken (150 bis 350 bar) erzeugt ($N_2 + 3H_2 \rightleftharpoons 2NH_3$).^[1] Stickstoff wird zumeist über Luftabscheidung gewonnen. Der benötigte Wasserstoff wird aktuell über Dampfreformierung von Erdgas ($CH_4 + H_2O \rightleftharpoons CO + 3H_2$) bereitgestellt. Die Emissionen entstammen dabei der Bereitstellung der notwendigen Prozesswärme für die Dampfreformierung sowie der Aufarbeitung des Synthesegases (CO + H₂).

Eine Defossilisierung der Ammoniakherzeugung kann durch Kopplung der erdgasbasierten Wasserstoffherzeugung mit CO₂-Abscheidung und Sequestrierung sowie durch alternative Wasserstoffherzeugung über Methanpyrolyse oder Wasserelektrolyse erfolgen.





STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- › Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- › Es müssen ausreichende Mengen erneuerbaren Stroms inklusive der entsprechenden Infrastruktur verfügbar sein.
- › Ammoniakproduktionsanlagen müssen entsprechend umgerüstet werden.
- › Es müssen entsprechende Elektrolysekapazitäten vorhanden sein, um die benötigten Mengen an Wasserstoff bereitzustellen. Alternativ muss der Anschluss an ein entsprechendes Wasserstoffnetz bestehen.
- › Die nötige Technologiereife für die gesamte Prozess- und Anlagenkette inklusive integrierter Elektrolyse muss erreicht werden.

Folgen

Wenn die Ammoniaksynthese auf Wasserelektrolyse aufbaut,

- › dann können Erdgasbedarfe gesenkt werden.
- › dann werden höhere Strombedarfe anfallen, um den benötigten Wasserstoff zu erzeugen.
- › dann fällt prozessbedingtes CO₂ weg, welches teilweise in anderen Prozessen (Harnstoffsynthese) oder für andere Zwecke verwendet wurde (unter anderem für karbonatisierte Getränke, beispielsweise kohlenensäurehaltiges Bier).
- › dann fehlt die Abwärme des Reformers für weitere Prozessschritte. Dies hat zur Folge, dass eine parallele Integration eines Wasserelektrolyseurs zum bestehenden Dampfreformer nur bis zu einem Anteil des Elektrolysewasserstoffs von etwa 10 bis 15 Prozent möglich ist.^[55] Das liegt daran, dass der Dampfreformer eine wichtige Rolle bei der Wärmeverteilung der Anlage spielt, was wegfiel, wenn der Dampfreformer durch einen Elektrolyseur ersetzt würde.
- › dann müssen die Prozessanlagen umgerüstet werden, was mit hohen Investitionskosten verbunden ist.

Ökonomische Aspekte

Die Umstellung auf wasserelektrolysebasierte Anlagen ist mit hohen Investitionskosten verbunden. Zum aktuellen Stand werden Investitionskosten von über 1.800 Euro pro Tonne sowie spezifische Produktionskosten von über 1.000 Euro pro Tonne angenommen. Bis 2045/2050 wird eine signifikante Kostenreduktion erwartet (Investitionskosten: etwa 850 Euro pro Tonne; Produktionskosten: 620 Euro pro Tonne).^[1] Dadurch würde eine Kostenparität gegenüber konventionellen, abgeschriebenen Bestandsanlagen erst gegen 2048 erreicht.^[1]

Versorgungssicherheit

Ammoniak ist ein wichtiges Produkt, beispielsweise für die Erzeugung von Düngemitteln. Daher ist eine Beibehaltung einer Ammoniakproduktion in Deutschland vorteilhaft für die eigene Versorgungssicherheit. Gleichzeitig trägt die Umstellung auf Elektrolysewasserstoff dazu bei, die Abhängigkeit von Erdgas zu reduzieren.

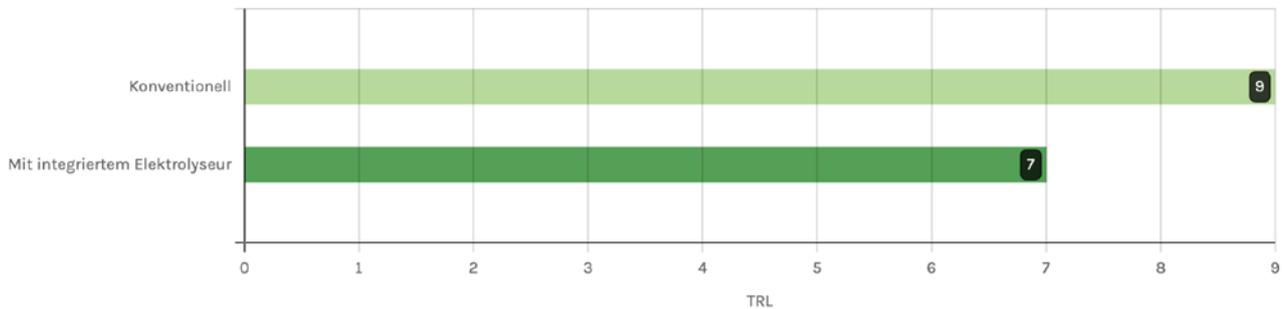
Technologiereifegrad

Der Haber-Bosch-Prozess zur Ammoniaksynthese befindet sich auf einem TRL 9 und wird industriell eingesetzt.

Der TRL der Ammoniakproduktion mit integriertem Elektrolyseur wird auf etwa 7 eingestuft. Mit Fertiberia/Iberdrola - Puertollano gibt es bereits ein Prototyp im Einsatz.^[6] Das Erreichen eines TRL 9 der Gesamtkette mit alleiniger Wasserstoff-erzeugung über Elektrolyse wird zwischen 2030/2040 erwartet.^{[1][6]}

TRL

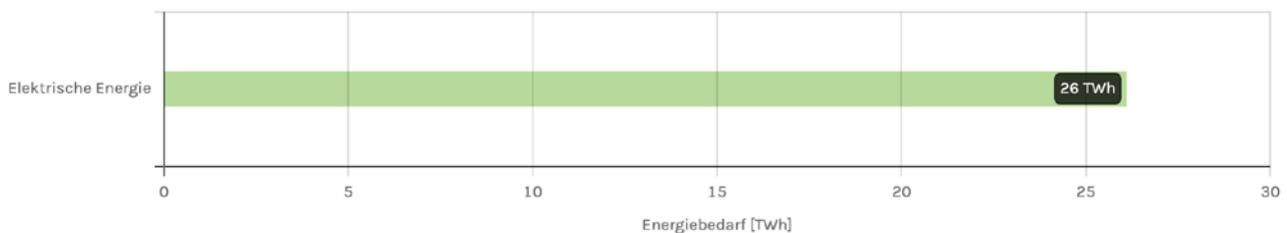
für konventionelle und elektrolysebasierte Ammoniakherzeugung



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in TWh

Der Gesamtenergiebedarf der Ammoniakherzeugung über Elektrolyse sowie N₂-Erzeugung über Luftabscheidung wird mit 10,89 Megawattstunden pro Tonne Ammoniak angegeben. Mehr als 80% des Energiebedarfs resultieren aus der Wasserelektrolyse.^[1] Für 2,4 Millionen Tonnen NH₃ in Deutschland entspräche dies einem Strombedarf von 26,1 Terawattstunden.



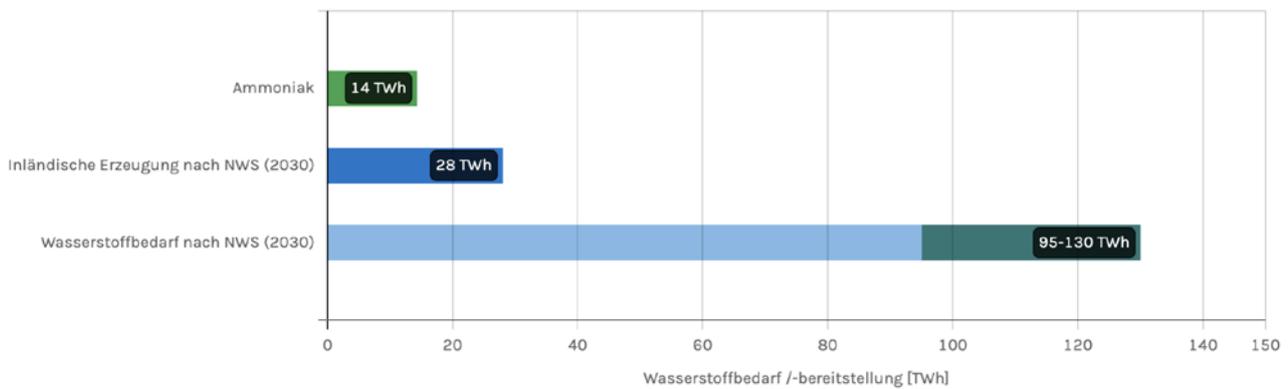
Wasserstoffbedarfe

Der stöchiometrische Wasserstoffbedarf für die Ammoniakherzeugung beträgt 177,5 Kilogramm Wasserstoff pro Tonne Ammoniak. Für die Erzeugung der Ammoniakmenge in Deutschland basierend auf den Werten von 2021 (2,4 Millionen Tonnen)

würden somit etwa 0,43 Millionen Tonnen Wasserstoff (14,3 Terawattstunden) benötigt werden. Dies entspricht einem Strombedarf von 20,4 Terawattstunden unter Annahme einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent (bezogen auf den Heizwert).

Wasserstoffbedarf für die Ammoniakproduktion in Terawattstunden

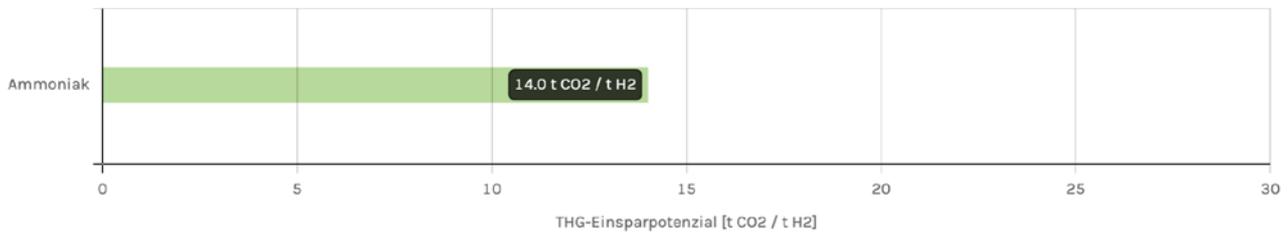
und Vergleich mit Wasserstoffbedarfen für die Produktion anderer Grundchemikalien, den nationalen Wasserstoffbedarfen sowie Erzeugungskapazitäten. Die H₂-Bedarfe für Ammoniak entsprechen dem stöchiometrischen Bedarf auf Basis der aktuellen, deutschen Produktionsmengen.



Minderungspotential

Treibhausgasemissionen in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Treibhausgasemissionen der alternativen Ammoniakherzeugung sind abhängig von den Emissionen des eingesetzten Strommixes.^[1] Bei einem rein erneuerbaren Energiemix könnte somit ein Minderungspotential von 14 Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff (entspricht 0,42 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂) möglich sein. Dabei wurden Emissionen des konventionellen Prozesses in Höhe von 2,5 Tonnen CO₂ pro Tonne Ammoniak berücksichtigt.^[1]



Akteur*innen

> Chemische Industrie

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringering

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringering für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

MASSNAHME

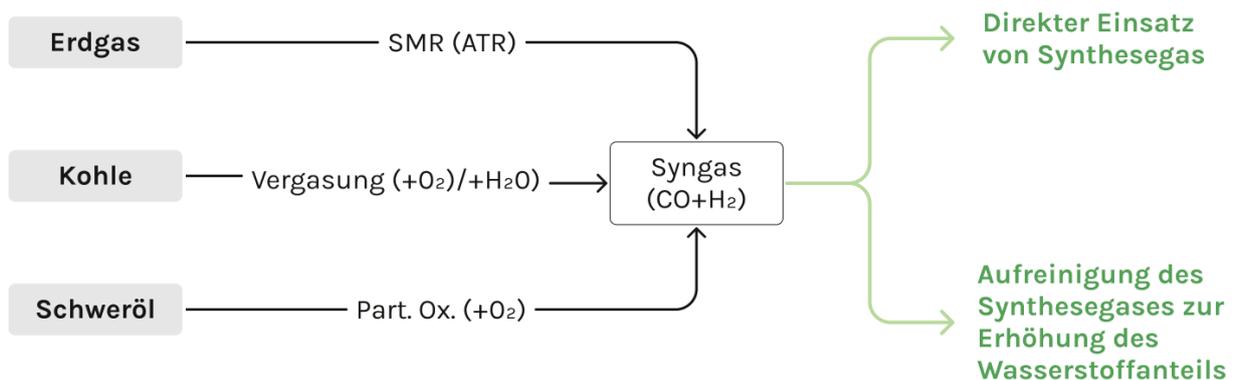
> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber den konventionellen Standardprozessen (Standardprozessen (Benchmarks)) oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert und somit die Markteinführung der alternativen Produkte unterstützt werden.

Wasserstoff- und Synthesegas

Die Nutzung fossiler Rohstoffe über Erdgasdampfpreformierung (steam methane reforming, SMR), Kohlevergasung oder die partielle Oxidation des Raffinerierückstands Schweröl liefert ein Synthesegas bestehend aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid (H₂ + CO). Je nach Anwendung kann das Synthesegas direkt genutzt oder der Wasserstoffanteil im Rahmen einer Aufreinigung erhöht werden.

CO₂-Emissionen fallen sowohl während der Synthesegaserzeugung als auch bei der Aufarbeitung des Synthesegases im Rahmen der Wassergas-Shift Reaktion an. Möglichkeiten zur Emissionsreduktion der Wasserstoff- und Synthesegaserzeugung können sich aus unterschiedlich ausgereiften Prozessen und Technologien ergeben.





STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- > Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- > Es bedarf großer Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen bei einem großflächigen Einsatz der Wasserelektrolyse.
- > Eine Defossilisierung des deutschen Strommixes ist von hoher Relevanz.
- > Ein Aufbau beziehungsweise Zubau der notwendigen Infrastrukturen (Gas- und Stromnetze) wird benötigt.
- > Wasserstoff-Importe sind erforderlich, da die prognostizierten Bedarfe die inländische Erzeugung signifikant übersteigen werden.
- > Perspektivisch sollten bei der Erzeugung von Synthesegas nachhaltige CO₂-Quellen (Direct Air Capture mit EE-Strom, CO₂ aus Biogasanlagen) neben unvermeidbaren industriellen Punktquellen (etwa Zement) genutzt werden.

Folgen

Wenn nachhaltiger Elektrolysewasserstoff im chemischen Industriebetrieb eingesetzt wird,

- > dann werden deutlich höhere Strommengen benötigt als bisher.
- > dann ist eine technische Integration meist problemlos möglich. Nur in der Ammoniakherstellung muss eine Neukonzipierung der Anlagen erfolgen, um Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse zu integrieren.
- > dann muss mehr Wasserstoff über Importe bereitgestellt werden, da die inländische Produktion nicht ausreicht.

Wenn Wasserstoff über Methanpyrolyse erzeugt wird,

- > dann müssen nachhaltige Verwendungszwecke für den anfallenden Kohlenstoff gefunden oder dieser deponiert werden.

Wenn Biomasse stofflich genutzt werden soll,

- > dann müssen Nutzungskonkurrenzen berücksichtigt werden.

Ökonomische Aspekte

Fossiler Wasserstoff ist aktuell ein wichtiger Bestandteil für die Erzeugung von beispielsweise Ammoniak oder Methanol. Beides sind Produkte mit hoher Bedeutung für die chemische Industrie. Aktuell führt ein hoher Erdgaspreis aufgrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine dazu, dass die Produktion von Ammoniak an einigen Standorten heruntergefahren beziehungsweise komplett gestoppt wird. Daher besteht ein großes wirtschaftliches Interesse an einem Ersatz des fossilen Rohstoffs. Allerdings wird es beispielsweise für die Ammoniakproduktion auf Basis von Wasserelektrolyse gegenüber der fossilen Erdgasroute noch bis nach 2040 dauern, bis eine Kostenparität selbst auf Basis der Vor-Kriegs-Preise (Angriffskrieg auf die Ukraine) erreicht wird.^[1]

Versorgungssicherheit

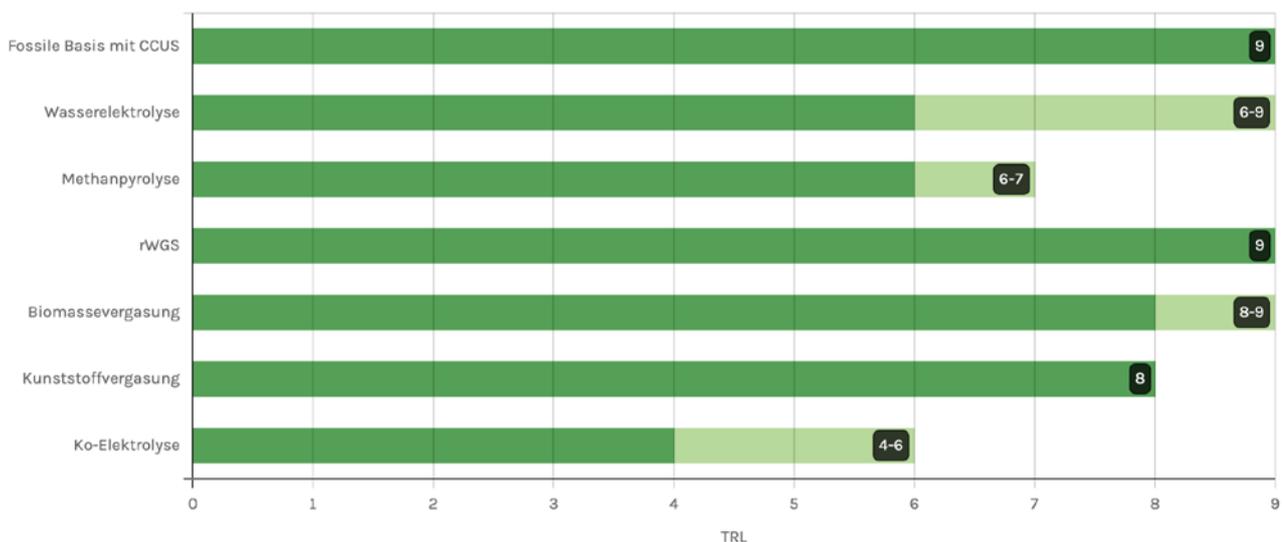
Im Rahmen vieler Studien werden alternative Prozesswege zu den konventionellen fossilen Routen aufgezeigt, die Wasserstoff oder Synthesegas benötigen, beispielsweise Fischer-Tropsch Synthese oder Methanol-to-X Routen. Daher ist die Defossilisierung der Wasserstoff- und Synthesegaserzeugung elementar für die Resilienz und Versorgungssicherheit der H₂-Wirtschaft, wenn Deutschland zumindest einen Teil der Rohstoffbasis weiter selbst erzeugen möchte.

Technologiereifegrad

- › Fossile Wasserstofferzeugung inklusive CO₂-Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS): TRL 9, da industriell eingesetzt.
- › Wasserstofferzeugung über Wasserelektrolyse: Einige Technologien werden bereits mit TRL 9 eingestuft oder werden es zeitnah erreichen, beispielsweise die alkalische Elektrolyse (AEL) oder Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEM).^{[1][6]}
- › Wasserstofferzeugung über Methanpyrolyse: Die Methanpyrolyse wird mit einem TRL 6–7^{[35][36]} eingestuft und eine Einsatzreife wird zwischen 2030^[36] und 2040^[1] erwartet.
- › reverse Wassergas-Shift(rWGS)-Reaktion zur Synthesegaserzeugung: Die rWGS-Reaktion besitzt die nötige Technologiereife, um im industriellen Umfeld eingesetzt zu werden. Daher wird sie mit TRL 9 eingestuft.^[37]
- › Vergasung von Biomasse zur Synthesegaserzeugung: Das Erreichen eines TRL 9 wird bis 2025 erwartet.^[1]
- › Vergasung von Kunststoffabfällen zur Synthesegaserzeugung: Das Erreichen eines TRL 9 wird bis 2030 erwartet.^[1]
- › Ko-Elektrolyse zur Synthesegaserzeugung: Das TRL befindet sich aktuell auf einem mittleren Niveau (TRL 4 bis 6).^[30]
- › Alternative Technologien, etwa Solarthermochemie oder Photokatalyse: Ausreichende technologische Reifen (TRL 9) werden erst in 15 Jahren erwartet.^[1]

TRL

für verschiedene Wasserstoff- und Synthesegaserzeugungstechnologien





Wasserstoffbedarfe

Die aktuellen Wasserstoffbedarfe der chemischen Industrie liegen bei etwa 37 Terawattstunden (1,1 Millionen Tonnen) und werden auch zukünftig gedeckt werden müssen. Perspektivisch wird insbesondere durch die CO₂-basierte Synthesegas-erzeugung eine Steigerung des Wasserstoffbedarfs folgen.

Minderungspotential

Die chemische Industrie verantwortet direkte Prozessemissionen und energetische Emissionen (Scope 1) von etwa 33 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr.

Perspektivisch führt eine Wasserstoffherzeugung über Elektrolyse zu einem Wegfall der rohstoffbedingten und prozessbedingten CO₂-Emissionen – unter der Annahme, dass der Strommix weiter auf erneuerbare Energien umgestellt wird. Für die Synthesegas-erzeugung können darüber hinaus bilanziell negative CO₂-Emissionen generiert werden, wenn CO₂ aus der Atmosphäre abgeschieden wird (beispielsweise über Direct Air Capture) und mit entsprechendem Elektrolysewasserstoff umgesetzt wird (und am Ende keine energetische Verwertung des Produkts erfolgt). Aber auch hier steht und fällt die Emissionsreduktion mit der Defossilisierung des Stromsystems.

Akteur*innen

> Chemische Industrie

RELEVANTE PROJEKTE

- > Kopernikus P2X: unter anderem Forschung an Elektrolyse und Ko-Elektrolyse
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/>
- > H₂Giga: unter anderem Skalierung der Elektrolyseherstellung
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2giga>
- > CO₂-WIN Konsortium, beispielsweise
die Projekte PlasCO₂ oder HTCoEL für die Synthesegas-erzeugung
<https://co2-utilization.net/de/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.



MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringerung

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber den konventionellen Standardprozessen (Benchmarks) oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert und somit die Markteinführung der alternativen Produkte unterstützt werden.

Methanol

Methanol ist eine wichtige Chemikalie, die im großen Maßstab erzeugt wird. Im Jahr 2021 wurden allein in Deutschland etwa 1,36 Millionen Tonnen Methanol hergestellt.^[3] Methanol wird eine wichtige Rolle im Zusammenhang mit der Defossilisierung der chemischen Industrie, aber auch der Raffinerien beigemessen, da es als Plattformchemikalie in unterschiedlichen Prozessen fossile Rohstoffe ersetzen kann (Methanol-to-Olefines / Methanol-to-Aromatics / Methanol-to-Gasoline / Methanol-to-Jet).

Die Methanolsynthese erfolgt aus einem Synthesegas (CO+H₂), das heute noch aus fossilen Rohstoffen erzeugt wird (etwa Erdgas oder Schweröl), in Zukunft aber defossilisiert werden muss.

Zur Substitution der Schweröl- oder Erdgas-basierten Synthesegaserzeugung bieten sich verschiedene Möglichkeiten an, beispielsweise die Vergasung von Biomasse oder Kunststoffen, Ko-Elektrolyse oder CO₂-neutraler/erneuerbarer Wasserstoff für die reverse Wassergas-Shift(rWGS)-Reaktion mit abgeschiedenem CO₂. Im Folgenden wird auf die rWGS-basierte alternative Methanolerzeugung eingegangen. Die anderen Optionen werden als alternativen Synthesegaserzeugung beschrieben.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



> Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- › Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- › Ausreichende Mengen an Wasserstoff und CO₂ für die eigene Erzeugung müssen vorhanden sein.
- › Bestehende Methanolproduktionsanlagen müssen entsprechend umgerüstet oder neue Produktionsanlagen aufgebaut werden.
- › Die Technologiereife für einen industriellen Einsatz von komplett integrierten, elektrolysebasierten Anlagen muss erreicht werden.

Folgen

- Wenn die Methanolerzeugung auf Grundlage der Wasserelektrolyse betrieben wird,
- › dann werden für die Bereitstellung des Elektrolysewasserstoffs hohe Strombedarfe anfallen.

Ökonomische Aspekte

Laut Studien werden die Kosten für die konventionelle Methanolerzeugung aktuell mit etwa 400 Euro pro Tonne Methanol eingepreist.^{[1] [65]} Im Vergleich dazu werden elektrolysebasierte Anlagen mit etwa 200 Euro pro Tonne Methanol zuzüglich der Investitionskosten für Elektrolyseure von aktuell etwa 8.000 Euro pro Tonne Wasserstoff, dies entspricht etwa 1.500 Euro pro Kilowatt, veranschlagt. Zusätzlich wurde die Annahme einer linearen Kostendegression bis 2050 auf 2.000 Euro pro Tonne getroffen.^[1] Unter Berücksichtigung der Betriebskosten (fünf Prozent der Investitionskosten) würde sich eine Kostenparität gegenüber bestehenden, konventionellen Methanol-erzeugungsanlagen (erdgasbasiert) unter diesen Annahmen erst ab 2048 einstellen.^[1]

Auch in^[64] wurden die Methanolerzeugungskosten auf Basis von Elektrolysewasserstoff abgeschätzt. Bei Strompreisen für erneuerbare Energien von 1 bis 5 Cent pro Kilowattstunde und Betriebsstunden zwischen 3.000 und 7.000 Stunden pro Jahr belaufen sich die Methanolerzeugungskosten auf 290 bis etwa 830 Euro pro Tonne Methanol (5,20 - 14,75 Cent pro Kilowattstunde) unter Verwendung von CO₂ aus einer Punktquelle.^[64] Beim Einsatz von CO₂, welches beispielsweise aus der Luft abgeschieden wird, könnten die Kosten sogar auf bis zu 1.740 Euro pro Tonne Methanol (31 Cent pro Kilowattstunde) steigen.^[67]

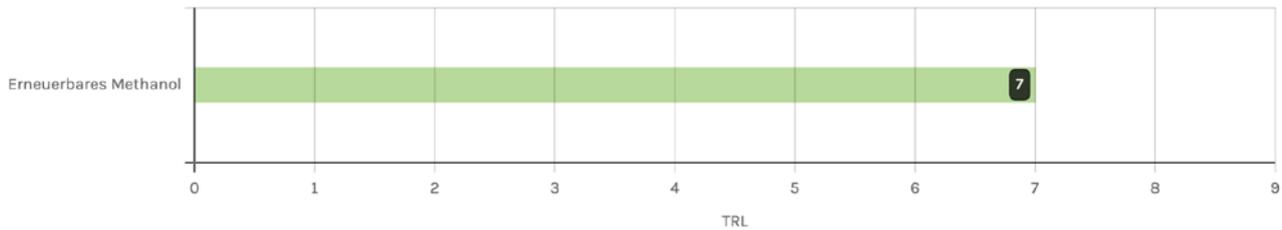
Versorgungssicherheit

Methanol ist eine wichtige Plattformchemikalie, deren Nachfrage durch zusätzliche Anwendungen voraussichtlich noch weiter steigen wird, beispielsweise durch Methanol-to-Olefines-Prozesse. Dadurch spielt die Methanolerzeugung eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit in Deutschland. Als flüssige Grundchemikalie lässt sich Methanol zudem gut transportieren und kommt somit auch als Importprodukt infrage. Durch den Ersatz fossiler Rohstoffe kann der Einsatz von Methanol als Plattformchemikalie zu einer Resilienz beitragen.

Technologiereifegrad

TRL

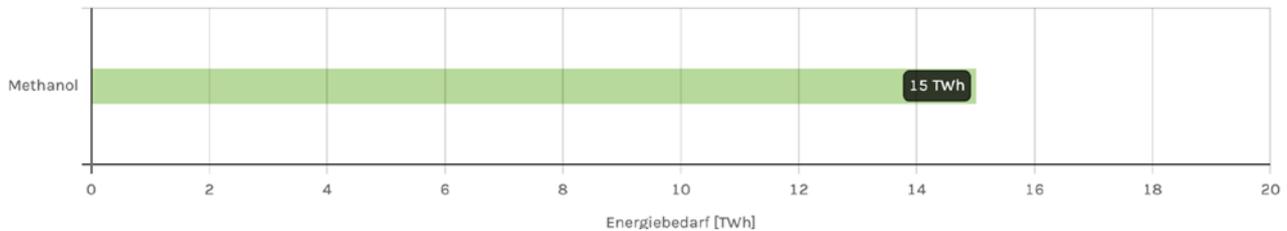
für elektrolysewasserstoffbasierte Erzeugung Methanols. Die einzelnen Prozessschritte sind industriell verfügbar. Das TRL der elektrolysewasserstoffbasierten Methanolerzeugung wird mit 7 angegeben.^[64] Das Erreichen eines TRL 9 wird bis 2030/2035 angenommen.^{[1][6]}



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in TWh

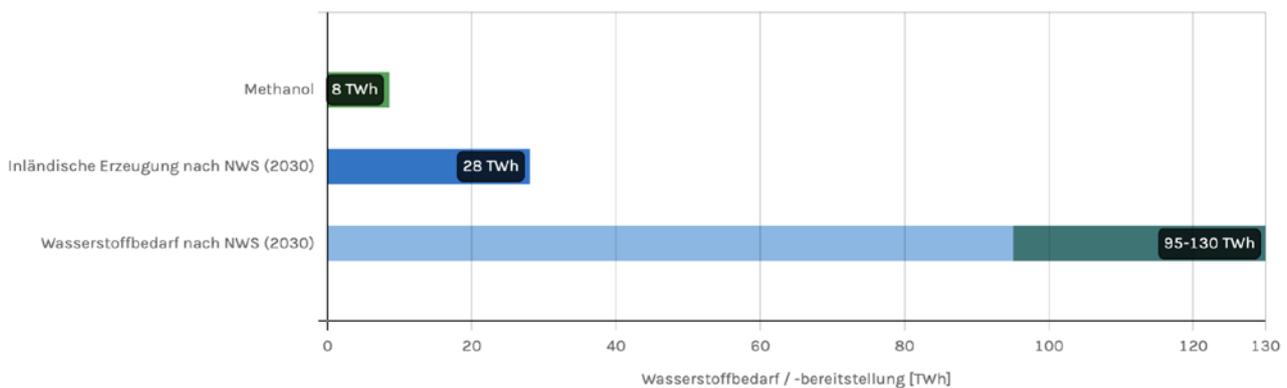
Der Gesamtenergiebedarf des Prozesses wird mit 11 Megawattstunden pro Tonne Methanol angegeben. Die Wasserelektrolyse macht dabei etwa 85% des Energiebedarfs aus.^[1] Für 1,36 Millionen Tonnen Methanol, die aktuell in Deutschland hergestellt werden, entspräche dies einem Energiebedarf von 15 Terawattstunden.



Wasserstoffbedarfe

Wasserstoffbedarf für die Methanolproduktion in Terawattstunden

und Vergleich mit Wasserstoffbedarfen für die Produktion anderer Grundchemikalien, den nationalen Wasserstoffbedarfen sowie Erzeugungskapazitäten. Die H₂-Bedarfe für Methanol entsprechen dem stöchiometrischen Bedarf auf Basis der aktuellen, deutschen Produktionsmengen.



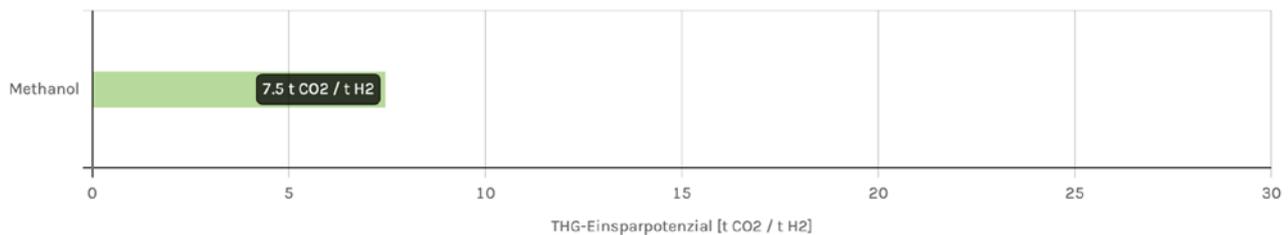
Der stöchiometrische Wasserstoffbedarf für die Methanolerzeugung beträgt 187,5 Kilogramm Wasserstoff pro Tonne Methanol. Für die Erzeugung der Methanolmenge in Deutschland, basierend auf den Werten von 2021 (1,36 Millionen Tonnen), würden somit etwa 0,255 Millionen Tonnen Wasserstoff (8,5 Terawattstunden) benötigt. Dies entspricht einem Strombedarf von etwa 12,1 Terawattstunden bezogen auf den Heizwert bei einer angenommenen Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent.

Zusätzlich bedarf es für die Umstellung auf Wasserelektrolyse auch CO₂-Quellen. Hier fällt ein stöchiometrischer CO₂-Bedarf von 1,37 Tonnen CO₂ pro Tonne Methanol an.^[1] Bei einer vollständigen Umstellung bezogen auf die Methanolmenge von 2021 entspricht dies einem CO₂-Bedarf von 1,86 Millionen Tonnen.

Minderungspotential

Treibhausgas-minderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Durch den Einsatz einer Tonne H₂ könnten stöchiometrisch 7,45 Tonnen CO₂ (entspricht 0,22 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂) bei der Methanolerzeugung eingespart werden. Dabei wurden Prozessemissionen der konventionellen Methanolsynthese (erdgasbasiert) in Höhe von 1,397 Tonnen CO₂ pro Tonne Methanol berücksichtigt.^[1]



Unter Annahme einer vollständigen Implementierung der Wasserelektrolysebasierten Methanolerzeugung sowie eines defossilisierten Strommixes könnten Einsparungen von 2,23 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr erreicht werden.^[1]

Akteur*innen

- > Chemische Industrie
- > Raffinerien

RELEVANTE PROJEKTE

- > Carbon2Chem®
<https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/carbon2chem.php>



MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.

MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringerung

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber den konventionellen Standardprozessen (Benchmarks) oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert und somit die Markteinführung der alternativen Produkte unterstützt werden.

Handlungsoptionen Ersatz fossiler Rohstoffe

Olefine/Methanol-to-Olefines

Olefine sind Kohlenwasserstoffe, etwa Ethylen oder Propylen, die unter anderem wichtige Ausgangsstoffe für die Kunststoffherzeugung sind. Im Jahr 2021 wurden in Deutschland etwa 5,19 Millionen Tonnen Ethylen und 3,55 Millionen Tonnen Propylen über Steamcracking aus fossilem Naphtha erzeugt.^[3]

Methanol-to-X Prozesse sind eine Möglichkeit, fossile Rohstoffe zu ersetzen. Das Konzept basiert auf dem Prozess der Firma Mobil. Hierbei wird Methanol, idealerweise klimafreundlich über Wasserstoff und CO₂ erzeugt, zu verschiedenen Produkten umgesetzt, zum Beispiel Kraftstofffraktionen oder Aromaten. Ausschlaggebend sind hierfür die Wahl des Katalysators sowie die Prozessbedingungen. Über Methanol-to-Olefines-Prozesse (MtO) können Olefine wie Propylen oder eine Ethylen/Propylen-Mischung erzeugt werden.^{[1][20][21][24]}

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



› Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- › Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- › Methanol muss in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen.
- › Ein Aufbau von Infrastrukturen (Versorgung mit CO₂ und H₂ sowie Strom) sowie Produktionsanlagen muss erfolgen.

Vorteile

- › Die MtO-Route ist im Gegensatz zur klassischen Erzeugung von Olefinen unabhängig von einem chemischen Industriestandort mit Cracker, somit also lokal ungebunden und kann an logistisch günstigen und ressourcenreichen (Strom, CO₂, Wasser) Standorten errichtet werden.
- › Die Erzeugung von stark nachgefragten Olefinen wie Propylen oder Ethylen/Propylen ist fossilfrei über MtO-Prozesse möglich.
- › MtO ist eine ausgereifte Technologie, die industriell bereits erprobt ist. MtO steht damit bereits als Alternative zur Cracker-Route zur Verfügung.

Nachteile

- › Es sind Nutzungskonkurrenzen von Methanolanwendungen bei begrenzter Methanolverfügbarkeit möglich, beispielsweise zwischen den Methanol-to-X Routen.
- › Es besteht die Gefahr der Abwanderung von nationalen Methanol-Produktionskapazitäten an Orte mit besseren Standortbedingungen.
- › Über MtO ist Ethylen aktuell nur als Gemisch mit Propylen verfügbar. Dadurch fällt ein zusätzlicher Energieaufwand bei der Aufreinigung des Ethylen-/Propylen-Gemisches an.

Folgen

Wenn MtO-Prozesse eingesetzt werden,

- › dann werden die Methanolbedarfe deutlich steigen.
- › dann kann es zu einer Verlagerung der Methanolproduktion an Orte mit guten Standortbedingungen kommen, wodurch neue Wertschöpfungsketten entstehen könnten.
- › dann kann Methanol aus dem Ausland importiert und in Deutschland veredelt werden. Dadurch kann die energieintensive Methanolerzeugung an Sweetspots mit guten Standortbedingungen ausgelagert werden.

Ökonomische Aspekte

Im Jahr 2021 wurden in Deutschland 5,19 Millionen Tonnen Ethylen und 3,55 Millionen Tonnen Propylen erzeugt.^[3] Im Jahr 2019 wurden Ethylen für etwa 1.000 Euro pro Tonne und Propylen für 915 Euro pro Tonne gehandelt.^[31] Der Preis ist insbesondere abhängig vom Rohölpreis und der Nachfrage. Allein in Deutschland beträgt das Marktvolumen etwa 8,5 Milliarden Euro.

In Abhängigkeit der Erzeugungskosten für Methanol (300 bis 650 Euro pro Tonne Methanol) ergeben sich Produktionskosten von 680 bis 1450 Euro pro Tonne Ethylen oder Propylen über MtO.^[64] Im Vergleich hierzu werden die Kosten der konventionellen Naphtha-Aufarbeitung zur Erzeugung von Olefinen mit 816 Euro pro Tonne Ethylen/Propylen angegeben.^[65]

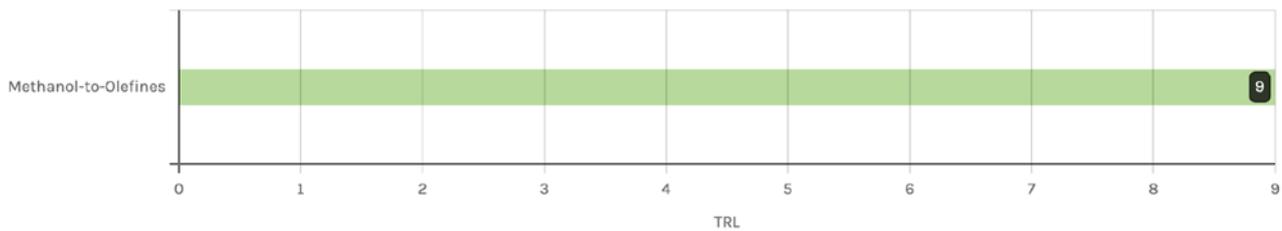
Versorgungssicherheit

Olefine spielen eine wesentliche Rolle als Ausgangsstoffe in der chemischen Industrie und sind daher aus dieser nicht wegzudenken. Insbesondere die Polymerindustrie ist auf die Verfügbarkeit von Ethylen oder Propylen angewiesen. Die Erzeugnisse der Polymerindustrie sind wiederum wichtige Komponenten in anderen Industrien, beispielsweise Kunststoffe in der Automobilindustrie. Daher spielen MtO-Prozesse eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit in Deutschland.

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für die Methanol-to-Olefine-Route ist 9, da sie bspw. in China auf Basis von Synthesegas aus der Kohlevergasung bereits großindustriell eingesetzt wird.



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in TWh

Der Energiebedarf der MtO-Prozesskette liegt bei 26,5 MWh / t. Der Energieaufwand der MtO-Reaktion macht dabei nur etwa 1,4 Megawattstunden pro Tonne Olefine aus.^{[1][64]} Für 8,74 Millionen Tonnen Ethylen und Propylen, die aktuell in Deutschland hergestellt werden, entspräche dies einem Energiebedarf von 232 Terawattstunden für die rein MtO-basierten Prozessketten.



Wasserstoffbedarfe

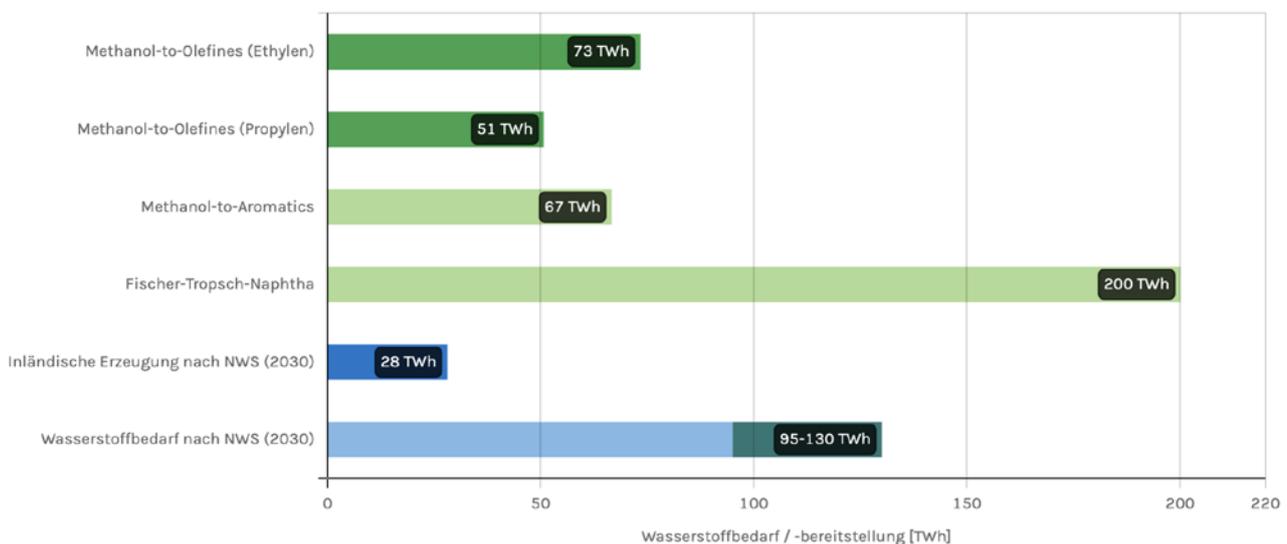
Die Berechnungen erfolgen unter der Annahme, dass die aktuellen Bedarfe an Ethylen oder Propylen rein über MtO-Prozesse bereitgestellt werden und dass es sich um stöchiometrische Umsetzungen handelt. Zusätzlich wird angenommen, dass sämtliches Methanol ausgehend von CO₂ und Elektrolysewasserstoff bereitgestellt wird. Der Wasserstoffbedarf ergibt sich somit aus der Menge Methanol, welche eingesetzt wird, um Ethylen oder Propylen herzustellen.

Unter diesen Annahmen würden etwa 2,2 Millionen Tonnen H₂ (etwa 73,3 Terawattstunden bezogen auf den Heizwert) für die Erzeugung der 5,19 Millionen Tonnen Ethylen anfallen. Dies entspräche einem Strombedarf von 105,8 Terawattstunden unter Annahme einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent.

Für die Erzeugung der 3,55 Millionen Tonnen Propylen im Rahmen der MtO-Prozesse würden stöchiometrisch 1,52 Millionen Tonnen H₂ (50,6 Terawattstunden bezogen auf den Heizwert) anfallen. Dies entspräche einem Strombedarf von 72,4 Terawattstunden unter Annahme einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent.

Wasserstoffbedarf für die Olefinproduktion in Terawattstunden

im Vergleich mit anderen Technologien zum Ersatz fossiler Rohstoffe sowie mit nationalen Wasserstoffbedarfen und Erzeugungskapazitäten. In die Abschätzung der H₂-Bedarfe für die einzelnen Technologien sind unterschiedliche Annahmen eingeflossen: Der berechnete H₂-Bedarf für Naphtha entspricht der Wasserstoffmenge, die benötigt werden würde, wenn die aktuellen Bedarfe an Naphtha über Fischer-Tropsch-Synthese bereitgestellt würden. Im Gegensatz hierzu entspricht der Wasserstoffbedarf der Optionen Olefine (Methanol-to-Olefines) und Aromaten (Methanol-to-Aromatics) dem stöchiometrischen Wasserstoffbedarf, der anfallen würde, wenn die Produktion bestimmter Olefine (Ethylen/Propylen) und Aromaten (Benzol, Toluol und Xylol) komplett auf die Methanol-basierte Produktion umgestellt werden würde. Daher sind die H₂-Bedarfe für FT-Naphtha und die Methanol-basierten Routen als Maximalwerte zu verstehen, deren Höhe in Abhängigkeit des Einsatzes der jeweils anderen Route abnehmen kann.



Minderungspotential

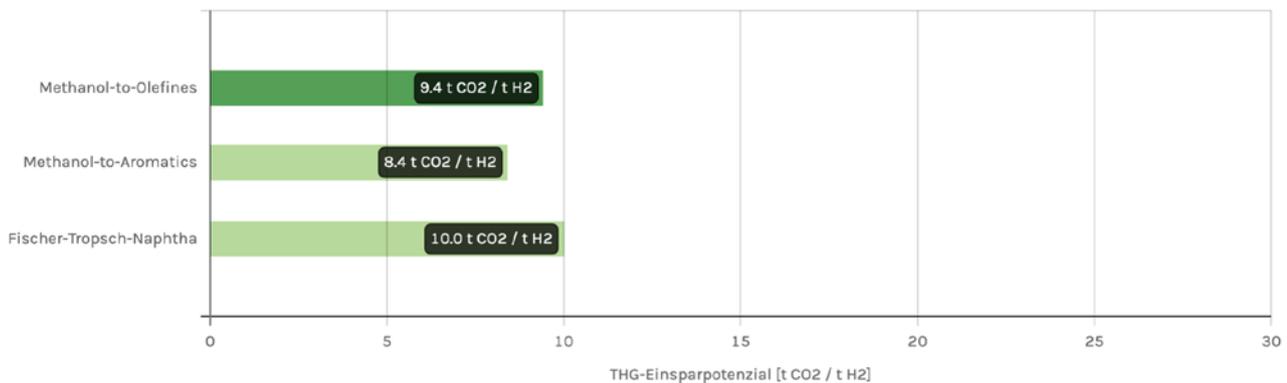
Im klassischen Prozess über Steamcracking von fossilem Naphtha fallen prozessbedingt 0,87 Tonnen CO₂ pro Tonne High-Value Chemical (HVC) an.^[1] Ethylen und Propylen verursachen daher gemeinschaftlich etwa 7,6 Millionen Tonnen prozessbedingte CO₂-Emissionen pro Jahr.

Durch den Einsatz der MtO-Route kann das Steamcracken von Naphtha im thermischen/elektrischen Cracker zur Bereitstellung von Olefinen vermieden werden. Zusätzlich erfolgt eine Einsparung durch den Einsatz von CO₂ als Ausgangsstoff für die Methanolerzeugung.

Das Minderungspotential, unter Annahme eines erneuerbaren Wasserstoffs und abgeschiedenen CO₂ aus der Luft, beläuft sich auf bis zu 9,4 Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff (entspricht 0,28 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂), wenn am Lebensende keine Verbrennung der Olefine erfolgt.

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Durch den Einsatz der MtO-Route kann das Steamcracken von Naphtha im thermischen/elektrischen Cracker zur Bereitstellung von Olefinen vermieden werden. Zusätzlich erfolgt eine Einsparung durch den Einsatz von CO₂ als Ausgangsstoff für die Methanolerzeugung. Das Minderungspotenzial, unter Annahme eines erneuerbaren Wasserstoffs und abgeschiedenen CO₂ aus der Luft, beläuft sich auf bis zu 9,4 Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff (entspricht 0,28 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂), wenn am Lebensende keine Verbrennung der Olefine erfolgt.



Akteur*innen

- > Chemische Industrie
- > Raffinerien

RELEVANTE PROJEKTE

- > Carbon2Chem®
<https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/carbon2chem.php>
- > ProMet: Einstufige Direktsynthese von Methanol aus CO₂ und H₂ mittels Elektrolyse, um Methanol im Methanol-to-Propylen Prozess einzusetzen.
<https://co2-utilization.net/de/projekte/elektro-und-photokatalyse/promet/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.



MASSNAHME

> Kostenverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

Aromaten / Methanol-to-Aromatics

Aromatische Kohlenwasserstoffe werden beispielsweise als Bestandteile von Polymeren oder als Inhaltsstoffe von Kosmetika eingesetzt. Die bekanntesten Vertreter sind Benzol, Toluol und Xylol (auch bekannt als BTX). In Deutschland werden jährlich etwa 1,58 Millionen Tonnen Benzol, 0,57 Millionen Tonnen Toluol (beide Stand 2021) und 0,39 Millionen Tonnen Xylol (Stand 2019) über katalytisches Reforming von fossilen Naphthafraktionen erzeugt.^{[3][23]}

Methanol-to-X Prozesse sind eine Möglichkeit, fossile Rohstoffe zu ersetzen. Das Konzept basiert auf dem Prozess der Firma Mobil. Hierbei wird Methanol – idealerweise klimafreundlich über Wasserstoff und CO₂ – erzeugt, zu verschiedenen Produkten umgesetzt, zum Beispiel Kraftstofffraktionen oder Olefinen. Ausschlaggebend sind hierfür die Wahl des Katalysators sowie die Prozessbedingungen. Über Methanol-to-Aromatics-Prozesse (MtA) können Aromaten erzeugt werden.^{[1][20][21][22][24]} Die Ausbeute an BTX über MtA liegt aktuell bei bis zu 56 Prozent. Dies ergibt sich aus der Umsetzung des Methanols von 90 bis 100 Prozent und einer Ausbeute an Aromaten von 60 bis 70 Prozent. Davon machen BTX etwa 80 Prozent aus.^{[1][64]}

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



> Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- > Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- > Methanol muss in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen.
- > Ein Aufbau von Infrastrukturen (Versorgung mit CO₂ und H₂ sowie Strom) sowie Produktionsanlagen muss erfolgen.
- > MtA muss technologisch ausgereift sein.



Vorteile

- › Über MtA können Aromaten bei gleichzeitiger Substitution von fossilem Naphtha hergestellt werden.
- › Es ergibt sich ein CO₂-Minderungspotenzial durch die Vermeidung energetischer Emissionen beim Cracking sowie Einsparungen durch die Verwendung von CO₂ als Rohstoff anstelle einer fossilen Kohlenstoffquelle.
- › Es ist keine Bindung der Produktionsanlage an vorhandene Verbundstrukturen mit einem Steamcracker zur Aufarbeitung des Naphthas nötig.

Nachteile

- › Es sind Nutzungskonkurrenzen von Methanolanwendungen bei begrenzter Methanolverfügbarkeit möglich, beispielsweise zwischen den Methanol-to-X-Routen.

Folgen

Wenn MtA eingesetzt wird,

- › dann werden hohe Strombedarfe anfallen, um die nötigen Wasserstoffmengen für eine nachhaltige Methanolproduktion bereitzustellen.
- › dann kann die Aromatenherstellung defossilisiert werden, da sie unter anderem ohne fossiles Naphtha auskommt
- › dann kann Methanol aus dem Ausland importiert und in Deutschland veredelt werden. Dadurch kann die energieintensive Methanolerzeugung an Erzeugungsorte mit guten Standortbedingungen ausgelagert werden.

Ökonomische Aspekte

Aromaten zählen zu den High-Value Chemical (HVC). In 2019 wurde Benzol zu einem Preis von etwa 615 Euro pro Tonne, Xylol von etwa 850 Euro pro Tonne (beide Stand 2019) und Toluol von etwa 500 Euro pro Tonne (Stand 2021) gehandelt.^[31] Somit ergibt sich ein Marktvolumen für BTX von ungefähr 1,6 Milliarden Euro allein in Deutschland.

In Abhängigkeit der Erzeugungskosten für Methanol (300 bis 650 Euro pro Tonne Methanol) ergeben sich Produktionskosten von 1.300 bis 2.800 Euro pro Tonne BTX über MtA. Im Vergleich zur konventionellen, fossilbasierten Erzeugung liegen die Kosten der BTX-Produktion über MtA bis zu einem Faktor 3 darüber.^[64]

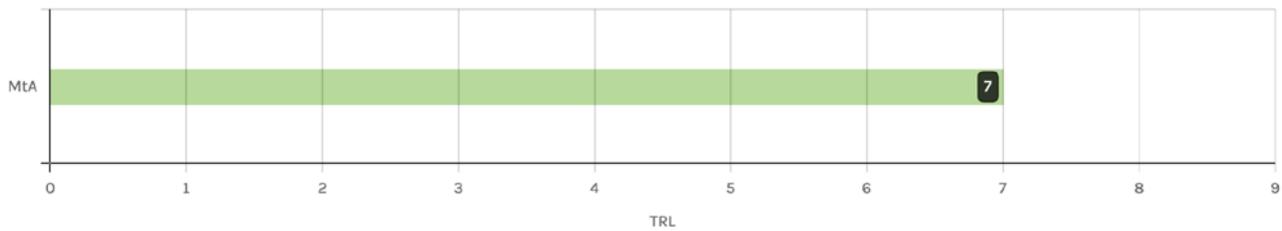
Versorgungssicherheit

Aromaten haben aufgrund ihrer Eigenschaften vielfältige Anwendungszwecke unter anderem als Lösemittel, in Kunst- und Klebstoffen sowie Lacken, in Polymeren und als Komponenten von Kraftstoffen.

Technologiereifegrad

TRL

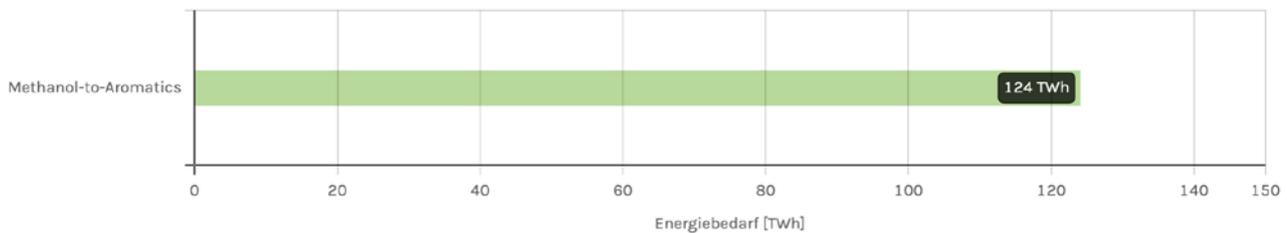
Der Technologiereifegrad für die Methanol-to-Aromatics-Route liegt bei 7.^[1] Es wird erwartet, dass ein TRL von 9 bis 2030 erreicht wird.^[12]



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in TWh

Der Energiebedarf der gesamten Prozesskette über MtA wird mit 48,9 Megawattstunden pro Tonne Aromaten angegeben.^[1] Davon entfallen nur etwa 1,4 Megawattstunden pro Tonne BTX auf den MtA-Prozess. Der restliche Energiebedarf entfällt auf die Methanolerzeugung.^[64] Bezogen auf die heutigen Bedarfe an BTX ergäbe sich somit ein Gesamtenergiebedarf von etwa 124 Terawattstunden bei einer reinen Umstellung der BTX-Produktion auf MtA.

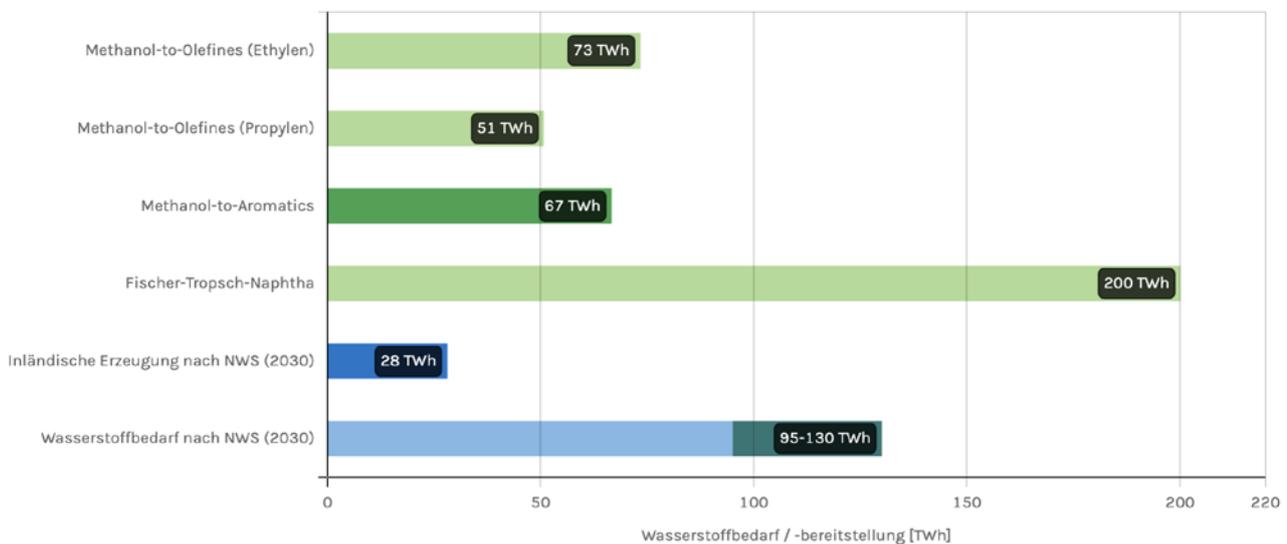


Wasserstoffbedarfe

Die Wasserstoffbedarfe für die Erzeugung von Aromaten aus Methanol ergeben sich aus der Menge an Methanol, die für den MtA-Prozess benötigt wird. Stöchiometrisch werden etwa 4,3 Tonnen Methanol je Tonne Aromaten benötigt.^[1] Bei Annahme einer vollständigen Bedienung der bestehenden Erzeugungsmengen für BTX (circa 2,5 Millionen Tonnen) ergibt sich somit ein Wasserstoffbedarf von etwa 2 Millionen Tonnen (66,6 Terawattstunden). Dies entspricht einem Strombedarf von etwa 97,5 Terawattstunden bezogen auf den Heizwert und unter Berücksichtigung einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent.

Wasserstoffbedarf für die Aromatenproduktion in Terawattstunden

im Vergleich mit anderen Technologien zum Ersatz fossiler Rohstoffe sowie mit nationalen Wasserstoffbedarfen und Erzeugungskapazitäten. In die Abschätzung der H₂-Bedarfe für die einzelnen Technologien sind unterschiedliche Annahmen eingeflossen: Der berechnete H₂-Bedarf für Naphtha entspricht der Wasserstoffmenge, die benötigt werden würde, wenn die aktuellen Bedarfe an Naphtha über Fischer-Tropsch-Synthese bereitgestellt würden. Im Gegensatz hierzu entspricht der Wasserstoffbedarf der Optionen Olefine (Methanol-to-Olefines) und Aromaten (Methanol-to-Aromatics) dem stöchiometrischen Wasserstoffbedarf, der anfallen würde, wenn die Produktion bestimmter Olefine (Ethylen/Propylen) und Aromaten (Benzol, Toluol und Xylol) komplett auf die Methanol-basierte Produktion umgestellt werden würde. Daher sind die H₂-Bedarfe für FT-Naphtha und die Methanol-basierten Routen als Maximalwerte zu verstehen, deren Höhe in Abhängigkeit des Einsatzes der jeweils anderen Route abnehmen kann.

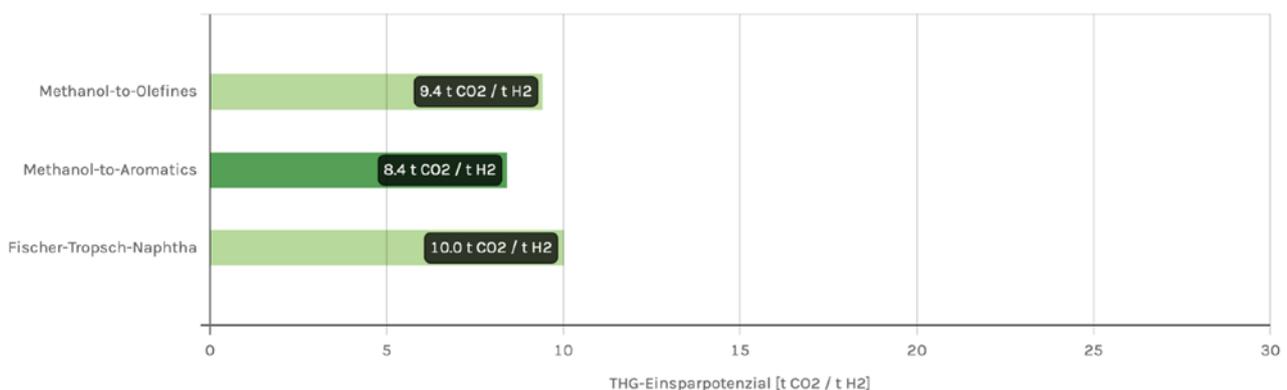


Minderungspotential

In der klassischen Aufarbeitung von Naphtha fallen energetisch 0,87 Tonnen CO₂ je Tonne HVC an.^[1] Basierend auf diesem Wert verursachen Benzol, Toluol und Xylol etwa 2,2 Millionen Tonnen energetische CO₂-Äquivalente pro Jahr.

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Der Einsatz von Wasserstoff zur Erzeugung von Methanol für die Aromatensynthese über MtA kann dazu beitragen, die energetischen Emissionen bei der Naphtha-Aufbereitung zu vermeiden. Hierdurch kann ein Minderungspotenzial von 1,1 Tonnen CO₂ pro Tonne eingesetzter H₂ (0,03 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂) erreicht werden. Werden die erzeugten Aromaten am Lebensende nicht verbrannt, kann zusätzlich ein Minderungspotenzial durch den Einsatz von CO₂ als Ausgangsstoff für die Methanolerzeugung erreicht werden. In diesem Fall könnte das Minderungspotenzial für die MtA-Route auf etwa 8,4 Tonnen CO₂ pro Tonne eingesetzter H₂ (entspricht 0,25 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂) ansteigen, wenn am Lebensende keine Verbrennung der Aromaten erfolgt.





Akteur*innen

- > Chemische Industrie
- > Raffinerien

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.

MASSNAHME

> Kostenverringern für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringern für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

Reverse Wassergas-Shift(rWGS)-Reaktion

Synthesegas, ein Gemisch aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff (CO + H₂), ist ein wichtiger Bestandteil bestehender und zukünftiger chemischer Produktionsketten, beispielsweise in der Methanolerzeugung oder der Fischer-Tropsch-Synthese. Es gibt verschiedene Optionen, Synthesegas (größtenteils) fossilfrei zu erzeugen. Ein wichtiger Bestandteil ist die reverse Wassergas-Shift(rWGS)-Reaktion. Bei dieser erfolgt eine Umsetzung von CO₂ mit Wasserstoff zu einem Synthesegas. Hier wird großes Potenzial für den Einsatz von CO₂-armem/erneuerbarem Wasserstoff gesehen.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- › Erneuerbarer Strom muss in ausreichenden Mengen und zu günstigen Preisen verfügbar sein.
- › Es muss Wasserstoff in ausreichenden Mengen vorhanden sein.
- › Es muss eine CO₂-Quelle vorhanden sein, beispielsweise eine industrielle Punktquelle oder eine Direct-Air-Capture(DAC)-Anlage.
- › Es bedarf entsprechender Infrastruktur (Gas- sowie Stromnetze).

Vorteile

- › Die rWGS-Reaktion ermöglicht die Verwertung von CO₂ als Rohstoff der chemischen Industrie im Rahmen einer Kreislaufwirtschaft.
- › Die rWGS-Reaktion ist industriell etabliert. Daher ist Expertise in der chemischen Industrie vorhanden.

Nachteile

- › Die rWGS-Reaktion läuft bei höheren Temperaturen effizienter ab. Bei Temperaturen zwischen 100 und 700 Grad Celsius ist allerdings Methan (CH₄) das ungewünschte Hauptprodukt. Daher müssen geeignete, teils kostspielige Katalysatoren eingesetzt werden, sodass die Reaktion CO und nicht CH₄ liefert.^[56]

Folgen

Wenn Synthesegas über die rWGS-Reaktion bereitgestellt wird,

- › dann steigt der H₂-Bedarf im Vergleich zu anderen Arten der Synthesegaserzeugung, insbesondere wenn ein verstärkter Umstieg weg von fossilen Rohstoffen erfolgt.

Ökonomische Aspekte

Es gibt vielfältige Möglichkeiten, die rWGS-Reaktion mit verschiedenen ausgestalteten Wertschöpfungsketten zu kombinieren, beispielsweise in der Methanolerzeugung oder Fischer-Tropsch-Synthese. Daher sind spezifische Aussagen schwer zu treffen und hängen vom jeweiligen Anwendungsfall ab. Allerdings wird die Rentabilität der rWGS-Reaktion maßgeblich von der Verfügbarkeit von kostengünstigem Wasserstoff beeinflusst.

Versorgungssicherheit

Synthesegas ist ein wichtiger Baustein für chemische Prozesse. Dabei hilft die rWGS-Reaktion CO₂ zu verwerten und gleichzeitig fossile Rohstoffe zu substituieren. Daher kann die rWGS-Reaktion einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, insbesondere durch die Ausnutzung heimischer CO₂-Quellen.

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für die Synthesegaserzeugung mittels rWGS-Reaktion beträgt 9.



Wasserstoffbedarfe

Stöchiometrisch können mit einem Kilogramm Wasserstoff 22 Kilogramm CO₂ zu CO reduziert werden.

Minderungspotential

Eine Emissionsreduktion wird durch die Vermeidung fossiler Rohstoffe sowie der Verwertung von CO₂ erreicht, sofern der benötigte Wasserstoff emissionsarm ist. Die Verwendung der aus dem Synthesegas erzeugten Produkte wirkt sich natürlich stark auf das jeweilige Minderungspotenzial aus.

Akteur*innen

> Chemische Industrie

RELEVANTE PROJEKTE

> Kopernikus P2X
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.



MASSNAHME

> Kostenverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen sind mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

Synthetisches Naphtha (Fischer Tropsch)

Fossiles Naphtha (Rohbenzin) ist der wichtigste Rohstoff der chemischen Industrie. Fossiles Naphtha wird, neben anderen Fraktionen wie beispielsweise Diesel oder Benzin, aktuell aus Erdöl in Raffinerieprozessen gewonnen. Ausgehend von Synthesegas (H₂ + CO) wird in der Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) in Abhängigkeit der Prozessparameter oder verwendeten Katalysatoren ein Produktgemisch, das sogenannte FT-Crude, erzeugt.^{[1][9]} Das unbehandelte FT-Crude beinhaltet im Wesentlichen eine Mischung aus Gasen und Chemierohstoffen (Rohbenzin beziehungsweise Naphtha, Kraftstoffe wie Benzin, Diesel und Kerosin sowie Weich- und Hartparaffine, also Öle und Wachse). Für die chemische Industrie ist vor allem die Naphtha-Fraktion von Bedeutung, welche nach Auftrennung und Aufarbeitung des FT-Crudes in die jeweiligen Fraktionen erhalten wird.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



> Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- > Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- > Es bedarf eines weiteren Aufbaus von Infrastrukturen (Gasnetze, beispielsweise für H₂ oder CO₂, aber auch Stromnetze).
- > Synthesegas oder die dafür benötigten CO₂-Quellen müssen in ausreichender Menge zur Verfügung stehen.
- > Es müssen hohe Mengen an H₂ für die Nutzung von rWGS zur Erzeugung des benötigten Synthesegases vorhanden sein. Daher sind Wasserstoffimporte eine notwendige Voraussetzung, da die prognostizierten Wasserstoffbedarfe die inländische Erzeugung signifikant übersteigen werden. Alternativ könnte auch ein Import von FT-Crude, hergestellt in Ländern mit guten Standortbedingungen für erneuerbare Energien, erfolgen.

Vorteile

- › Fossiles Naphtha kann substituiert werden. Damit werden Importabhängigkeiten bei Erdöl reduziert.
- › Die Weiternutzung bestehender Infrastrukturen ist möglich.
- › Die Erzeugung von synthetischem Naphtha bietet Abnahmesicherheit für große Mengen an erneuerbarem H₂ bei Nutzung von rWGS zur Synthesegaserzeugung sowie zur Aufarbeitung des FT-Crudes.
- › FT-Crude kann fossilem Crude beigemischt werden. Dies ermöglicht eine Abnahmegarantie bereits für kleinere Mengen FT-Crude.

Nachteile

- › Im Gegensatz zu fossilem Naphtha ist es nicht sicher, ob Aromaten über synthetisches Naphtha zugänglich sind, und falls ja, in welchen Mengen. Daher können alternative Wege der Aromatenerzeugung nötig werden.
- › Für eine Aufarbeitung von (FT-)Naphtha werden Cracker (thermisch oder elektrisch) benötigt. Daher wird eine Gefahr von Lock-in-Effekten bei der Weiterverwendung thermischer Steamcracker gesehen, denn alternative elektrische Cracker sind aktuell noch nicht industriell verfügbar. Ein Einsatz der elektrischen Cracker in industrieller Größenordnung ist somit noch mit Risiken behaftet.
- › Es ist keine reine Produktion von FT-Naphtha möglich. Es fällt immer nur eine Produktverteilung (FT-Crude) an, die energieintensiv aufgearbeitet werden muss. Dadurch werden oftmals nicht alle Fraktionen verwertet, was im Sinne einer Effizienzmaximierung zu vermeiden ist.

Folgen

Wenn synthetisches Naphtha verwendet wird,

- › dann können bestehende Infrastrukturen (vorübergehend) weitergenutzt werden.
- › dann kann Abnahmesicherheit für große Mengen an Wasserstoff im Rahmen der Erzeugung des FT-Naphthas geboten werden.
- › dann wird der Einsatz elektrischer Cracker eine wichtige Rolle bei der Defossilisierung spielen.

Ökonomische Aspekte

Im Frühjahr 2023 wurde fossiles Naphtha zu einem Preis von etwa 686 US-Dollar pro Tonne (etwa 643 Euro pro Tonne) gehandelt.^[32] Dementsprechend handelt es sich bei den aktuell benötigten Mengen (14,3 Millionen Tonnen) an fossilem Naphtha um Kosten für die chemische Industrie von mehr als 9 Milliarden Euro.

Dabei wird eine Kostenparität von synthetischem Naphtha gegenüber fossilem Naphtha erst weit nach 2050 erreicht. Eine Kostenparität von elektrischen gegenüber fossil betriebenen Crackern (noch nicht abgeschrieben) wird ab 2049 angenommen.^[1]

Beispielhaft wurden von ESYS die Kosten für den Import von FT-Naphtha mit dem Import von Erdöl verglichen. Unter den getroffenen Annahmen war der Wert für FT-Naphtha mehr als doppelt so hoch wie für den Erdölimport (12,5 bis 20 Cent pro Kilowattstunde gegenüber 6 bis 8,5 Cent pro Kilowattstunde).^[59]

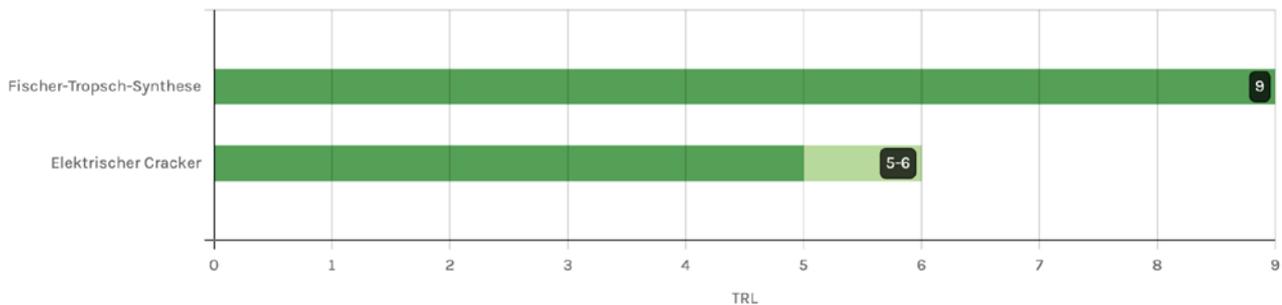
Versorgungssicherheit

(Synthetisches) Naphtha spielt eine elementare Rolle bei der Versorgungssicherheit beziehungsweise Resilienz. Viele chemische Prozessketten sind auf Kohlenstoff-basierte Ausgangsstoffe aus dem Cracken des Naphthas angewiesen, um wichtige Produkte für die Chemie und andere Industriezweige bereitzustellen.

Technologiereifegrad

TRL

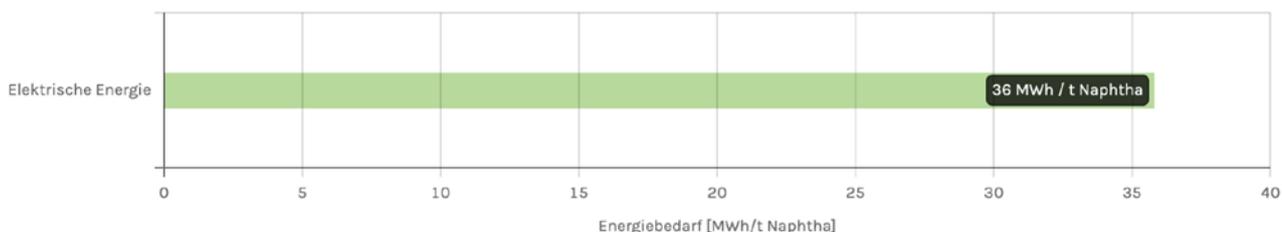
Der Technologiereifegrad für die Fischer-Tropsch-Synthese liegt bei 9,^[1] der für den elektrischen Cracker aktuell bei 5-6, da sich Pilotanlagen aktuell in der Demonstrationsphase befinden.^[27] Ein TRL von 9 wird ab circa 2040 erwartet.^[1]



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in MWh / Tonne Naphtha

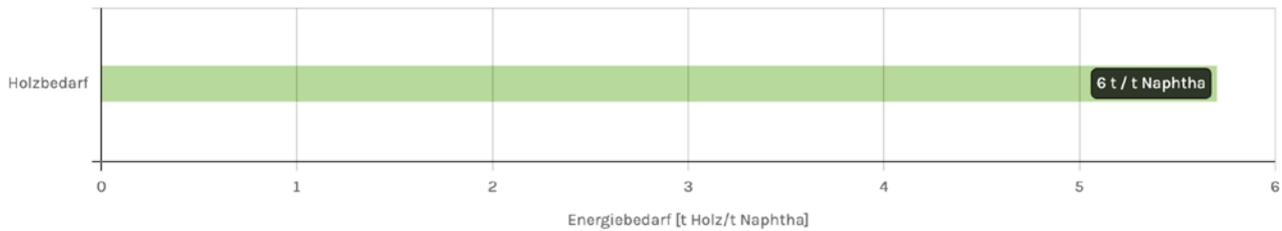
Der Gesamtbedarf an elektrischer Energie für die Fischer-Tropsch-Synthese mit Elektrolysewasserstoff beträgt 35,8 Megawattstunden pro Tonne Naphtha.^[1]



- › Die FT-Synthese mit Elektrolysewasserstoff (Synthesegaserzeugung über reverse Wassergas-Shift-Reaktion) hat einen Gesamtbedarf an elektrischer Energie von 35,8 Megawattstunden pro Tonne Naphtha.^[1]
- › Die Synthesegaserzeugung auf Basis von Holz zur Bereitstellung des Synthesegases benötigt 5,7 Tonnen Holz pro Tonne Naphtha.^[1]

Holzbedarf in Tonnen / Tonne Naphtha

Wird Synthesegas auf Basis von Holz gewonnen, werden 5,7 Tonnen Holz pro Tonne Naphtha benötigt.^[1]

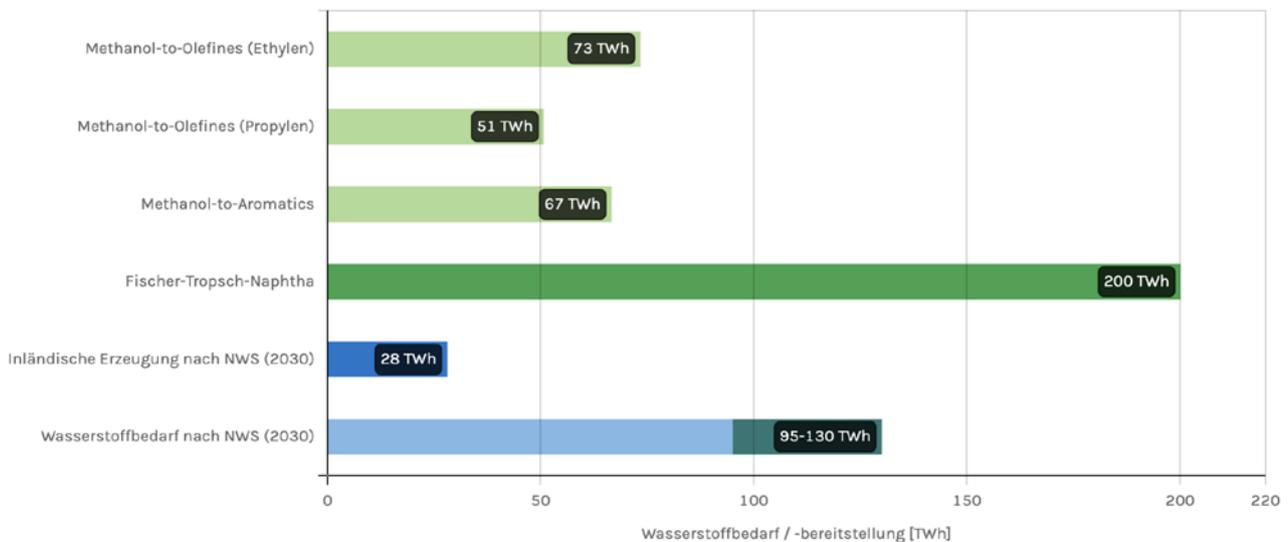


Wasserstoffbedarfe

Falls die aktuellen 14,3 Megatonnen Naphtha rein über Elektrolysewasserstoff und CO₂ ersetzt werden, würde ein Wasserstoffbedarf von etwa 6,12 Megatonnen H₂ (203,8 Terawattstunden) anfallen. Dies entspräche einem Strombedarf von etwa 291,5 Terawattstunden bezogen auf den Heizwert unter Annahme einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent.

Wasserstoffbedarf für die Naphthaproduktion in Terawattstunden

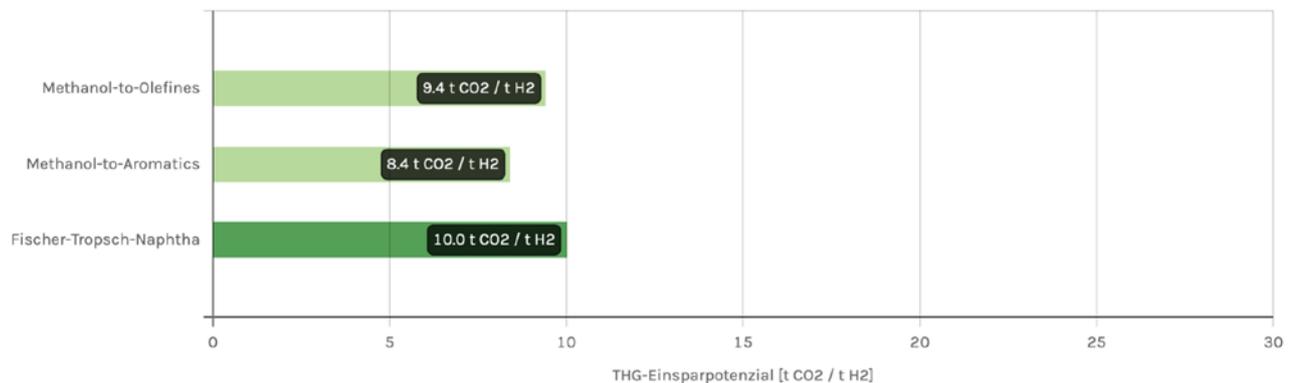
im Vergleich mit anderen Technologien zum Ersatz fossiler Rohstoffe sowie mit nationalen Wasserstoffbedarfen und Erzeugungskapazitäten. In die Abschätzung der H₂-Bedarfe für die einzelnen Technologien sind unterschiedliche Annahmen eingeflossen: Der berechnete H₂-Bedarf für Naphtha entspricht der Wasserstoffmenge, die benötigt werden würde, wenn die aktuellen Bedarfe an Naphtha über Fischer-Tropsch-Synthese bereitgestellt würden. Im Gegensatz hierzu entspricht der Wasserstoffbedarf der Optionen Olefine (Methanol-to-Olefines) und Aromaten (Methanol-to-Aromatics) dem stöchiometrischen Wasserstoffbedarf, der anfallen würde, wenn die Produktion bestimmter Olefine (Ethylen/Propylen) und Aromaten (Benzol, Toluol und Xylol) komplett auf die Methanol-basierte Produktion umgestellt werden würde. Daher sind die H₂-Bedarfe für FT-Naphtha und die Methanol-basierten Routen als Maximalwerte zu verstehen, deren Höhe in Abhängigkeit des Einsatzes der jeweils anderen Route abnehmen kann.



Minderungspotential

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Durch den Einsatz von synthetischem Naphtha können etwa 10 t CO₂ / t H₂ eingespart werden beziehungsweise 0,21 t CO₂ / MWh_{energetisch, LHV}^{[1][13]}



Aktuell resultieren die THG-Emissionen bei der Spaltung von Naphtha in fossil befeuerten Steamcracker aus den energetischen Emissionen (laut^[1] 0,87 Tonnen CO₂ pro Tonne HVC; Scope 1) sowie dem fossilen Kohlenstoffanteil in den Produkten (Scope 3). Überschlagen sind die High Value Chemicals (HVCs) Ethylen, Propylen, Benzol, Toluol und Xylol damit gemeinsam für etwa 9,8 Millionen Tonnen prozessbedingte CO₂-Emissionen (Scope 1) pro Jahr verantwortlich. Daher spielen elektrische Cracker perspektivisch eine wichtige Rolle.

Laut Szenarien^{[1][13]} können beim Einsatz von synthetischem Naphtha anstelle von erdölbasiertem Naphtha etwa 10 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂ (entspricht 0,30 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂) eingespart werden.

Auch die Nutzung von elektrischen Crackern kann unter der Annahme eines Strommixes, der rein auf erneuerbaren Energien beruht, zu einer Minimierung der prozessbedingten Emissionen (laut^[1] 0,87 Tonnen CO₂ pro Tonne HVC) führen. Es werden gegenüber der fossilen Referenz bereits ab 2035 geringere Emissionen erreicht, sofern technologisch ausgereifte elektrische Cracker zur Verfügung stehen.^[1]

Akteur*innen

- > Chemische Industrie
- > Raffinerien

RELEVANTE PROJEKTE

- > Kopernikus P2X
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.

MASSNAHME

> Kostenverringern für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringern für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber den konventionellen Standardprozessen (Benchmarks) oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert und somit die Markteinführung der alternativen Produkte unterstützt werden.

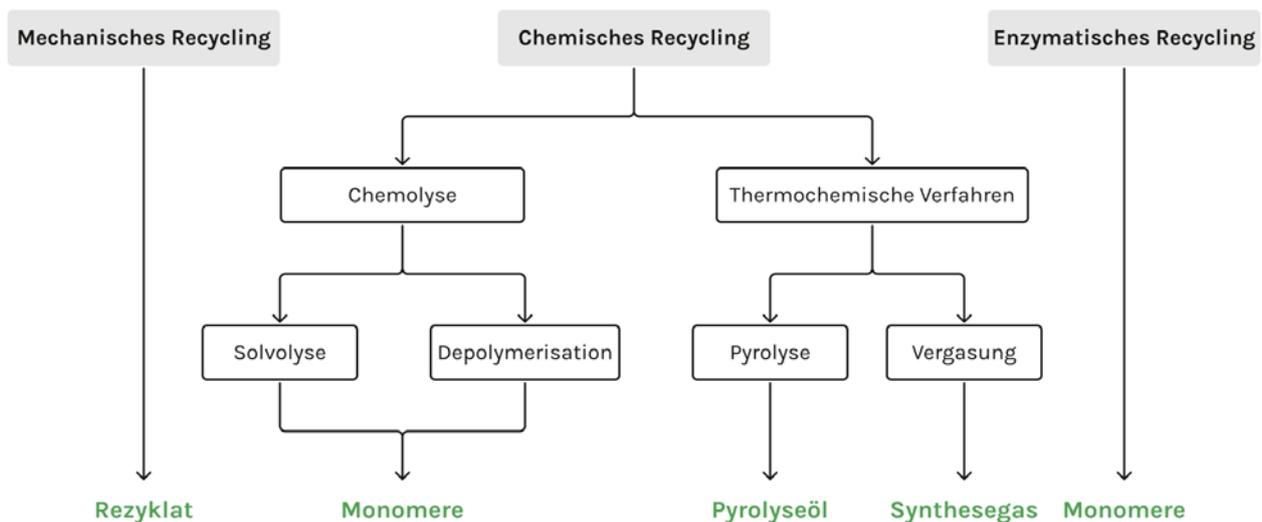
MASSNAHME

> Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts

Für einen erfolgreichen Hochlauf ist eine Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts für Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Nutzung sowie zum Transport von H₂ und seinen Derivaten von großer Bedeutung. Hierbei könnte unter anderem auf Erkenntnisse zur Planung und Genehmigung von Erneuerbare-Energie-Anlagen zurückgegriffen werden.

Recycling von Kunststoffen

Kunststoffabfälle können anstelle einer energetischen Verwertung recycelt werden. Durch mechanisches Recycling kann ein Rezyklat, ein wiederverwertbarer Sekundärrohstoff, erzeugt werden. Durch chemisches Recycling können je nach Art des Verfahrens Monomere, also die Ausgangsstoffe der Polymererzeugung, Pyrolyseöl oder Synthesegas gewonnen werden. Enzymatisches Recycling erlaubt die enzymbasierte Rückgewinnung von Monomerbausteinen aus Kunststoffabfällen.



Voraussetzungen

- › Es müssen entsprechende Logistikstrukturen aufgebaut werden, beispielsweise Abfallsortierung, da oftmals nur sortenreine und saubere Abfallfraktionen für die jeweiligen Recyclingverfahren verwertet werden können.
- › Teilweise wird Wasserstoff für die Aufarbeitungsschritte benötigt. Dies bedingt auch das Vorhandensein entsprechender Infrastrukturen.

Vorteile

- › Ein Schließen des Kohlenstoffkreislaufs ist möglich.
- › Es können fossile Rohstoffe bei der Kunststoffherzeugung substituiert werden.
- › Es können CO₂-Emissionen aus der rein energetischen Verwertung vermieden werden.
- › Kunststoff-Recycling ist weniger energieintensiv, als Kunststoffe ausgehend von CO₂ und Wasserstoff zu erzeugen.

Nachteile

- › Beim Recycling handelt es sich um energieintensive/kostenintensive Verfahren im Vergleich zu der aktuell primär genutzten energetischen Verwertung. Dadurch fällt außerdem der Energieertrag in den Müllverbrennungsanlagen weg.
- › Oftmals ist die (Sorten-)Reinheit der Kunststoffabfälle für den Prozess sehr wichtig und die Auftrennung und Reinigung mit hohem Aufwand verbunden.

> Mechanisches Recycling: Kunststoffe sind nicht beliebig oft wiederverwendbar, da sich thermische Belastungen, zum Beispiel während des Wiedereinschmelzens beim Recycling, auf die Qualität der Kunststoffe auswirken.^[58]

Folgen

Wenn Kunststoffrecycling vorangetrieben wird,

- > dann muss die Energie, die aktuell aus der energetischen Verwertung von Kunststoffabfällen gewonnen wird, alternativ bereitgestellt und/oder eingespart werden.
- > dann können Wasserstoffbedarfe für die Aufarbeitung einiger Produkte des chemischen Recyclings anfallen.

Ökonomische Aspekte

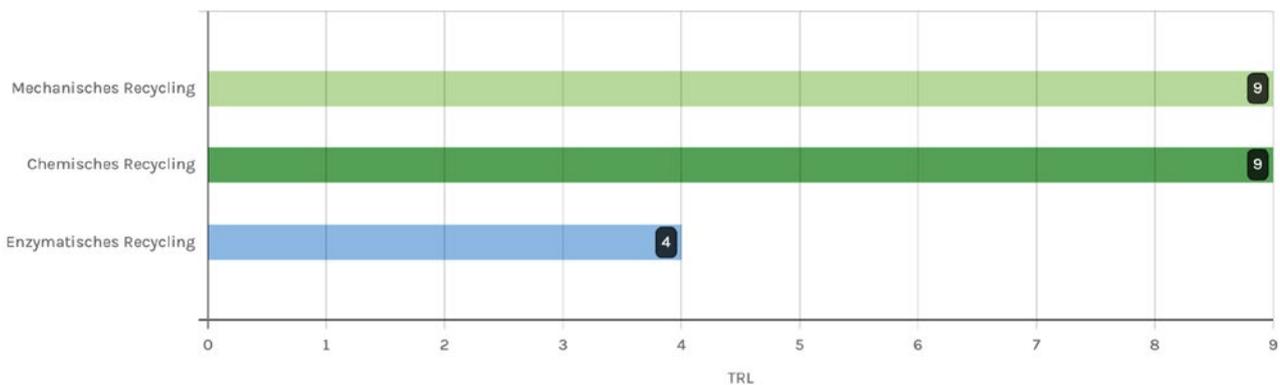
Generell lässt sich sagen, dass Recycling nur im großen Stil wirtschaftlich rentabel erfolgen kann. Hinzu kommt, dass Neuware auf Basis fossiler Rohstoffe günstiger ist als die über Recycling gewonnenen Ausgangsstoffe. Beispielsweise kosten Verpackungen hergestellt aus Rezyklaten etwa 20 Prozent mehr als Neuware. Beim chemischen Recycling liegen die Kosten noch weiter darüber.^[58] Daher erscheint zum aktuellen Zeitpunkt eine Umstellung auf Recyclingverfahren aus wirtschaftlichen Gründen nicht wahrscheinlich.

Versorgungssicherheit

Die Ausgangsstoffe für die Kunststoffproduktion basieren aktuell auf fossilen Rohstoffen. Durch das Kunststoffrecycling kann die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen reduziert und somit zu einer Resilienz der deutschen Versorgungssicherheit beigetragen werden.

Technologiereifegrad

TRL für Technologien zum Kunststoffrecycling nach ^[1][15][34]



Wasserstoffbedarfe

Zur Aufarbeitung von Recyclingprodukten, beispielsweise Pyrolyseölen, können Wasserstoffbedarfe anfallen. Mit zunehmendem Anteil an Recycling wird auch der Wasserstoffbedarf steigen. Allerdings fällt der Wasserstoffbedarf bei der Aufarbeitung von Recyclingprodukten geringer aus, als wenn vergleichbare Ausgangsstoffe mittels Fischer-Tropsch-Synthese oder Methanol-basierten Prozessen bereitgestellt werden.

Minderungspotential

Das Kunststoffrecycling birgt ein großes Potenzial zur CO₂-Minderung, da es die rein energetische Verwertung von Kunststoffabfällen, inklusive der dazugehörigen CO₂-Emissionen, bei der Verbrennung umgeht. Gleichzeitig trägt es dazu bei, dass Kohlenstoff im Kreis geführt wird und somit fossile Kohlenstoffquellen substituiert werden, bei deren Aufarbeitung ebenfalls Emissionen anfallen können.

Akteur*innen

- > Chemische Industrie
- > Recyclinghöfe
- > Abfallverbände
- > Zivilbevölkerung

MASSNAHME

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber den konventionellen Standardprozessen (Benchmarks) oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert und somit die Markteinführung der alternativen Produkte unterstützt werden.

Stoffliche Nutzung von Biomasse

Neben einer energetischen Biomassenutzung kann Biomasse auch als Rohstoff eingesetzt werden. Über Vergasung unter limitierter Sauerstoffzufuhr zu Synthesegas oder mittels Pyrolyse zu Pyrolyseöl und Pyrolysegasen können Grundstoffe für die chemische Industrie auf Basis von Biomasse erzeugt werden. Diese Grundstoffe werden dann über weitere Folgeprozesse in diverse chemische Produkte umgewandelt. So kann zum Beispiel über Biomassevergasung erzeugtes Synthesegas in Methanol umgewandelt werden. Darüber hinaus gibt es zahlreiche Prozesse, über welche Bestandteile der Biomasse wie zum Beispiel Cellulose und Lignin direkt und ohne den Umweg über chemische Grundstoffe in chemische Wertprodukte wie Monomere, Spezialchemikalien oder Ähnliches umgewandelt werden können.

Voraussetzungen

- › Es muss eine ausreichende Verfügbarkeit von Biomasse vorliegen.
- › Es müssen Logistikstrukturen für den Transport und die Lagerung der Biomasse vorliegen.

Vorteile

- › Bei Biomasse handelt es sich um einen nachwachsenden Rohstoff.
- › Biomasse weist eine Lagerfähigkeit von mindestens sechs Monaten auf. Dadurch stellt die Biomassenutzung eine Möglichkeit zur Flexibilität dar, welche die fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen komplementieren kann.
- › Die Substitution fossiler Rohstoffe ist möglich.

Nachteile

- › Eine stoffliche Nutzung der Biomasse macht eine aufwendige Aufbereitung notwendig, die eine Zerkleinerung und Trocknung der Biomasse (maximal 15 Prozent Wassergehalt) sowie eine Entfernung von Fremdkörpern beinhaltet.^[1]
- › Biomasse ist nur begrenzt verfügbar. Daher können nicht alle potenziellen Anwendungen bedient werden.^[29]
- › Der Anbau von Biomasse hat einen hohen Flächenbedarf. Hinzu kommt eine limitierte Verfügbarkeit von zusätzlichen Anbauflächen, welche bei Ausweitung der Biomassenutzung benötigt würden.^{[25][29]}
- › Es besteht eine Nutzungskonkurrenz zur energetischen Nutzung von Biomasse und der Lebensmittelproduktion. Auch der Artenschutz ist zu berücksichtigen.
- › Teilweise besteht ein hoher Ressourcenbedarf (Menge Biomasse pro Produktmenge), abhängig von dem jeweiligen Biomassetyp. So können in der Methanolerzeugung pro Tonne Methanol etwa 2,6 Tonnen Holz oder bis zu 8 Tonnen stärkehaltige Rohstoffe mit hohem Wassergehalt, etwa Zuckerrüben, benötigt werden.^[1]
- › Nach der Synthesegaserzeugung via Biomassevergasung muss abschließend noch eine Gasreinigung des Synthesegases erfolgen, um Verunreinigungen wie Teer oder Staub abzutrennen.^[1]

Folgen

Wenn Biomasse stofflich genutzt wird,

- › dann werden rohstoffbedingte CO₂-Emissionen aus fossilen Quellen mit solchen aus nachwachsenden Rohstoffen substituiert.
- › dann wird keine zusätzliche Menge an Biomasse für die verschiedenen Anwendungsfälle zur Verfügung stehen, sodass Nutzungskonkurrenzen der verschiedenen Biomasseanwendungen noch kritischer zu beurteilen sind.
- › dann werden Wasserstoffbedarfe anfallen, beispielsweise für die Aufarbeitung von Pyrolyseölen.

Ökonomische Aspekte

Laut einer Studie^[1] werden Kosten von 160 Euro pro Tonne trockener Biomasse angenommen. Für die Verwendung von Synthesegas aus der Biomassevergasung in der Methanolerzeugung oder der Herstellung von synthetischem Naphtha wird erst nach 2050 mit einer Kostenparität mit konventionellen Bestandsanlagen gerechnet.^[1]

Versorgungssicherheit

Der stoffliche Einsatz von Biomasse kann die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen reduzieren und somit zu einem resilienteren Gesamtenergiesystem beitragen. Allerdings ist die Verfügbarkeit von Biomasse in Deutschland und global begrenzt und daher nur für ausgewählte Anwendungen einsetzbar.

Technologiereifegrad

TRL

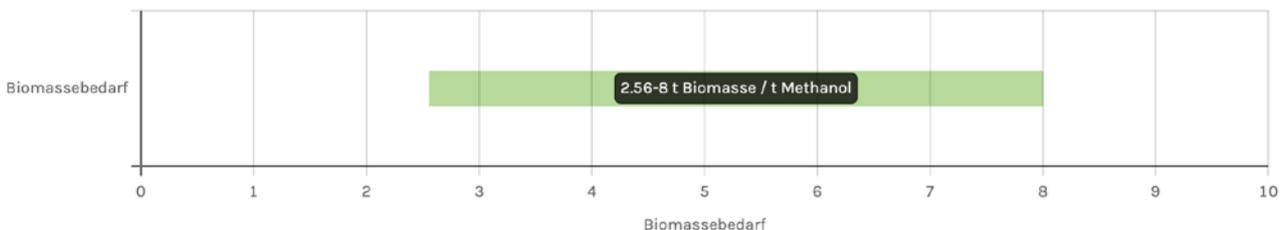
Für die Biomassevergasung zur Herstellung von Methanol oder synthetischem Naphtha. Ein TRL von 9 wird voraussichtlich bis 2025 erreicht.^[1]



Endenergiebedarf

Biomassebedarf in Tonnen pro Tonne Methanol

Für die Erzeugung von Methanol über Biomassevergasung werden in Abhängigkeit von der Biomasse zwischen 2,6 und 8 Tonnen Biomasse pro Tonne Methanol benötigt.^[1]



Wasserstoffbedarfe

Im Rahmen der stofflichen Nutzung von Biomasse können teilweise Wasserstoffbedarfe anfallen, zum Beispiel bei der Aufarbeitung von Pyrolyseölen oder der Einstellung des richtigen Verhältnisses von CO zu H₂ im Synthesegas. Weil die Biomasse bereits einen eigenen Anteil an Wasserstoff in die Reaktion mitbringt fällt der Wasserstoffbedarf aufgrund der Stöchiometrie geringer aus als bei vergleichbaren Prozessen ausgehend von CO₂, (etwa die reverse Wassergas-Shift(rWGS)-Reaktion).



Minderungspotential

Das Minderungspotenzial ergibt sich aus der Substitution der fossilen Rohstoffe für die jeweilige Anwendung. So können beispielsweise im Rahmen der Methanol-erzeugung fossile CO₂-Emissionen durch Synthesegas aus der Biomassevergasung eingespart werden. Laut ^[1] erfolgt eine Emissionsreduktion um etwa 0,75 Tonnen CO₂ pro Tonne Methanol durch den Einsatz von Biomasse.

Akteur*innen

- › Chemische Industrie
- › Land- und Forstwirte

Handlungsoptionen Prozesswärme

Synthetische Gase (H₂, CH₄)

Neben der elektrischen und biomassebasierten Wärmebereitstellung können auch synthetische Gase wie Wasserstoff (H₂) oder Methan (CH₄) für die Wärmebereitstellung genutzt werden. Dies beinhaltet die Erzeugung des jeweiligen Gases sowie dessen Verwertung in Brennern. Im weiteren Verlauf werden nur diese zwei Beispiele synthetischer Gase behandelt.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- › Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- › Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- › Der Aufbau, der Ausbau sowie gegebenenfalls die Umwidmung von Infrastrukturen (Gas- und Stromnetze) sind erforderlich.
- › Importe von Wasserstoff können eine notwendige Voraussetzung für eine ausreichende Bereitstellung darstellen, da die prognostizierten Bedarfe die inländische Erzeugung signifikant übersteigen können.

Vorteile

- › Synthetischer Wasserstoff und synthetisches Methan sind langfristig speicherbare Energieträger.
- › Die Nutzung synthetischer Gase kann zu einer Substitution fossilbasierter Energieträger wie Erdgas beitragen.

- › Mit der Nutzung synthetischer Gase (H₂/CH₄) können sowohl Nieder-, Mittel- als auch Hochtemperaturniveaus abgedeckt werden.
- › Wasserstoff: Die Verbrennung mit reinem Sauerstoff beziehungsweise an Luft verursacht keine CO₂-Emissionen.^[25]

Nachteile

- › Bei der Herstellung von Wasserstoff/Methan fallen Wirkungsgradverluste an. Die Elektrifizierung der Prozesswärmebereitstellung ist aus energetischer Sicht effizienter (Gesamtwirkungsgrad: i) rein elektrisch ~97 Prozent; ii) Wasserstoff: ~63 Prozent; iii) synthetisches Methan: ~50 Prozent).^[25]
- › Wasserstoff: H₂-Brenner weisen aktuell noch nicht die benötigte Technologiereife für einen breiten, industriellen Einsatz auf. Dies liegt daran, dass sich Wasserstoffbrenner im Vergleich zu Erdgasbrennern beispielsweise in Bezug auf ihre Flammengeschwindigkeit oder Flammenform unterscheiden.^[25]
- › Wasserstoff: H₂ hat volumetrisch nur ein Drittel der Energiedichte von Methan. Damit ist das dreifache Volumen an Wasserstoff im Vergleich zu Methan nötig, um denselben Wärmeertrag zu erreichen.
- › Wasserstoff: Durch die hohen Flammentemperaturen bei Wasserstoffbrennern können NO_x-Emissionen bei der Verbrennung an Luft entstehen.
- › Methan: Für die Herstellung von synthetischem Methan fallen hohe zusätzliche Bedarfe an Wasserstoff an aufgrund von prozessbedingten Nebenprodukten wie Wasser (CO₂ + 4H₂ ⇌ CH₄ + 2H₂O).
- › Methan: Die Verbrennung von synthetischem Methan verursacht CO₂-Emissionen. (Wenn das CO₂ allerdings aus nachhaltigen Quellen stammt, kann man dennoch bilanziell CO₂-neutral agieren).

Folgen

Wenn synthetische Gase (H₂/CH₄) eingesetzt werden,

- › dann fallen hohe Bedarfe an erneuerbarem Strom an. Dies muss allerdings nicht zwingend in Deutschland der Fall sein.
- › dann können fossile Energieträger substituiert werden.

Ökonomische Aspekte

Die Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Methan weist auf absehbare Zeit höhere Kosten im Vergleich zu fossilen Energieträgern auf. Im Fall des importierten synthetischen Methans lagen die Gesamtkosten abhängig vom Exportland bis zu einer Größenordnung über der fossilen Referenz.^[62] Daher wird eine Entscheidung zugunsten synthetischer Gase (aktuell) nicht aufgrund ökonomischer Faktoren getroffen werden.

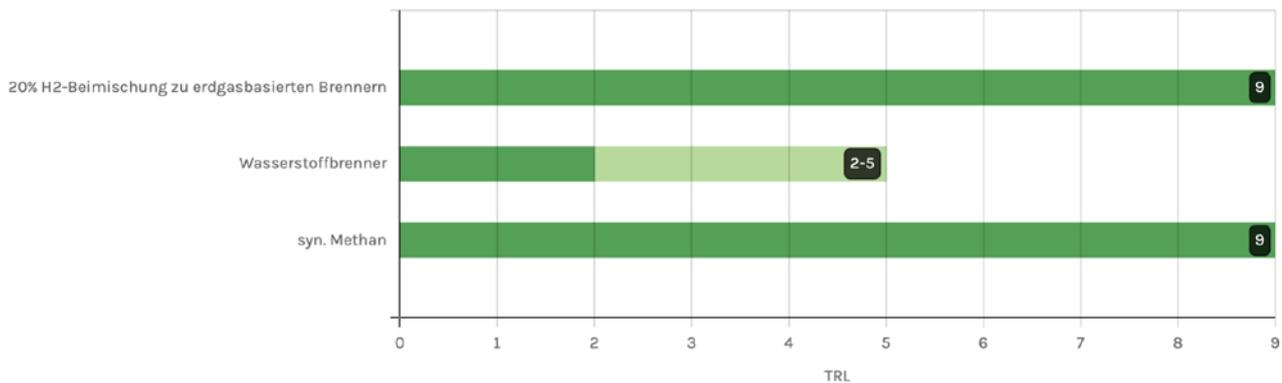
Versorgungssicherheit

Synthetischer Wasserstoff/synthetisches Methan sind langfristig speicherbar. Damit komplementieren sie fluktuierende erneuerbare Energiequellen und dienen damit der Versorgungssicherheit in Deutschland allgemein, aber auch der chemischen Industrie bei der Wärmebereitstellung für chemische Prozesse.

Technologiereifegrad

TRL

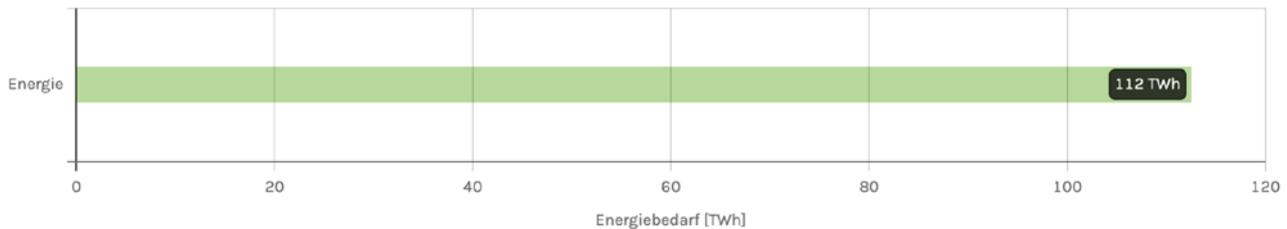
Der Technologiereifegrad für den Einsatz synthetischer Gase zur Prozesswärmeerzeugung liegt je nach Gas und Technologie zwischen 2 bis 9.^{[25][30]}



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in TWh

Der Energiebedarf für die Bereitstellung von Prozesswärme beträgt 112,5 TWh pro Jahr.^[40]

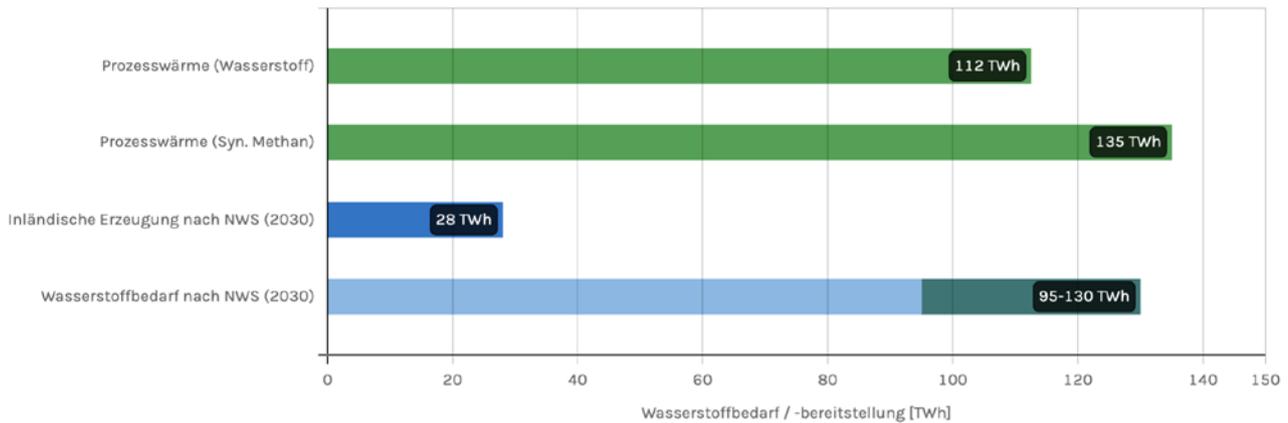


Wasserstoffbedarfe

Der derzeitige Bedarf an Prozesswärme der chemischen Industrie beträgt 112,5 Terawattstunden.

- › Bei einer reinen Umstellung und unter Vernachlässigung von Wirkungsgradverlusten entspräche dies 3,4 Millionen Tonnen Wasserstoff. Unter Berücksichtigung einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent hätte das einen Strombedarf von 160,7 Terawattstunden zur Folge.
- › Bei einer reinen Bereitstellung auf synthetisches Methan entspräche dies 8,1 Millionen Tonnen synthetischen Methans (unter Vernachlässigung von Wirkungsgradverlusten). Für dessen Produktion würden stöchiometrisch 4,1 Millionen Tonnen H₂ (entsprechen 135 Terawattstunden) benötigt. Unter Berücksichtigung einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent hätte dies einen Strombedarf von 193,5 Terawattstunden zur Folge.

Wasserstoffbedarf für die Bereitstellung von Prozesswärme über die Verbrennung synthetischer Gase in Terawattstunden im Vergleich mit nationalen Wasserstoffbedarfen sowie Erzeugungskapazitäten.

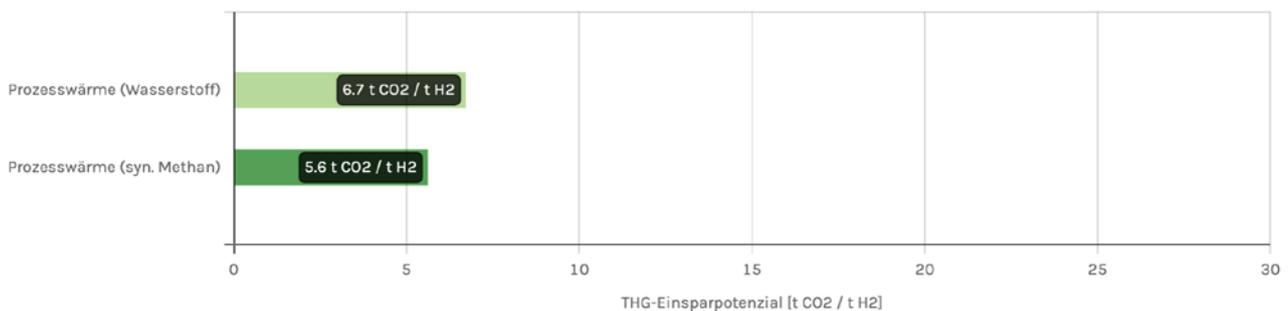


Minderungspotential

Bei der energetischen Nutzung von synthetischem Methan fallen die gleichen Emissionen an wie bei der Verbrennung von fossilbasiertem. Allerdings ist eine Kreislaufführung des CO₂ möglich, sodass die Freisetzung des CO₂ hinausgezögert wird.

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Bei der Verbrennung von Erdgas werden etwa 0,2 Kilogramm CO₂ pro Kilowattstunde Erdgas emittiert.^[41] Unter der Vereinfachung, dass der gesamte Wärmebedarf über Erdgas gedeckt würde sowie unter der Annahme einer Nutzung von Wasserstoff, erzeugt auf Basis von 100 % erneuerbarem Strom, würde ein Minderungspotenzial von 6,6 Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff (entspricht 0,19 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂) erreicht werden.



Akteur*innen

> Chemische Industrie

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.

MASSNAHME

> Kostenverringern für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringern für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber den konventionellen Standardprozessen (Benchmarks) oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert und somit die Markteinführung der alternativen Produkte unterstützt werden.

MASSNAHME

> Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts

Für einen erfolgreichen Hochlauf ist eine Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts für Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Nutzung sowie zum Transport von H₂ und seinen Derivaten von großer Bedeutung. Hierbei könnte unter anderem auf Erkenntnisse zur Planung und Genehmigung von Erneuerbare-Energie-Anlagen zurückgegriffen werden.



Elektrifizierung

Erneuerbarer Strom kann genutzt werden, um Prozesswärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus für Prozesse der chemischen Industrie bereitzustellen. Für Temperaturen bis 300 Grad Celsius können Wärmepumpen oder Dampf-Elektrodenkessel eingesetzt werden. Bei Wärmepumpen wird Umgebungswärme auf niedrigem Temperaturniveau genutzt. Mit Strom wird ein Arbeitsmedium auf niedrigem Temperaturniveau verdichtet, welches später wieder Wärme auf höherem Temperaturniveau abgibt.^[25] Bei Elektrodenkesseln kommen die Elektroden mit Wasser in Kontakt. Bei Anlegen einer Wechselspannung erfolgt das Aufheizen des Wassers.

Teilweise ist auch die Elektrifizierung hoher Temperaturniveaus denkbar, beispielsweise über den Ersatz fossiler Cracker durch elektrisch betriebene. Hierbei befinden sich verschiedene Konzepte in der Testung, etwa die direkte Beheizung der Rohre durch angelegten Strom oder die Nutzung von Strahlungswärme von Heizelementen.^[27]



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird beispielsweise ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- > Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- > Der Ausbau von Stromnetzen sowie die Integration der Standorte an das Netz sind erforderlich.

Vorteile

- > Es gibt Wirkungsgradvorteile der elektrischen Wärmebereitstellung gegenüber Technologien, die auf Verbrennung der Energieträger angewiesen sind.
- > Allgemein: Strombasierte Technologien können bei einhundert Prozent EE-Stromanteil emissionsfrei agieren.
- > Bei Wärmepumpen ist eine Leistungszahl coefficient of performance (COP) über 1 möglich.^[25]
- > Elektrodenkessel weisen schnelle Reaktionszeiten auf und bieten damit ein hohes Flexibilitätspotenzial.

Nachteile

- > Technologien für elektrisch bereitgestellte Prozesswärme über 500 Grad Celsius sind kaum verfügbar.
- > Elektrische Wärmeerzeuger benötigen mehr Platz als Anlagen, die auf Basis fossiler Rohstoffe Wärme bereitstellen.
- > Wärmepumpen benötigen Wärmequelle mit ausreichender Leistung und hinreichend hohem Temperaturniveau.
- > Dampfelektrodenkessel: Nur Wirkungsgrad unterhalb von einhundert Prozent möglich, da es sich um eine Widerstandsheizung handelt (vergleiche COP einer Wärmepumpe).

Folgen

Wenn die Prozesswärme elektrifiziert wird,

- > dann steigt der Strombedarf der chemischen Industrie stark an.
- > dann gilt es, den größeren Platzbedarf der elektrischen Wärmeerzeuger zu berücksichtigen.

Ökonomische Aspekte

Aufgrund hoher Energiekosten (Strompreis) steht auch die elektrische Wärmebereitstellung unter einem hohen Kostendruck.

Beispielsweise werden elektrische gegenüber thermischen Crackern aktuell noch als deutlich teurer eingestuft (900 bis 950 Euro versus 800 bis 850 Euro pro Tonne High Value Chemical).^[1] Eine Kostenparität von elektrischen Crackern gegenüber fossil betriebenen Bestandsanlagen wird erst ab 2049 erwartet.^[1]

Versorgungssicherheit

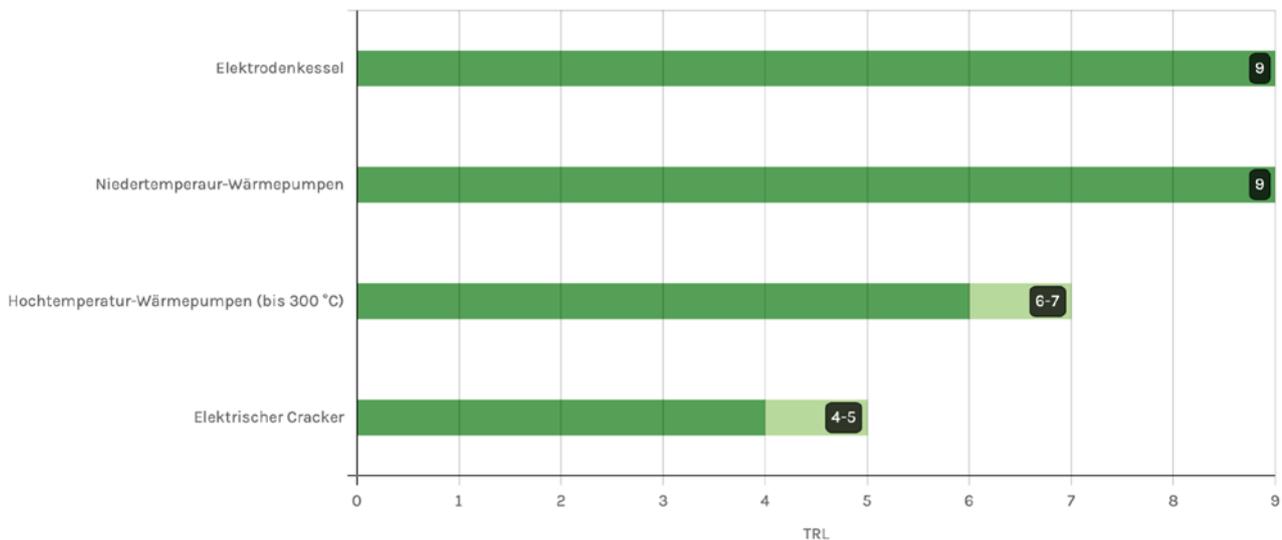
Aktuell erfolgt die Wärmebereitstellung der chemischen Industrie primär auf Basis fossiler Energieträger, insbesondere Erdgas. Durch die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung kann die Abhängigkeit von Erdgas(importen) reduziert werden.

Technologiereifegrad

- > Elektrodenkessel: 9
- > Niedertemperatur-Wärmepumpen: 9
- > Hochtemperatur-Wärmepumpe (bis 300 Grad Celsius): 6-7^[39]
- > Elektrischer Cracker: TRL 4-5;^[27] Erreichen eines TRL 9 bis 2035 angenommen^[1]

TRL

für unterschiedlicher Technologien zur Elektrifizierung der Wärmebereitstellung



Minderungspotential

- › Laut ^[27] hat der elektrische Cracker das Potenzial, die THG-Emissionen im Vergleich zu fossil betriebenen Steamcrackern um mindestens neunzig Prozent zu reduzieren.
- › Laut ^[28] soll eine Großwärmepumpe am Standort Ludwigshafen 150 Tonnen Dampf pro Stunde (entspricht etwa 1,3 Millionen Tonnen jährlich) erzeugen. Der Gesamtbedarf am Standort liegt bei zwanzig Millionen Tonnen Dampf jährlich. Durch den Einsatz der Großwärmepumpe sollen die CO₂-Emissionen des Standorts um bis zu 390.000 Tonnen pro Jahr sinken.

Akteur*innen

- › Chemische Industrie
- › Netzbetreiber
- › Maschinen- und Anlagenbauer

RELEVANTE PROJEKTE

- › CoBra: Entwicklung von Hochtemperaturwärmepumpen
<https://event.dlr.de/hmi2022-energie/hochtemperatur-waermepumpe-cobra>

Energetische Nutzung von Biomasse

Biomasse wird in der deutschen Industrie bereits energetisch durch Verbrennung genutzt. Während der letzten Jahre lag der energetische Verbrauch von Biomasse in der gesamten deutschen Industrie konstant bei etwa 300 Terawattstunden jährlich.^[29] In der chemischen Industrie werden nur etwa 0,9 Terawattstunden Biomasse (inklusive Biomasseanteil in Abfällen) zur Bereitstellung von Prozesswärme verwendet.^[40]

Voraussetzungen

- › Es muss eine ausreichende Verfügbarkeit von Biomasse vorliegen.
- › Es müssen Logistikstrukturen für den Transport und die Lagerung der Biomasse vorliegen.

Vorteile

- › Bei Biomasse handelt es sich um einen nachwachsenden Rohstoff.
- › Biomasse weist eine Lagerfähigkeit von mindestens sechs Monaten auf. Dadurch stellt die Biomassenutzung eine Möglichkeit zur Flexibilität dar, welche die fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen komplementieren kann.
- › Die Substitution fossiler Rohstoffe ist möglich.
- › Über die Verbrennung von Biomasse können sämtliche Temperaturniveaus von Nieder- bis Hochtemperaturanwendungen abgedeckt werden.
- › Durch die Kombination mit CO₂-Abscheidung ist es möglich, negative Emissionen zu erzeugen.

Nachteile

- › Biomasse ist nur begrenzt verfügbar. Daher können nicht alle potenziellen Anwendungen bedient werden.^[29]
- › Der Anbau von Biomasse hat einen hohen Flächenbedarf. Hinzu kommt eine limitierte Verfügbarkeit von zusätzlichen Anbauflächen, welche bei Ausweitung der Biomassenutzung benötigt würden.^{[25][29]}
- › Es besteht eine Nutzungskonkurrenz zur stofflichen Nutzung von Biomasse und der Lebensmittelproduktion. Auch der Artenschutz ist zu berücksichtigen.
- › Nutzung des entstehenden CO₂ im Rahmen von CO₂-Nutzungsprozessen wird durch zusätzliche Bestandteile der Abgase erschwert.^[29]

Folgen

Wenn Biomasse energetisch genutzt wird,

- › dann wird keine zusätzliche Menge an Biomasse für die verschiedenen Anwendungsfälle zur Verfügung stehen, sodass Nutzungskonkurrenzen der verschiedenen Biomasseanwendungen noch kritischer zu beurteilen sind.

Ökonomische Aspekte

Brennholz ist beispielsweise abhängig von der Qualität für 20 bis 200 Euro pro Tonne verfügbar.^[29] Dies entspricht 0,005 bis 0,05 Euro pro Kilowattstunde bei einem Heizwert von 4,2 Kilowattstunden pro Kilogramm. Durch Nutzungskonkurrenzen können die Preise für Biomasse weiter steigen.

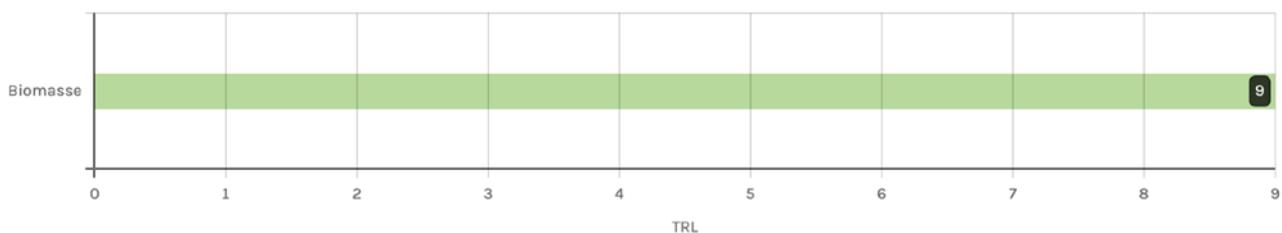
Versorgungssicherheit

Die Wärmebereitstellung der chemischen Industrie erfolgt primär auf Basis fossiler Energieträger, insbesondere Erdgas. Durch energetische Nutzung von Biomasse würde die Abhängigkeit von Erdgas reduziert werden. Dies würde sich voraussichtlich positiv auf die Versorgungssicherheit des Gesamtenergiesystems auswirken. Allerdings ist die Verfügbarkeit von Biomasse sowohl in Deutschland als auch global begrenzt und daher nur für ausgewählte Anwendungen einsetzbar.

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für den Einsatz von Biomasse zur Prozesswärmeerzeugung liegt bei 9.





Minderungspotential

In Verbindung mit CCS hat die energetische Biomassenutzung das Potenzial, bilanziell mehr CO₂ zu binden als zu emittieren (»negative« CO₂-Emissionen).^[29]

Insgesamt wurden 200,5 Terawattstunden Energie für Wärme- oder Kälteanwendungen in Deutschland in 2022 verwendet, davon 84,2 Prozent aus Biomasse beziehungsweise 65 Prozent aus fester Biomasse. Das entspricht 169 Terawattstunden (Biomasse insgesamt) beziehungsweise 130 Terawattstunden (feste Biomasse). Es konnten durch den energetischen Einsatz von Biomasse 31,6 beziehungsweise 25,8 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente vermieden werden.^[63] Daraus ergibt sich ein abgeschätztes Minderungspotenzial von 200 beziehungsweise 190 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Biomasse.

Akteur*innen

- > Chemische Industrie
- > betrifft weitere Wirtschaftszweige ebenfalls

Handlungsoption Nicht-technologisch

Verlagerung von Produktion von Vorprodukten in Regionen mit hohem H₂-Erzeugungspotenzial und Import dieser Produkte

Um inländische Bedarfe an Energie und Wasserstoff zu reduzieren und gegebenenfalls Produktionskosten zu verringern, könnten Produktionskapazitäten der chemischen Industrie ins Ausland verlagert werden, beispielsweise die Produktion von Basischemikalien wie Ammoniak oder Methanol.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > In den Roundtables zur chemischen Industrie und Raffinerie wurde die mögliche Verlagerung kontrovers diskutiert. Es wurden die positiven Aspekte hervorgehoben, die eine Produktion an Orten mit günstigen Standortbedingungen bietet. Allerdings wurde auch auf die Gefahr von Arbeitsplatzverlusten oder Carbon Leakage hingewiesen.

Voraussetzungen

- > Der regulatorische Rahmen muss Carbon Leakage verhindern (zum Beispiel durch CO₂-Grenzausgleichsmechanismus auf EU-Ebene).
- > Neue Abhängigkeiten müssen durch Diversifizierung der Exportländer vermieden werden.

Vorteile

- › Senkung des inländischen Energiebedarfs mit Auswirkungen auf die (nationale) Treibhausgasbilanz, sofern der Bilanzrahmen nur Deutschland betrifft.
- › Es kann teilweise auf bestehenden Handelsstrukturen aufgebaut werden, beispielsweise auf den internationalen Ammoniakhandel.
- › Basischemikalien können dort erzeugt werden, wo Energie kostengünstig und effizient zur Verfügung steht. Das kann, trotz des Transports, zu geringeren Gesamtkosten führen.
- › Der Aufbau von Produktionsanlagen könnte die Entwicklung in den Erzeugerländern und die internationale Zusammenarbeit fördern.

Nachteile

- › Emissionen werden ins Ausland verlagert. Es besteht die Gefahr von Carbon Leakage, wenn geeignete regulatorische Maßnahmen fehlen.
- › Synergieeffekte in Prozessketten können verloren gehen, beispielsweise fallen Nebenprodukte weg, die in anderen Prozessen verwertet wurden.
- › Da die Erzeugung von Basischemikalien in ein Gesamtsystem integriert ist, besteht die Gefahr, dass auch die Produktion von Folge- und Koppelprodukten abwandert.

Folgen

Wenn Produktionskapazitäten ins Ausland verlagert werden,

- › dann können in Deutschland Arbeitsplätze in der Grundstoffchemie wegfallen.
- › dann können Zwischenprodukte für integrierte Wertschöpfungsketten wegfallen.
- › dann könnten sich auch nachfolgende Produktionsketten ins Ausland verlagern, sodass die deutsche Wertschöpfung sinken würde.

Ökonomische Aspekte

Gerade bei so hohen Gaspreisen wie im Winter 2022/2023 ist die Produktion von gasintensiven Basischemikalien in Deutschland nicht wirtschaftlich. So wurden etwa im Jahr 2022 Teile der Ammoniakproduktion heruntergefahren. Allerdings müssen hohe Gaspreise nicht nur in Deutschland aufgebracht werden, sodass nicht nur hierzulande Erzeugungskapazitäten zurückgefahren wurden.^[31] Im Rahmen einer Defossilisierung könnte es daher wirtschaftlicher sein, wenn sich die Produktion an Orte mit günstigen Bedingungen für erneuerbare Energien verlagert, um dort Wasserstoff und seine Derivate zu günstigeren Erzeugungskosten zu produzieren. Laut Annahmen und Berechnungen aus^[19] wären beispielsweise die Ammoniakproduktion in Australien sowie der Transport nach Deutschland günstiger als die heimische Erzeugung mit Strom aus Offshore-Windkraft (300 versus 380 Euro pro Tonne Ammoniak).^[19]

Versorgungssicherheit

Eine Verlagerung von Teilen der Grundstoffchemie ins Ausland kann einen Beitrag zur Energieversorgungssicherheit in Deutschland leisten, wenn zur Produktion etwa Erdgas oder perspektivisch Wasserstoff beziehungsweise erneuerbare Energien genutzt werden, die nicht für einen Import nach Deutschland infrage kommen, weil zum Beispiel keine entsprechenden Transportoptionen bestehen. Ein Import von im Ausland produzierten Basischemikalien entspricht also einem indirekten Energieimport nach Deutschland, der – im Vergleich zum bisherigen Erdgasimport aus wenigen Lieferländern – auch auf diesem Wege diversifiziert werden kann.

Endenergiebedarf

Die Verlagerung der Produktion von Teilen der Grundstoffchemie senkt den Energieverbrauch (etwa Gasverbrauch) der chemischen Industrie in Deutschland, da diese Produkte nicht mehr in Deutschland produziert werden. Diese reine Auslagerung bewirkt, dass der Endenergiebedarf bilanziell außerhalb von Deutschland anfällt.

Minderungspotential

Diese Option sorgt für eine bilanzielle Einsparung der inländischen Treibhausgasemissionen. Kommt es lediglich zu einer Verlagerung der Emissionen, werden global betrachtet keine Emissionen eingespart. Herrschen im anderen Produktionsland weniger ambitionierte Klimaschutz- und Nachhaltigkeitsvorgaben vor, können sogar noch mehr Treibhausgasemissionen entstehen. Daher ist der regulatorische Rahmen wichtig, um das Minderungspotenzial auszuschöpfen.

Akteur*innen

> Chemische Industrie

MASSNAHME

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen.

Literatur

- [1] **DECHEMA und FutureCamp (2019):** Roadmap Chemie 2050.
<https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-09-studie-roadmap-chemie-2050-treibhausgasneutralitaet.pdf>
- [2] **VCI (2022):** Energiestatistik. <https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/vci-statistik-grafiken-energie-klima-rohstoffe-chemie.jsp>
- [3] **VCI (2022):** Chemiewirtschaft in Zahlen. <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2022.pdf>
- [4] **Statista (2022):** Statista aus Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung 2021.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/242592/umfrage/anteil-der-chemisch-pharmazeutischen-industrie-an-der-bruttowertschoepfung/>
- [5] **dena Deutsche Energie-Agentur (2021):** Aufbruch Klimaneutralität.
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- [6] **VCI (2022):** Eckpunkte zur Zukunft der Deutschen Chemie-Industrie.
<https://stage-fs.vci.de/ergaenzende-downloads/libmod-vci-konsenspapier-chemie.pdf>
- [7] **Aussagen** aus Roundtable Raffinerien & Chemische Industrie am 07.10.2022.
- [8] **VCI (2021):** Forschungspolitische Empfehlungen zum chemischen Kunststoffrecycling – neue Verfahren und Konzepte.
<https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/2021-09-21-presseinformation-ped-vci-dechema-forschungspolitische-empfehlungen-zum-chemischen-recycling.pdf>
- [9] **Mahmoudi et al. (2017):** A review of Fischer Tropsch synthesis process, mechanism, surface chemistry and catalyst formulation, *Biofuels Engineering*, 2017, 2(1), 11-31.
<https://doi.org/10.1515/bfuel-2017-0002DOI: https://doi.org/10.1515/bfuel-2017-0002>
- [10] **Gielen P.:** Chemical recycling: the holy grail of the circular economy?; zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://www.agro-chemistry.com/articles/chemical-recycling-the-holy-grail-of-the-circular-economy/>
- [11] **Gogate M. R. (2019):** Methanol-to-olefins process technology: current status and future prospects, *Petroleum Science and Technology*, 37(5), 559–565.
<https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1555589>
- [12] **Präsentation BMWK:** Langfristszenarien, Modul Industrie, 16.11.2022.
- [13] **Nationaler Wasserstoffrat (2021):** Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021–2025.
https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Wasserstoff-Aktionsplan.pdf
- [14] **Rapier, R.:** 06.06.2020, Estimating The Carbon Footprint Of Hydrogen Production, *Forbes*. <https://www.forbes.com/sites/rpapier/2020/06/06/estimating-the-carbon-footprint-of-hydrogen-production/?sh=70073b7e24bd>
- [15] **Bechlarz, D.:** 02.03.2022, Der große Überblick zum Kunststoffrecycling, *Plastverarbeiter*. <https://www.plastverarbeiter.de/verarbeitungsverfahren/kunststoffrecycling/der-grosse-ueberblick-zum-kunststoffrecycling-519.html>
- [16] **Conversio Market & Strategy (2022):** Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2021. https://plasticseurope.org/de/wp-content/uploads/sites/3/2022/11/Kurzfassung_Stoffstrombild_2021.pdf

- [17] **Gerdes, C. (2001):** Pyrolyse von Biomasse-Abfall: Thermochemische Konversion mit dem Hamburger-Wirbelschichtverfahren. Universität Hamburg, Hamburg.
<https://ediss.sub.uni-hamburg.de/bitstream/ediss/3170/1/Dissertation.pdf>
- [18] **International Energy Agency (2021):** Global hydrogen review 2021.
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>
- [19] **Frontier Economics (2023):** Die Zukunft der energieintensiven Industrien in Deutschland. https://www.dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2023/03/Zukunft-der-energieintensiven-Industrien-Zwischenbericht-Maerz-2023-Frontier_IW_DZ.pdf
- [20] **Yang et al. (2019):** Recent Progress in Methanol-to-Olefins (MTO) Catalysts, *Advanced Materials*, 31(50), 1902181. <https://doi.org/10.1002/adma.201902181>
- [21] **Hemelhoet et al. (2013):** Unraveling the Reaction Mechanisms Governing Methanol-to-Olefins Catalysis by Theory and Experiment, *ChemPhysChem*, 14(8), 1526-1545. <https://doi.org/10.1002/cphc.201201023>
- [22] **Tian et al. (2015):** Methanol to Olefins (MTO): From Fundamentals to Commercialization, *ACS Catalysis*, 5(3), 1922-1938.
<https://doi.org/10.1021/acscatal.5b00007>
- [23] **International Energy Agency (2013):** Technology Roadmap - Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes.
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/d0f7ff3a-0612-422d-ad7d-a682091cb500/TechnologyRoadmapEnergyandGHGReductionsInTheChemicalIndustryviaCatalyticProcesses.pdf>
- [24] **Yarulina et al. (2018):** Recent trends and fundamental insights in the methanol-to-hydrocarbons process, *Nature Catalysis*, 1(6), 398-411.
<https://dx.doi.org/10.1038/s41929-018-0078-5>
- [25] **IN4climate.NRW (2021):** Industrierwärme Klimaneutral: Strategien und Voraussetzungen für die Transformation.
https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2021/diskussionspapier-klimaneutrale-waerme-industrie-cr-in4climatenrw.pdf
- [26] **Viessmann:** Viessmann Wärmepumpen: Alle Infos auf einen Blick, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://www.viessmann.de/de/wissen/technik-und-systeme/waermepumpe.html#COP>
- [27] **BASF:** BASF, SABIC und Linde beginnen mit dem Bau der weltweit ersten Demonstrationsanlage für großtechnische elektrisch beheizte Steamcracker-Öfen [Pressemitteilung], zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023.
<https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2022/09/p-22-326.html>
- [28] **BASF:** BASF und MAN Energy Solutions vereinbaren Zusammenarbeit für den Bau einer der weltgrößten Wärmepumpen in Ludwigshafen [Pressemitteilung], zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023.
<https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2022/07/p-22-278.html>
- [29] **Lenz et al. (2020):** Status and Perspectives of Biomass Use for Industrial Process Heat for Industrialized Countries, *Chem. Eng. Technol.*, 43, 8, 1469-1484.
<https://doi.org/10.1002/ceat.202000077>
- [30] **Projektträger Jülich (Hrsg.) (2022):** Langfassung der Expertenempfehlung Forschungsnetzwerk Wasserstoff. https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/fnepublications/DBF8D4CA3A3570CEE0537E695E867B90/live/document/FNEH2_Langfassung.pdf

- [31] **Statista:** Durchschnittlicher Preis von ausgewählten Basischemikalien in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2019, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/954325/umfrage/preisentwicklung-ausgewaehlter-basischemikalien-in-deutschland/>
- [32] **Trading Economics:** Naphtha, zuletzt aufgerufen am: 07.02.2023. <https://tradingeconomics.com/commodity/naphtha>
- [33] **Aussage M. Steilemann,** Präsident VCI, beim Energiedialog 2023 am: 09.02.2023.
- [34] **Bechlarz, D.:** 02.05.2022, Solvay und Carbios recyceln PVDC-beschichtete PET-Folien, Plastverarbeiter. <https://www.plastverarbeiter.de/roh-und-zusatzstoffe/solvay-und-carbios-recyceln-pvdc-beschichtete-pet-folien-306.html>
- [35] **Hazer:** Hazer Commercial Demonstration Plant, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://research.csiro.au/hyresource/hazer-commercial-demonstration-plant/>
- [36] **Burrige, Elaine:** 13.10.2020, Monolith Plans Carbon-free Ammonia Plant, CHEManager. <https://www.chemanager-online.com/en/news/monolith-plans-carbon-free-ammonia-plant>
- [37] **Ineratec:** Power-to-Liquid, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://www.ineratec.de/de/power-x-anlagen>
- [38] **Linde:** Engineering, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://www.engineering.linde.com/dryref>
- [39] **DLR:** CoBra unterstützt die Wärmewende in der Industrie, zuletzt aufgerufen 05.05.2023. https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2022/03/20220908_cobra-unterstuetzt-waermewende-in-der-industrie.html
- [40] **Fraunhofer ISI (2022):** Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2021 bis 2023 für die Sektoren Industrie und GHD. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/02/Anwendungsbilanz_Industrie_2021_final_20221222.pdf
- [41] **Umweltbundesamt (2022):** CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_28-2022_emissionsfaktoren-brennstoffe_bf.pdf
- [42] **International Energy Agency (2022):** Global Hydrogen Review 2022. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>
- [43] **Schneider et al. (2020):** Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse. <https://doi.org/10.1002/cben.202000014>
- [44] **Muradov N.Z. und Veziroğlu T.N. (2005):** From hydrocarbon to hydrogen-carbon to hydrogen economy. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2004.03.033>
- [45] **Steinberg M. (1999):** Fossil fuel decarbonization technology for mitigating global warming. [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(98\)00128-1](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(98)00128-1)
- [46] **Albright, L. F.; Crynes, B. L. und Corcoran, W. H. (1983):** Pyrolysis, theory and industrial practice.
- [47] **Guéret C.; Daroux, M. und Billaud F. (1997):** Methane pyrolysis: thermodynamics, Chemical Engineering Science, 52, 5, 815-827. [https://doi.org/10.1016/S0009-2509\(96\)00444-7](https://doi.org/10.1016/S0009-2509(96)00444-7)
- [48] **Fau et al. (2013):** Methane pyrolysis: Literature survey and comparisons of available data for use in numerical simulations, Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 104, 1-9. <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2013.04.006>



- [49] **Machhammer, O.; Bode, A. und Hormuth W. (2016):** Financial and Ecological Evaluation of Hydrogen Production Processes on Large Scale, Chemical Engineering & Technology. <https://doi.org/10.1002/ceat.201600023> DOI: 10.1002/ceat.201600023
- [50] **Gemis (2010):** Öl-Naphtha-DE-2010. <http://www.gemis.de/de/doc/prd/%7B0E0B241A-9043-11D3-B2C8-0080C8941B49%7D.htm>
- [51] **BDI (2021):** Klimapfade 2.0. <https://bdi.eu/themenfelder/energie-und-klima/klimapfade/#/artikel/news/klimapfade-2-0-deutschland-braucht-einen-klima-aufbruch>
- [52] **Chemistry4Climate (2023):** Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. https://dechema.de/-p-20325184-EGOTEC-57bdbc187e43681157fecefaafaaa73e/_/c4c-Wie%20die%20Transformation%20der%20Chemie%20gelingen%20kann-Abschlussbericht%202023.pdf
- [53] **Umweltbundesamt (2016):** Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_08_2016_klimaschutz_und_regenerativ_erzeugte_chemische_energietrae.pdf
- [54] **Stiftung Arbeit und Umwelt der Industriegewerkschaft IG BCE (2021):** Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa. <https://www.arbeit-umwelt.de/wasserstoffbasierte-industrie-in-deutschland-und-europa/>
- [55] **Aussagen** aus Experteninterviews im Rahmen des Wasserstoff-Kompass.
- [56] **Gonzalez-Castano, M.; Dorneanu, B. und Arellano-Garcia, H. (2020):** The reverse water gas shift reaction: a process systems engineering perspective. Reaction Chemistry & Engineering, 6(6), 954-976. <https://doi.org/10.1039/d0re00478b>
- [57] **HTE (2023):** RWGS, zuletzt aufgerufen am: 23.05.2023. <https://www.hte-company.com/en/industries/co2sday/rwgs>
- [58] **Abts, G. (2020):** Kunststoff-Wissen für Einsteiger, Hanser. ISBN: 978-3-446-46291-5.
- [59] **ESYS (2022):** Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030. Transportwege - Länderbewertungen - Realisierungserfordernisse. <https://www.acatech.de/publikation/wasserstoff/>
- [60] **PENPET:** News Toluol Januar 2021, zuletzt aufgerufen am: 22.05.2023. <https://www.penpet.de/news/toluol-jan-2021>
- [61] **Iberdrola:** Puertollano green hydrogen plant, zuletzt aufgerufen am: 17.07.2023. <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/green-hydrogen/puertollano-green-hydrogen-plant>
- [62] **Agora Energiewende (2018):** Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf
- [63] **Umweltbundesamt:** Erneuerbare Energien - Vermiedene Treibhausgase, zuletzt aufgerufen am: 31.05.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/erneuerbare-energien-vermiedene-treibhausgase#warmeerzeugung>
- [64] **DECHEMA (2017):** Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry.pdf



- [65] **Boulamanti, A. und Moya, J. A. (2016):** Production costs of the chemical industry in the EU and other countries: Ammonia, methanol and light olefins, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, 2, 1205-1212.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.02.021> DOI: 10.1016/j.rser.2016.02.021
- [66] **Destatis (2023):** Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen.
https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Inlandsprodukt/inlandsprodukt-vorlaeufig-pdf-2180140.pdf?__blob=publicationFile
- [67] **Prognos AG im Auftrag des BMWi (2020):** Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile



WASSERSTOFF
KOMPASS



INDUSTRIEZWEIGE
Raffinerien





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H₂-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem

GLOSSAR

2 Generelle Aspekte von Raffinerien

- Die Raffinerie – ein komplexer Anlagenverbund
- Die Transformation der Mineralölwirtschaft
- Die Rolle von Wasserstoff im Transformationsprozess
- Notwendige Alternativen für fossile Koppel- und Nebenprodukte
- Ökonomische Aspekte
- Versorgungssicherheit
- Endenergiebedarf
- Treibhausgasemissionen
- Wasserstoffbedarfe

10 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- Wasserstoffanlieferung
- Wasserstoffproduktion vor Ort
- Wasserstofferzeugung
- Umstellung der Rohstoffversorgung weg von Mineralöl
- Alternativen zu Koppel- und Nebenprodukten
- Begleitforschung

14 Handlungsoptionen

- Ersatz von Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Erdgas
- Fischer-Tropsch-Crude als Ersatz für die fossile Rohstoffbasis
- Methanol-to-Gasoline (MtG)
- Methanol-to-Jet (MtJ)

38 Literatur

Raffinerien

- › Erneuerbarer Wasserstoff kann schon heute ohne technische Einschränkungen im Betrieb der Raffinerien eingesetzt werden. Allein durch den direkten Ersatz der rund 150.000 Tonnen (etwa 5 Terawattstunden) an fossilem Wasserstoff könnten jährlich bereits 1,4 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente eingespart werden.
- › Raffinerien operieren rückstandsfrei, das heißt alle Bestandteile des Mineralöls finden Verwendung: Durch die Defossilisierung entfallen zukünftig wichtige fossile Nebenprodukte wie Schwefel, Bitumen für den Straßenbau oder Schmieröle, für die es klimafreundlicher Alternativen bedarf.
- › Raffinerien sind hochkomplexe, integrierte Anlagen, die im engen Verbund mit der chemischen Industrie operieren. Einzelne Prozesse lassen sich nicht skalieren oder entfernen, ohne drastische Auswirkungen auf die gesamte Wertschöpfungskette zu haben.
- › Einzelne klimaneutrale Kraftstoffe, wie beispielsweise Kerosin, sollten nicht favorisiert und dadurch isoliert betrachtet werden: Bei der Erzeugung fallen reaktionsbedingt gleichzeitig mehrere relevante Fraktionen wie Benzin, Diesel und Kerosin, aber auch Naphtha und Wachse an. Für all diese Fraktionen existieren bereits Absatzmärkte, wodurch die Wirtschaftlichkeit des Prozesses im Sinne der Sektorkopplung und Resilienz gesteigert werden kann, sofern man nicht allein auf Einzelprodukte fokussiert.



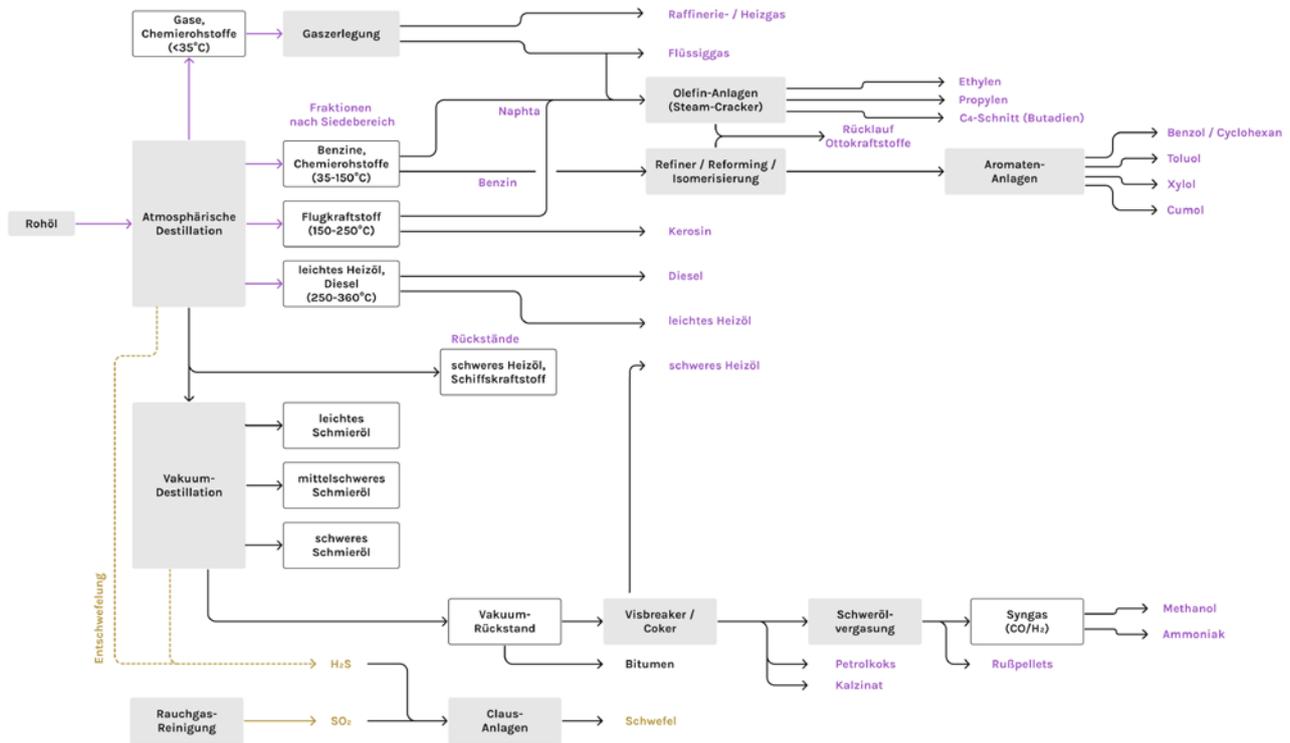
Generelle Aspekte von Raffinerien

Raffinerien erzeugen aus größtenteils fossilen Rohstoffen Kraftstoffe für den Mobilitätssektor, Energieträger für die Wärmeerzeugung, Ausgangsstoffe chemische Industrie und eine Vielzahl sonstiger Produkte wie Schmieröle, Bitumen und Schwefel. Sie liefern die Grundlage der heute weitestgehend petrochemischen Wertschöpfungskette bis hin zu jeglichen Produkten des Alltags. Mit circa 80 Prozent wird der Großteil der heutigen Raffinerieprodukte jedoch energetisch in der Mobilität und für die Wärmebereitstellung eingesetzt. Ein überschaubarer Anteil der Rohstoffe und Erzeugnisse von etwa vier Prozent wird zur Deckung des eigenen Energiebedarfes genutzt. Der für den Raffineriebetrieb benötigte Wasserstoff wird heute zu etwa 78 Prozent durch interne Raffinerieprozesse selbst gedeckt. Die restlichen 22 Prozent (circa 150.000 Tonnen) werden bislang auf Basis von Erdgas Dampfreformierung bereitgestellt. Zukünftig liegt die Aufgabe darin, diese beiden fossilen Erzeugungsprozesse zu ersetzen.

Die Raffinerie – ein komplexer Anlagenverbund

Deutschland verfügt zurzeit über 12 aktive Raffinerien mit einer jährlichen Rohölverarbeitungskapazität von rund 106 Millionen Tonnen im Jahr.^[1] Damit besitzt Deutschland mit rund 16 Prozent die größte Verarbeitungskapazität innerhalb der EU. In 2021 wurden etwa 97,2 Millionen Tonnen an Mineralölprodukten bei einem Rohöleinsatz von rund 84 Millionen Tonnen erzeugt. Die durchschnittliche Raffinerieauslastung lag dabei bei 79,6 Prozent und ist damit trotz stabiler Rohöleinsatzmengen seit 2019 (84,8 Prozent) und 2020 (81,8 Prozent) stetig gesunken.^[1] Bei Raffinerien handelt es sich um hochkomplexe Anlagenverbünde und jeder Standort ist aufgrund der gegebenen Verbundstrukturen anders. Prozessschritte sind auf definierte Rohölqualitäten der jeweiligen Exportländer abgestimmt. Angesiedelte chemische Industrie hat sich langfristig entlang der zur Verfügung stehenden Haupt-, Koppel- und Nebenprodukte entwickelt. Entsprechend ist es nicht möglich, einzelne Prozesse innerhalb des Anlagenverbundes ohne drastische Auswirkungen auf die gesamte Wertschöpfungskette zu skalieren oder gar zu entfernen.

Ein vereinfachtes Schaubild der verschiedenen Prozessketten einer Raffinerie ist im Folgenden dargestellt.



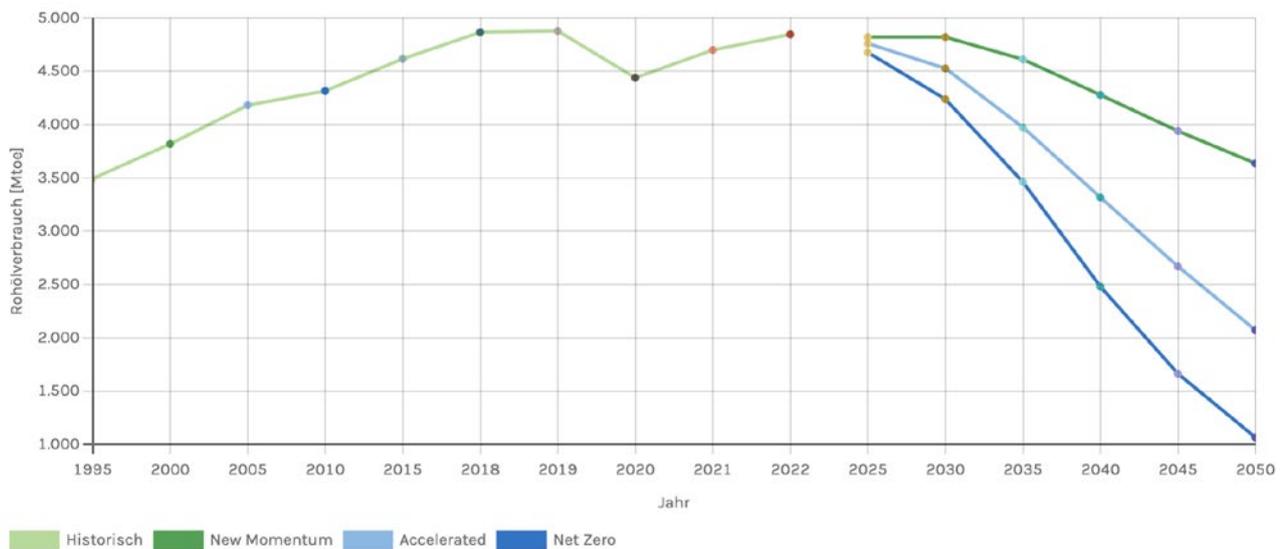
Die Transformation der Mineralölwirtschaft

Vor dem Hintergrund der Pariser Klimaziele stehen Raffinerien vor einem Strukturwandel, dessen Ausmaß und Folgen bislang noch schwer absehbar sind.^[2] Fest steht dabei, dass am Ende des Transformationsprozesses die Branche keine »Mineralölwirtschaft« mehr sein wird.^[1]

Der BP Energy Outlook 2023 prognostiziert einen um bis zu rund 80 Prozent sinkenden Absatz von Mineralölprodukten bis 2050.^[3] Wie ausgeprägt diese Abnahme erfolgt, ist im Wesentlichen abhängig von der Effizienz und Elektrifizierung von Fahrzeugantrieben. Der Höhepunkt der Nachfrage nach Mineralölprodukten (Peak Oil Demand) ist heute bereits überschritten. In Entwicklungsländern ist er zeitlich leicht versetzt, weshalb auch bis 2050 von einem weltweiten Mindestbedarf von 20 Prozent (rund eine Milliarde Tonnen) an Rohöl ausgegangen wird.

Weltweiter Rohölverbrauch

nach drei unterschiedlich ambitionierten Szenarien des BP Energy Outlook 2023, verglichen mit historischen Daten nach Statista.^[3]
[4]



Durch einen sinkenden Bedarf an Kraftstoffen im Zuge der Elektrifizierung des Straßenverkehrs sinkt langfristig die benötigte Produktionskapazität. Gleichzeitig muss eine Raffinerie eine bestimmte (standortabhängige) Mindestauslastung aufweisen, um wirtschaftlich arbeiten zu können. Im letzten Jahrzehnt kam es in der Branche aufgrund der rückläufigen Nachfrage nach Mineralölprodukten bereits zu Stilllegungen in Europa.^[5] Die deutschen Standortstrukturen waren davon zunächst nicht betroffen. Die letzte Stilllegung erfolgte 2011 an der Wilhelmshavener Raffinerie, die nach einem Weiterbetrieb als Tanklager nun seit 2020 erneut die Produktion von Naphtha, Gasöl und Schweröl aufgenommen hat.^[6]

Zuletzt kündigte Shell Rheinland 2021 an, die Rohölverarbeitung am Standort Wesseling ab 2025 einzustellen.^[7] Der Rohstoff Mineralöl solle durch CO₂-freie beziehungsweise -arme Produkte ersetzt werden, für die Wasserstoff, zirkuläre Abfallstoffe und biogene Rohstoffe eine wesentliche Rolle spielen. Bestehende Anlagen sollen umgewidmet oder abgebaut sowie neue Anlagen geschaffen werden. Eine finale Investitionsentscheidung liegt noch nicht vor.

Die Rolle von Wasserstoff im Transformationsprozess

Im Raffineriebetrieb wird zwischen intern und extern erzeugtem Wasserstoff unterschieden.^[8] Intern fällt Wasserstoff als Nebenprodukt bei der Umwandlung des Rohöls an, beispielsweise im Reformierungsprozess oder bei der Schwerölvergasung zu Synthesegas, einem Gemisch aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid. Durch solche internen Prozesse werden heute etwa 78 Prozent (rund 532.000 Tonnen beziehungsweise 17,7 Terawattstunden) des gesamten Wasserstoffbedarfes einer Raffinerie gedeckt. Die verbleibenden 22 Prozent (rund 150.000 Tonnen beziehungsweise 5 Terawattstunden) werden extern erzeugt, bislang auf Basis der Dampfreformierung von Erdgas. Diese beiden fossilen Erzeugungsformen gilt es also langfristig zu ersetzen.



Einsatz findet Wasserstoff in Raffinerien heute im Wesentlichen bei der Entschwefelung von Erdgas und Rohöl inklusive seiner Zwischenprodukte (das sogenannte Hydro-treating) bei der Aufbereitung beziehungsweise Hydrierung von Zwischenprodukten sowie beim Hydrocracking. Zukünftig angestrebt werden Geschäftsmodelle im Sinne zentraler »Energy-Hubs«, welche die Erzeugung und Verteilung erneuerbarer Energie und Energieträger gewährleisten. Eine wesentliche Rolle spielt dabei die klimafreundliche Produktion von Wasserstoff und seinen Derivaten sowie ein wachsendes Angebot an grünen Kraft- und Brennstoffen, synthetisch wie auch biogen. Relevant sind in diesem Zusammenhang auch das Co-Processing von biogenen und abfallbasierten Rohstoffen.

Seit 2021 hat der mit einer Zehn-Megawatt-Leistung bis dato größte PEM-Elektrolyseur Europas am Shell Rheinland Standort in Wesseling die Produktion aufgenommen.^{[9][10]} Damit können im Jahr bis zu 1.300 Tonnen Wasserstoff produziert werden. Die Errichtung einer 100-Megawatt-Elektrolyse-Anlage zur Bereitstellung von rund 15.000 Tonnen Wasserstoff im Jahr ist bereits in Planung.^[11]

Im Rahmen des Projektes Westküste100 soll auch in der Raffinerie Heide ein 30-Megawatt-Elektrolyseur gebaut werden.^[12] Ursprünglich war die Inbetriebnahme für 2023 vorgesehen, doch aufgrund von regulatorischen Unklarheiten in der Gesetzgebung konnte bislang noch keine finale Investitionsentscheidung getroffen werden.^[13] Mit dem Teilprojekt HyScale100 wird dennoch bereits der Bau einer 500-Megawatt-Elektrolyse-Anlage bis 2026 geplant.^[14] Mit CO₂ aus der Zementindustrie soll Methanol erzeugt und dieses in Folgeschritten via Methanol-to-Olefines zu Ethylen und Propylen verarbeitet werden. Ab 2026 sollen Elektrolysekapazitäten dann auf bis zu 2,1 Gigawatt skaliert werden.

Notwendige Alternativen für fossile Koppel- und Nebenprodukte

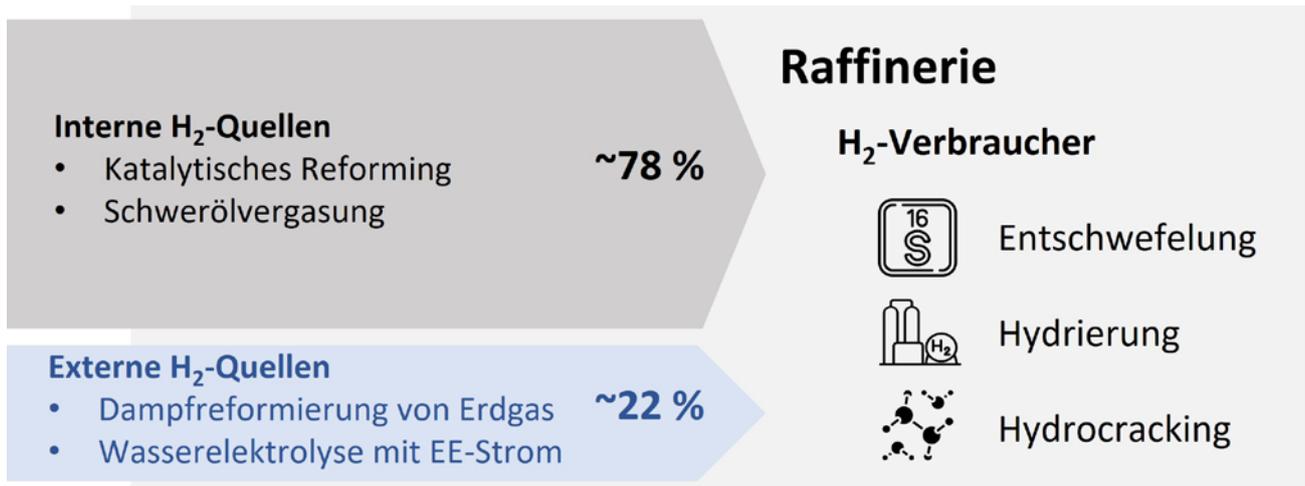
In Raffinerien fallen nahezu keine Abfälle oder Rückstände an, denn die Bestandteile des Mineralöls werden entweder zu höherwertigen Produkten veredelt oder anderweitig direkt verwertet. Bei der Aufbereitung der fossilen Rohstoffe fallen dabei unter anderem Schmieröle, schweres Heizöl, Aromaten, Schwefel, Bitumen, aber auch Ruß und Koks an, die allesamt Verwendung in weiteren Wertschöpfungsketten finden. Und selbst der Rückstand Schweröl wird zu Synthesegas umgewandelt und bildet somit zum Beispiel den Grundbaustein für die Methanolsynthese der deutschen chemischen Industrie.

Im Zuge der Defossilisierung der Mineralölbranche bedarf es klimafreundlicher Alternativen für diese Koppel- und Nebenprodukte, da ansonsten wichtige Teile der heutigen Wertschöpfungsketten wegbrechen.

Ökonomische Aspekte

Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes arbeiteten im Wirtschaftszweig Mineralölverarbeitung im Januar 2019 insgesamt 17.405 Beschäftigte (Daten für die Branche Mineralölverarbeitung in Deutschland, Sonderveröffentlichung für die Industriegewerkschaft Bau, Chemie, Energie in 2020).^[2] Dies entspricht einem Rückgang der Beschäftigungszahlen von etwa 7 Prozent über die vergangenen 10 Jahre. Generell gilt die Mineralölbranche im Vergleich zu anderen Industrie-

branchen als weniger beschäftigungsintensiv. Gleichzeitig werden durch die engen Verflechtungen mit der chemischen Industrie sowie den Groß- und Einzelhandel mit Mineralölserzeugnissen laut Aussagen der Branche schätzungsweise 520.000 Arbeitsplätze gesichert.^[15]



Die Mineralölwirtschaft gehört zu den umsatzstärksten Branchen in Deutschland.^[5] Im Jahr 2021 lag der Nettoumsatz im Großhandel mit Mineralölserzeugnissen in Deutschland bei rund 143 Milliarden Euro.^[16] Inklusive Produktwiedereinsatz, Additive, Biokomponenten und Altölaufbereitung belief sich der Gesamtabsatz an Mineralölprodukten im Jahr 2021 auf 123,9 Millionen Tonnen. Rund 74 Prozent dieser Mineralölprodukte wurden im Inland abgesetzt, 21 Prozent exportiert und rund 4 Prozent deckten den energetischen Eigenverbrauch der Raffinerien.

Die Energiesteuer leistet einen wesentlichen Beitrag zum Bundeshaushalt: 33,5 Milliarden Euro der insgesamt 37,6 Milliarden Euro Energiesteuer stammten in 2020 aus der Besteuerung von Kraftstoffen. Die Energiesteuer machte dabei 35,6 Prozent der Bundessteuern aus.

Die Transformation zur Klimaneutralität stellt die Branche vor große Herausforderungen. Europaweit werden Investitionen für die Transformation auf 400 bis 650 Milliarden Euro geschätzt.^[2] Der regulatorische Rahmen benachteiligt derzeit die biogenen und synthetischen Kraftstoffe gegenüber anderen Antriebsformen. Die synthetischen Kraftstoffe betrifft insbesondere der delegierte Rechtsakt zu Artikel 27 der RED II mit den darin getroffenen Regelungen zur Zusätzlichkeit sowie zeitlichen und geografischen Korrelation der Stromerzeugung für die Herstellung klimaneutralen Wasserstoffs.^[17] Diese Regelungen sind insbesondere kritisch für Pilotprojekte, da durch die strengen Vorgaben der Bezug von erneuerbarem Strom aus dem Netz deutlich erschwert wird. Dadurch werden Investitionsentscheidungen gehemmt und fehlen Marktanreize.

Insgesamt investierte die Kokerei- und Mineralölverarbeitung im Jahr 2020 rund 145 Millionen Euro in Forschung und Entwicklung.^[18]



Versorgungssicherheit

Die Mineralölwirtschaft gilt als systemrelevante Branche und versorgt weite Teile der Mobilität, Wärme und chemischen Industrie. 2021 kamen in Deutschland dazu 82,3 Millionen Tonnen importierte und 1,8 Millionen Tonnen inländische Rohöle zum Einsatz.^[1] Die Nettoimportabhängigkeit von Deutschland liegt damit bei rund 98 Prozent. Hinzu kam der Import von 36,6 Millionen Tonnen bereits verarbeiteter Mineralölprodukte.

Bis zum Jahr 2022 war Russland der mit Abstand wichtigste Lieferant. Mit rund 22 Millionen Tonnen stammte etwa ein Viertel des Rohölexportvolumens aus Russland.^[19] Mit dem EU-Ölembargo sanken die Importe von 2,8 Millionen Tonnen im Monat Januar 2022 auf eine Restmenge von 3.500 Tonnen im Januar 2023 und kamen somit quasi zum Erliegen. Kompensiert wurden diese Importe durch Lieferungen aus Norwegen, dem Vereinigten Königreich und Kasachstan sowie den Vereinigten Staaten und den Vereinigten Arabischen Emiraten. Der Importwert je Tonne Mineralöl lag mit 611 Euro unter dem Jahresdurchschnitt von 686 Euro. Im Jahr 2021 lag der Durchschnittswert noch bei 430 Euro pro Tonne.

Während die weltweite Nachfrage nach fossilen Energieträgern stetig sinkt, steigt die Nachfrage nach klimaneutralen Produkten. Dies betrifft sowohl Mobilität und Transport (insbesondere den Luft-, Schiffs- und Schwerlastverkehr) als auch die Versorgung der chemischen Industrie. Zum derzeitigen Stand ist noch unklar, wo diese Energieträger und chemischen Grundstoffe zukünftig erzeugt und ob importierte Rohprodukte in deutschen und europäischen Raffinerien aufbereitet und veredelt werden. Wasserstoff und seine Folgeprodukte werden in diesem Kontext eine wesentliche Rolle zur Schließung von EE-Versorgungslücken Deutschlands spielen. Die Defossilisierung der Raffinerien verringert dabei die (Import-)Abhängigkeit von Erdgas und Mineralöl.

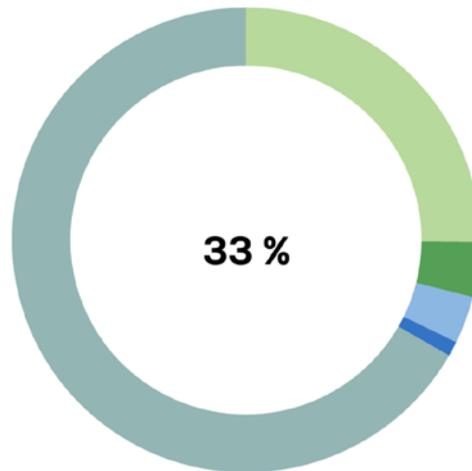
PUBLIKATIONEN

> Wasserstoff-Kompass (2023): Wasserstoff in der chemischen Industrie
https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Chemische_Industrie.pdf

Endenergiebedarf

33,3 Prozent des deutschen Endenergieverbrauchs wurden 2021 durch Mineralöl gedeckt (801 Terawattstunden von insgesamt 2.407 Terawattstunden).^[20]

Anteil von Mineralöl zur Deckung des deutschen Endenergiebedarfs und dessen Einsatz in unterschiedlichen Sektoren



Verkehr Haushalte Gewerbe, Handel und Dienstleistungen Industrie Rest

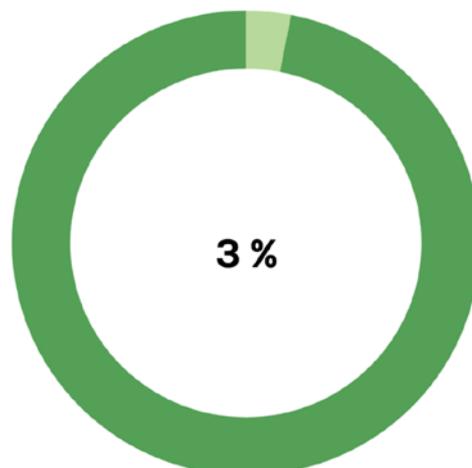
Aussagen zum Energiebedarf der Raffinerien lassen sich nur schwer treffen, da es hierzu keine belastbaren öffentlichen Angaben gibt. Eigenenergiebedarfe werden grundlegend durch Teile des Mineralöls und der Mineralölprodukte gedeckt und variieren von Standort zu Standort.

Treibhausgasemissionen

22,5 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente wurden 2021 durch Raffinerien in Deutschland emittiert.^[21] Dies entspricht immerhin 19 Prozent der Emissionen der deutschen Industrie, obwohl Raffinerien nur circa 3 Prozent der Industrieanlagen in Deutschland ausmachen.

Treibhausgasemissionen

Anteil der Raffinerien in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente



Raffinerien Rest

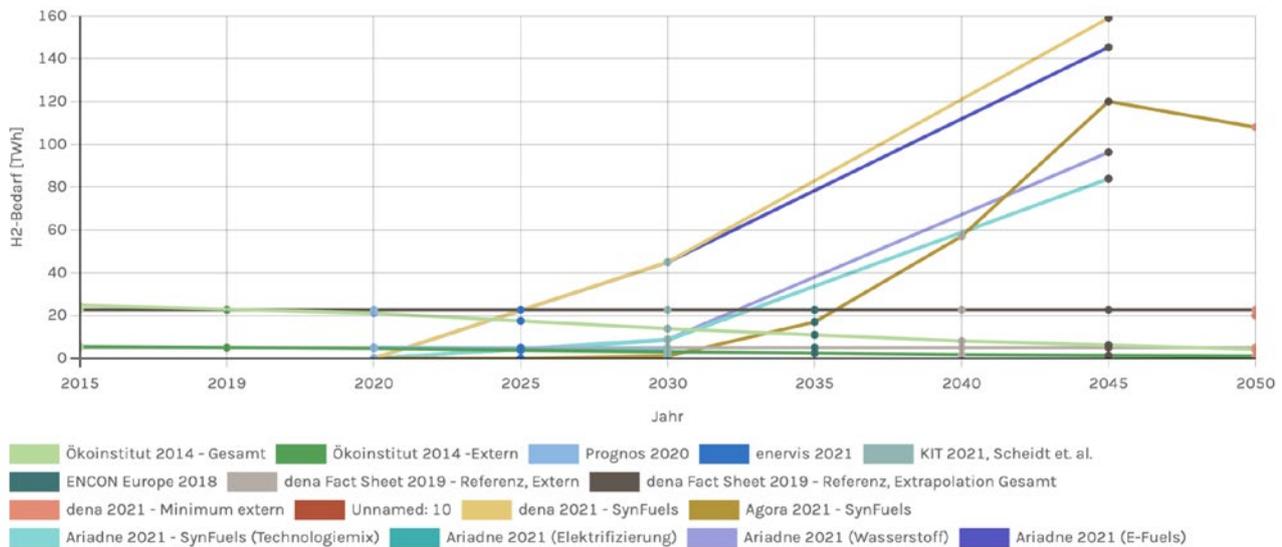
Die größten Emittenten innerhalb einer Raffinerie sind neben der Energieversorgung (im Wesentlichen werden Eigenbedarfe durch thermische Verwertung von Mineralöl und Mineralölprodukten gedeckt) die Destillationseinheiten, das Fluid Catalytic Cracking und die Dampfreformierung von Erdgas. Letztere dient als externe Quelle zur Bereitstellung von Wasserstoff für die Entschwefelung von Erdgas und Rohöl-basierten Zwischenprodukten (Hydrotreating), die Hydrierung von Zwischenprodukten sowie das sogenannte Hydrocracking.

Wasserstoffbedarfe

Einhergehend mit der Defossilisierung der Rohstoffbasis und einem sinkenden Absatz an Mineralölprodukten wird der grundlegende Wasserstoffbedarf zur Mineralölaufbereitung mittel- bis langfristig abnehmen. Gleichzeitig gilt es zu beachten, dass bei fortschreitender Substitution von Mineralöl auch weniger niederwertiges Nebenprodukt (zum Beispiel Schweröl) zur Bereitstellung von internem Wasserstoff genutzt werden kann. Diese gilt es dann durch nachhaltig extern produzierten Wasserstoff zu ersetzen.

Wasserstoffbedarfe

der Raffinerien zur Aufbereitung von Mineralöl (abnehmend) und Herstellung synthetischer Kraftstoffe (zunehmend) nach Studienlage in Terawattstunden ^{[8][22][23][24][25][26][27][28][29][30]}



Und während Wasserstoffbedarfe zur Aufbereitung von Mineralöl(-produkten) grundsätzlich abnehmen, wird parallel die Aufbereitung biogener oder Abfall-basierter Rohprodukte in zukünftigen Raffineriemodellen an Relevanz gewinnen und zumindest übergangsweise auch die Entschwefelung von Rohöl und Biomasseströmen noch eine wesentliche Rolle spielen. Inwiefern sich dies auf die Gesamtbedarfe auswirkt, lässt sich derzeit nicht prognostizieren und geht aus der Studienlage nicht hervor.

Zeitgleich steigen die Bedarfe an synthetischen Energieträgern, insbesondere im Segment der schwer bis gar nicht elektrifizierbaren Verkehrsträger (zum Beispiel



Schiffs-, Schwerlast- und Luftverkehr) sowie gegebenenfalls in Teilen der Gebäude- und Prozesswärme. Laut Studienlage wird auch zukünftig mit hohen Bedarfen an synthetischen Kraft-, Brenn- und Treibstoffen gerechnet. Allein für die Synthese alternativer Kraftstoffe werden bis 2030 Wasserstoffbedarfe von bis zu 45 Terawattstunden_{thv} für Deutschland prognostiziert, die bis 2045 auf 84 bis 159 Terawattstunden_{thv} ansteigen.^{[28][29][30]} Zum jetzigen Zeitpunkt ist unklar, wo die Erzeugung dieser Energieträger stattfinden soll und ob eine Aufbereitung von importierten Rohprodukten in deutschen und europäischen Raffinerien erfolgt.

Noch nicht inkludiert in dieser Darstellung sind etwaige Wasserstoffbedarfe für die chemische Industrie, die – wie zum Beispiel im Fall von synthetischem Naphtha – auf Basis der Fischer-Tropsch-Reaktion in Raffinerien bereitgestellt und oder aufbereitet werden könnten.

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Wasserstoffanlieferung

Rund um die Versorgung mit Wasserstoff und seinen Derivaten ergeben sich Fragestellungen, etwa zur benötigten Qualität und wie diese sichergestellt werden kann, aber auch zur Infrastrukturanbindung. Zusätzlich werden auch lokale Speichermöglichkeiten und deren Integration in das Gesamtsystem evaluiert werden müssen.

Wasserstoffproduktion vor Ort

Erfolgt die Wasserstofferzeugung auf dem Werksgelände selbst, ergeben sich Fragen rund um die Systemintegration, zum Beispiel zur Bereitstellung von erneuerbarem Strom, Betriebsweisen von Elektrolyseuren, Sicherheit, Energie- und Wasserstoffspeicherung sowie bereitgestellter Reinheit.

Wasserstofferzeugung

› Es ist nicht zu erwarten, dass die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff als Ersatz für Wasserstoff aus der Dampfreformierung mit Einschränkungen oder drastischen Veränderungen im Betrieb der Raffinerien einhergeht. Nachhaltiger Wasserstoff kann fossilen Wasserstoff voraussichtlich ohne größere technische Veränderungen ersetzen.



- › Die bisherigen (fossilbasierten) Verfahren zur Wasserstoff- oder Synthesegaserzeugung sind stark integriert in Raffinerieprozesse und Anlagen im Verbund der chemischen Industrie. Eine alternative Wasserstoffherzeugung erfordert daher gegebenenfalls FuE-Aktivitäten zur Integration in die bestehenden Prozesse, insbesondere in Bezug auf einen dynamischen Betrieb, der mit Wechsellasten entlang der Wertschöpfungskette einhergeht.
- › Reinheitsanforderungen und Trocknung des Wasserstoffs für einzelne Prozessschritte können Anpassungen erfordern, die in Raffinerien durch langjährige Erfahrung im Umgang mit Wasserstoff gewährleistet sein sollten.
- › Gleiches gilt für eine Ausfallsicherheit und damit den Bedarf an Vorratsspeicherung von Wasserstoff.
- › Integration von Abwärme: Erzeugungstechnologien wie etwa die Hochtemperatur-elektrolyse bedürfen einer hohen Wärmezufuhr. Durch die Integration in thermische Prozessketten lassen sich Wirkungsgrade erhöhen. Die diversen Nutzungsmöglichkeiten entlang thermischer Prozessketten werfen allerdings weitere FuE-Bedarfe bezüglich der Prozessintegration auf.

Umstellung der Rohstoffversorgung weg von Mineralöl

- › Zur Deckung des nachhaltigen Rohstoffbedarfes gilt es, (standortspezifisch) Potenziale für Biomasse, (Kunststoff-)Abfälle sowie weitere Reststoffe in wirtschaftlich sinnvollen Transportzonen im Umkreis der Standorte, EE-Potenziale in Standortnähe zur Umwandlung in Wasserstoff und Folgeprodukte sowie die CO₂-Versorgung der einzelnen Standorte zu analysieren.
- › Kohlenstoffdioxid: Kohlenstoffdioxid wird auch in Zukunft ein wichtiges Element für die Rohstoffversorgung von Raffinerien sein – zum Beispiel für die Produktion von Methanol und seinen Folgeprodukten oder aber für die Fischer-Tropsch-Synthese. F&E-Bedarfe betreffen die Integration von Kohlenstoffdioxid in die bestehenden Prozesse, die Nachhaltigkeit der Kohlenstoffquelle, den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur, die Integration von CCU/CCS und die (Weiter-)Entwicklung von CO₂-Abscheidungsverfahren.
- › Synthetisches Rohöl: In der FT-Synthese fällt ein Produktgemisch (FT-Crude) an, welches weite Bestandteile des heutigen Mineralöls durch reinere, synthetische Fraktionen ersetzen kann. Durch Anpassungen der Prozessführung kann dieses Produktgemisch beeinflusst werden, sodass der Bedarf für energieintensive Downstreamprozesse reduziert werden kann. Auch wenn das FT-Verfahren grundsätzlich im Industriemaßstab verfügbar ist, existieren F&E-Bedarfe bezüglich der Optimierung der Produktselektivität sowie zur Integration in die (zukünftig teils dynamische) Prozesskette.
- › Methanol-to-X Routen: Ausgehend von Methanol lassen sich verschiedene Produkte zum Beispiel die Kraftstofffraktionen Benzin, Kerosin und Diesel oder Aromaten erzeugen. Ähnlich wie bei der Fischer-Tropsch-Synthese fällt auch hier ein Gemisch der Fraktionen an, welches durch Anpassung der Prozessführung weiter optimiert werden kann. Ebenso ist eine Einbindung in Raffinerieprozesse bislang nicht erfolgt.



- › Biomasse und Kunststoffaufbereitung: Auch Pyrolyseverfahren von Biomasse und Kunststoffabfällen wird für die zukünftige Versorgung von Raffinerien eine wichtige Rolle zugesprochen. Diese Prozesse bedürfen noch weiterer FuE, um zu industrieller Marktreife zu gelangen, insbesondere was die Mischung von Reststoffen und Abfällen, mögliche Einzugsgebiete und Anlagenverbünde, aber auch Fragestellungen rund um das mögliche Produktspektrum entlang von Varianzen in der Zusammensetzung der Eingangsstoffe angeht.
- › Standortfragen: Synthetische Prozessrouten, wie die Erzeugung eines FT-Crudes oder die Methanolsynthese als Basis für Methanol-to-X, werden aufgrund vergleichsweise niedriger EE-Potenziale Deutschlands vornehmlich in Ländern und Regionen mit guten Standortbedingungen für erneuerbare Energien erwartet. Ob eine Aufbereitung und Veredelung am Produktionsstandort stattfindet und die finalen FT-Produkte importiert werden oder das Rohprodukt FT-Crude importiert und in hiesigen Raffinerien aufbereitet wird, ist derzeit noch unklar. Hieraus ergeben sich standortbezogene Fragen zu übergeordneten ökologischen und ökonomischen sowie Akzeptanzaspekten.
- › Teile der Raffinerieanlagen/Wertschöpfungsketten werden langfristig gegebenenfalls obsolet, müssen umgewidmet werden oder es entstehen schlimmstenfalls Überkapazitäten bei einzelnen Prozessteilen oder sogar ganzen Raffinerien, wodurch es zu Stilllegungen kommen kann. Diese Teile gilt es standortspezifisch zu eruieren und Alternativen zu entwickeln.

Alternativen zu Koppel- und Nebenprodukten

- › Bei der Abkehr von Mineralöl und Erdgas entfallen wichtige, inhärente Koppel- und Nebenprodukte der Raffinerien. Dies betrifft zum Beispiel Schwefel, Bitumen, Schmieröle und Aromaten, aber auch Schweröl, Ruß und Koks, die allesamt wesentlicher Bestandteil der heutigen Wertschöpfungsketten sind.
- › Im Zuge der Defossilisierung der Mineralölbranche bedarf es klimafreundlicher Alternativen für diese Koppel- und Nebenprodukte, da ansonsten wichtige Teile der heutigen Wertschöpfungsketten wegbrechen.
- › Schwefel: Bei der Aufbereitung von Erdgas und Mineralöl fällt hochreiner Schwefel an, der unter anderem für die Herstellung von Schwefelsäure, zur Vulkanisierung von Kautschuk oder als Legierungselement essenzieller Bestandteil der Wertschöpfung ist. Langfristig gilt es, effektive Recyclingverfahren für schwefelhaltige Produkte im industriellen Maßstab zu etablieren.
- › Bitumen: Für den Straßenbau ist Bitumen aufgrund seiner Eigenschaften quasi unersetzlich. Aus Biomasse erzeugter Bitumen (auch bekannt als Biotumen) wird aufgrund der notwendigen Biomassebedarfe und damit verbundenen hohen Flächenbedarfe nicht alleinig den Markt bedienen können, sodass Alternativen erforscht und entwickelt werden müssen.
- › Schmieröle: Über die Isomerisierung von Fischer-Tropsch-Produkten und anderen Kohlenwasserstoffen sollten synthetische Schmieröle zugänglich sein, wobei die Qualitäten dieser synthetischen Produkte für bestehende Anwendungen geeignet sein müssen. Bisher sind keine Demonstrations- oder Pilotanlagen für synthetische Schmieröle bekannt.

- › Methanol-to-Aromatics: Aromaten sind in der chemischen Industrie von essenzieller Bedeutung, allerdings kaum über andere nicht fossile Technologien im heutigen Maßstab zugänglich. Die Technologie muss im Hinblick auf Katalysator- und Prozessoptimierung, Produktselektivität und Integration in die Prozessketten weiterentwickelt werden, damit sie industriell zur Verfügung steht. Auch die Erzeugung aromatischer Verbindungen aus Biomasse gilt es weiter zu beforschen und in die Marktreife zu überführen.
- › Ruß und Petrolkoks sind interessante Ausgangsmaterialien für verschiedene Anwendungen, beispielsweise auch für Elektrodenmaterialien. Langfristig gilt es, diese auf alternativem Wege zu erzeugen.
- › Die Schwerölfraction nimmt mit sinkender Verarbeitung von Mineralöl stetig ab und entfällt langfristig. Die Schwerölvergasung (partielle Oxidation) stellt derzeit die Versorgung mit Synthesegas für die Methanolproduktion (deckt derzeit etwa 60 Prozent des Prozesses) und Wasserstoff für die Ammoniakproduktion sicher. Erneuerbare Alternativen zur Synthesegas- und Wasserstoffherzeugung, um diese Bedarfe langfristig zu decken, gilt es weiterzuentwickeln und kommerziell verfügbar zu machen.

Begleitforschung

Raffinerien in Deutschland, Europa und weltweit stehen vor einem Strukturwandel, dessen Ausmaß und Folgen bislang noch weitestgehend unklar sind. Eine Roadmap mit Transformationspfaden für Raffinerien auf (inter-)nationaler Ebene existiert nicht und ist aufgrund sehr unterschiedlicher Standortgegebenheiten (hohe Komplexität, Privatwirtschaft) und mangelnder regulatorischer Basis (RED II Delegated Act mit entsprechender nationaler Umsetzung) nur schwer zu entwickeln.^[2]

Neben den hier genannten Forschungsbedarfen könnten weitere Fragestellungen aufkommen, etwa zu sozialer Akzeptanz, Auswirkungen bei Abwanderung beziehungsweise Auslagerung von Teilschritten. Darüber hinaus können ökonomische Analysen stattfinden.



Handlungsoptionen

Ersatz von Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Erdgas

Raffinerien haben einen hohen Wasserstoffbedarf für die Entschwefelung der fossilen und biogenen Rohstoffbasis sowie die Umwandlung und Aufbereitung von Zwischenprodukten. Ein mit rund 78 Prozent (entspricht rund 532.000 Tonnen im Jahr) großer Teil dieses Bedarfes lässt sich derzeit durch Wasserstoff decken, der bereits bei der Umwandlung des Rohöls als Nebenprodukt entsteht.^[8] Dieser Wasserstoff ist bereits Bestandteil des Mineralöls und wird beispielsweise bei der Reformierung oder Schwerölvergasung freigesetzt.

Die übrigen rund 22 Prozent (entspricht rund 150.000 Tonnen im Jahr) müssen extern erzeugt und bereitgestellt werden.^[8] Dies erfolgt bislang auf Basis der Dampfreformierung von Erdgas, muss zur Erreichung der Klimaziele langfristig jedoch auf klimafreundlichem Weg erfolgen. Ein Fokus liegt hierbei auf der Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse. Je weniger fossiles Mineralöl zum Einsatz kommt, desto geringer fällt auch der Anteil an internem Wasserstoff aus und auch dieser muss in Abhängigkeit des Transformationsprozesses extern gedeckt werden.

Voraussetzungen

- › Zur Deckung allein des derzeitigen externen Wasserstoffbedarfes von rund 150.000 Tonnen im Jahr würden unter optimistischen Annahmen etwa 1 bis 2 Gigawatt Elektrolyseleistung benötigt.^[8]
- › Die Versorgung mit nachhaltig produziertem Wasserstoff könnte durch Erzeugung am Standort oder durch Anbindung an ein Wasserstoffnetz erfolgen. In beiden Fällen sind die notwendigen Infrastrukturen inklusive Zwischenspeicher Grundvoraussetzung.

Vorteile

- › Der Umgang mit Wasserstoff gehört in Raffinerien (und im Verbund mit der chemischen Industrie) zum Tagesgeschäft und klimafreundlicher Wasserstoff kann schon heute ohne technische Einschränkungen in den laufenden Betrieb der Raffinerien integriert werden.
- › Durch die direkte Einspeisung von nachhaltig erzeugtem Wasserstoff lässt sich unmittelbar ein THG-Einsparpotenzial realisieren. Beim vollständigen Ersatz des heute fossilen externen Wasserstoffs durch Elektrolysewasserstoff ließen sich rund 1,4 Millionen Tonnen CO₂ Äquivalente vermeiden, sofern dieser ausschließlich auf Basis erneuerbaren Stroms erzeugt wurde.^[8]

- › Durch existierende Verbundstrukturen mit der chemischen Industrie ließe sich der produzierte Wasserstoff selbst bei sinkendem Absatz von Mineralölprodukten noch anteilig in anknüpfende chemische Prozesse einspeisen, sollte sich mittelfristig ein »Überschuss« für den raffinerieeigenen Betrieb ergeben. Die Gefahr von Stranded Assets (bezogen zum Beispiel auf Elektrolysekapazitäten, Netzanbindung und Wasserstoffspeicher) ist im Fall gegebener Verbundstrukturen somit gering.

Nachteile

- › Der Wasserstoff würde zunächst im Wesentlichen zur Aufbereitung von fossilen Mineralölen beziehungsweise Mineralölprodukten genutzt, bis eine Transformation hin zu erneuerbaren Rohstoffen und Rohprodukten etabliert ist.

Folgen

- › Wasserstoffbedarfe zur Entschwefelung des Erdgases für die Dampfreformierung entfallen langfristig. Gleichzeitig nimmt der Anteil des Nebenproduktes Schwefel ab, der im Zuge der Aufreinigung als hochreines Zwischenprodukt anfällt und für eine Vielzahl an Folgeprodukten in der Wertschöpfungskette (Herstellung von Schwefelsäure, Vulkanisierung von Kautschuk, Verwendung als Legierungselement etc.) essenziell ist. Hierfür gilt es, langfristig klimafreundliche Alternativen zu finden.
- › Neben externem Wasserstoff muss langfristig auch ein bislang unklarer Anteil an internem Wasserstoff aus der direkten Mineralölverarbeitung ersetzt werden. Dies betrifft insbesondere anknüpfende Prozesse wie die Erzeugung von Methanol, wo der Wasserstoff heute zu einem erheblichen Anteil auf Basis der Schwerölvergasung zur Verfügung gestellt wird.
- › Bei der Abkehr von Erdgas als Wasserstoffquelle entfällt das Nebenprodukt Schwefel, welches bei der Entschwefelung des fossilen Erdgases als hochreines Nebenprodukt anfällt. Schwefel ist ein wesentlicher Bestandteil heutiger Wertschöpfungsketten (chemische Industrie, Vulkanisierung von Kautschuk, Stahllegierungen) und es müssen klimafreundliche Alternativen zur Gewinnung gefunden werden.

Ökonomische Aspekte

Allein für die Weitere Elektrolyse werden Investitionskosten abhängig vom Elektrolysetyp auf derzeit 1.000 bis 2.000 Euro pro Kilowatt geschätzt.^{[31][32][33]} Bis 2030 wird von einer Reduktion der CAPEX auf rund 300 bis 800 Euro pro Kilowatt abhängig von der Technologie ausgegangen. Zur Deckung des deutschlandweiten Bedarfes an rund 150.000 Tonnen Wasserstoff im Jahr für die Raffinerien wird derzeit eine notwendige Elektrolysekapazität von 1 bis 2 Gigawatt erwartet. Entsprechend wären Investitionen in einer Spannweite von 0,3 bis 2 Milliarden Euro notwendig, um Wasserstoff aus der Dampfreformierung durch Elektrolysewasserstoff zu ersetzen. Hinzu kommen noch die Betriebskosten, die pauschal mit 5 Prozent der CAPEX-Kosten abgeschätzt werden können (zusätzliche 15 bis 100 Millionen Euro pro Jahr).

Versorgungssicherheit

Auch wenn langfristig der Anteil fossilen Mineralöls und seiner Produkte stetig abnimmt, wird Wasserstoff eine tragende Rolle in der Entschwefelung der biogenen Rohstoffbasis sowie in der Umwandlung und Aufbereitung von erneuerbaren Zwischenprodukten auf Basis biogener und synthetischer Routen zugesprochen. Raffinerien versorgen zudem vielfach den chemischen Verbund und können auch zukünftig Wasserstoff zentral erzeugen und/oder verteilen. Gleichzeitig trägt die Umstellung auf Elektrolysewasserstoff dazu bei, die Abhängigkeit von Erdgas zu reduzieren.

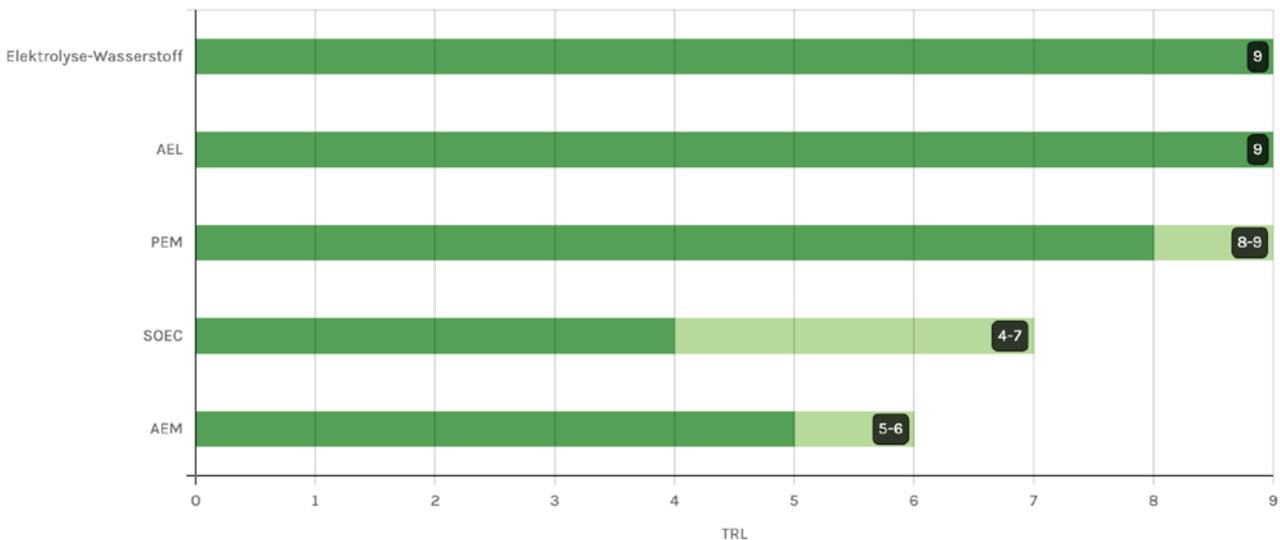
Technologiereifegrad

Der Einsatz von Wasserstoff gehört heute bereits zum Tagesgeschäft der Raffinerien und ist somit im industriellen Umfeld erprobt. Die Integration des Elektrolysewasserstoffs in den Betrieb der Raffinerien kann schon heute ohne technische Einschränkungen erfolgen.

Im Rahmen des REFHYNE-Projektes wurde bereits ein 10-Megawatt-PEM-Elektrolyseur im Raffinerie-Umfeld getestet und soll nun in REFHYNE 2 auf insgesamt 100 Megawatt (entspricht etwa 15.000 Tonnen Wasserstoff im Jahr) erweitert werden.^{[10][11]}

Technologiereifegrad

Der grundsätzliche Einsatz von Elektrolysewasserstoff wird durch die einfache Integration mit einem TRL von 9 bewertet. Der TRL für die Wasserstoffherzeugung hängt im Wesentlichen von der zum Einsatz kommenden Elektrolyse-Technologie ab und beträgt somit 9 (AEL), 8 bis 9 (PEM), 4 bis 7 (SOEC) oder 5 bis 6 (AEM).



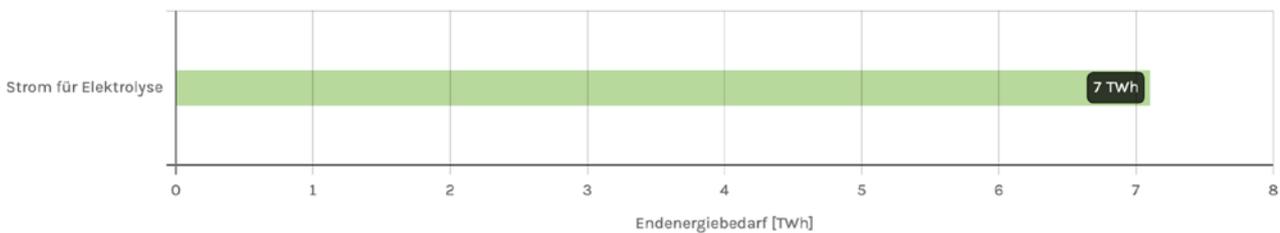
Endenergiebedarf

Unter optimistischen Annahmen (> 3.600 Vollaststunden) wäre eine installierte Elektrolyseleistung von bis zu 2 Gigawatt erforderlich, um den jährlichen externen Bedarf an Wasserstoff in Höhe von etwa 5 Terawattstunden zu decken. Wie im Rahmen der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie vermerkt, werden durch die nationale Umsetzung der novellierten europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) in Deutschland Anreize für Investitionen in Elektrolyseure in genau

diesem Zwei-Gigawatt-Kapazitätsumfang geschaffen.^[68] Diese sollen allerdings nicht nur dem Ersatz von grauem Wasserstoff, sondern zugleich auch der direkten Nutzung in Brennstoffzellen-Fahrzeugen sowie dem Einsatz in E-Fuels zugutekommen.

Endenergiebedarf in Terawattstunden pro Jahr

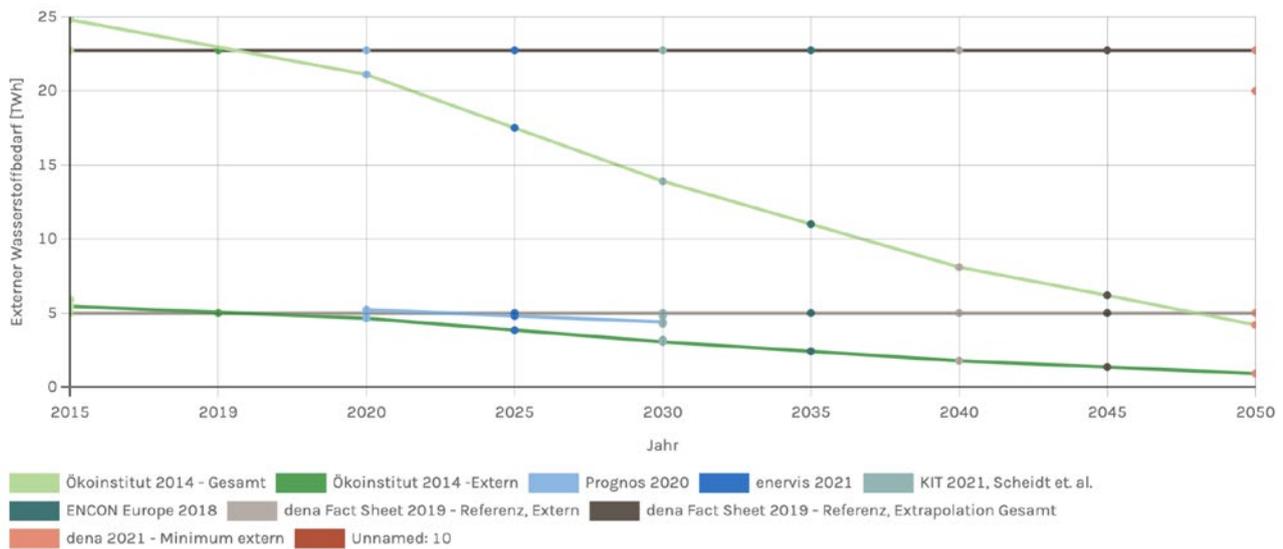
Für die Bereitstellung der derzeit jährlich notwendigen 150.000 Tonnen externen Wasserstoffs (entspricht einem Energiegehalt von etwa 5 Terawattstunden) würden unter der Annahme einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent etwa 7,1 Terawattstunden Strom pro Jahr benötigt.



Wasserstoffbedarfe

Externe Wasserstoffbedarfe

der Raffinerien zur Aufbereitung von Mineralöl nach Studienlage in Terawattstunden^{[8][22][23][24][25][26][27]}



Im Jahr werden in deutschen Raffinerien etwa 150.000 Tonnen externer Wasserstoff verbraucht. Dies entspricht einem Energiegehalt von rund fünf Terawattstunden. Wird dieser Wasserstoff auf Basis von Elektrolyse produziert, würden unter optimistischen Annahmen etwa 1 bis 2 Gigawatt Elektrolyseleistung benötigt. Laut Studienlage wird der Bedarf an extern bereitgestelltem Wasserstoff der nationalen Raffinerien gemäß dem weltweit sinkenden Absatz von Mineralölprodukten mittel- bis langfristig abnehmen.

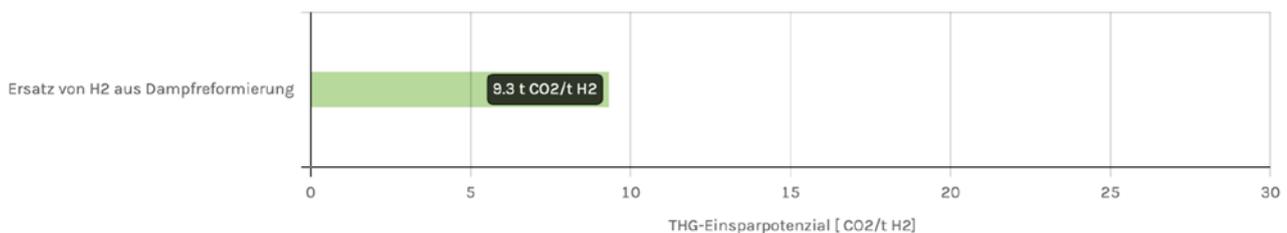
Während Wasserstoffbedarfe zur Aufbereitung von Mineralölprodukten grundsätzlich abnehmen, gilt es zu beachten, dass parallel die Aufbereitung biogener oder Abfall-basierter Rohprodukte für zukünftige Raffineriemodelle an Relevanz gewinnt und auch neuartige synthetische Verfahren wie Fischer-Tropsch und Methanol-to-X zunehmend eine Rolle spielen werden. Zumindest übergangsweise ist auch die Entschwefelung von Rohöl und Biomasseströmen nicht zu vernachlässigen. Inwiefern sich dies jedoch auf die Gesamtbedarfe auswirkt, lässt sich derzeit noch nicht prognostizieren und geht aus der Studienlage nicht hervor.

Zeitgleich fällt während der Substitution fossiler durch erneuerbare Rohstoffe auch weniger niederwertiges Nebenprodukt an, welches zur Bereitstellung von internem Wasserstoff genutzt werden kann. So entfällt zum Beispiel langfristig die Fraktion des Schweröls, die heute einen erheblichen Anteil der Wasserstoffbereitstellung für die Methanol- und Ammoniaksynthese ausmacht. Diese gilt es dann durch extern produzierten nachhaltigen Wasserstoff zu ersetzen.

Minderungspotenzial

Treibhausgas-Einsparpotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne H₂

Bezogen auf den gesamten externen Wasserstoffbedarf von rund 150.000 Tonnen im Jahr, ergäbe sich ein Minderungspotenzial von rund 9,3 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂. Rund 1,4 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente könnten im Jahr durch den Ersatz von fossilem Wasserstoff auf Basis der Dampfreformierung von Erdgas durch klimafreundlichen Wasserstoff eingespart werden.^[8] Diese entspräche bereits einer THG-Emissionsminderung von rund 6,2 Prozent des deutschen Raffinerie-sektors (im Vergleich zu Emissionen von 22,5 Millionen Tonnen CO₂-Äq. in 2021).



Akteur*innen

- > Raffineriebetreiber
- > chemische Industrie (im Verbund)

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > REFHYNE – Shell, 10 MW Elektrolyse
<https://www.refhyne.eu/de/homepage-2/>
- > REFHYNE 2 – 100 MW
<https://www.refhyne.eu/refhyne-2/>
- > Westküste100
<https://www.westkueste100.de/>
- > HyScale100
<https://deutschland.edf.com/de/edf-in-deutschland/hyscale100>



MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Politik- und Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.

MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂

Die klimaneutrale Herstellung von FT-Crude würde hohe Mengen an erneuerbaren H₂ benötigen. Maßnahmen zur Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ wären daher für die Verfügbarkeit und die Bezahlbarkeit der benötigten Mengen notwendig.

Fischer-Tropsch-Crude als Ersatz für die fossile Rohstoffbasis

Bei der nach den Chemikern Franz Fischer und Hans Tropsch benannten Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) wird aus Synthesegas (H₂ + CO) ein Gemisch aus Kohlenwasserstoffen erzeugt, das in seiner Zusammensetzung dem Rohöl ähnelt und deshalb auch als »FT-Crude« (Englisch für »FT-Rohöl«) bezeichnet wird.^{[34][35]} Nutzt man für die Erzeugung des Synthesegases klima-freundliche Rohstoffe wie CO₂ und Wasser, Biomasse oder Kunststoffabfälle, lässt sich ein klimafreundliches synthetisches FT-Crude als Alternative zu Mineralöl erzeugen.

Das Produktgemisch setzt sich abhängig von den verwendeten Prozessparametern und Katalysatoren aus einer Mischung an Gasen (Propan, Butan, aber auch Ethen und Propen), Chemierohstoffen (etwa Rohbenzin beziehungsweise Naphtha), weiteren flüssigen Kohlenwasserstoffen (etwa Benzin, Diesel und Kerosin) sowie Ölen und Wachsen (Weich- und Hartparaffine) zusammen, die im Verkehrssektor oder in der (Fein-)Chemie Einsatz finden können.

Voraussetzungen

- › Es müssen hohe Mengen an H₂ für die Nutzung von rWGS zur Erzeugung des benötigten Synthesegases vorhanden sein. Entsprechend werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- › Es bedarf eines weiteren Aufbaus von Infrastrukturen (Gasnetze, beispielsweise für H₂ oder CO₂, aber auch Stromnetze).
- › Synthesegas oder die dafür benötigten CO₂-Quellen müssen in ausreichender Menge zur Verfügung stehen.
- › Wenn in hiesigen Raffinerien FT-Produkte erzeugt oder veredelt werden sollen, sind Wasserstoffimporte eine notwendige Voraussetzung, da die prognostizierten Wasserstoffbedarfe die inländische Erzeugung signifikant übersteigen werden.
- › Alternativ kann ein Import des FT-Crudes oder der aufbereiteten FT-Produkte, jeweils hergestellt in Ländern mit guten Standortbedingungen für erneuerbare Energien, über die vorhandenen Infrastrukturen der Mineralölwirtschaft erfolgen.

Vorteile

- › Wesentliche Bestandteile des fossilen Mineralöls können substituiert werden. Damit werden Importabhängigkeiten bei Erdöl reduziert.
- › Die Weiternutzung bestehender Infrastrukturen der Mineralölwirtschaft (Pipelines, Tanker etc.) ist möglich.
- › FT-Crude kann fossilem Mineralöl beigemischt werden. Dies ermöglicht eine Abnahmegarantie bereits für kleinere Mengen FT-Crude. Die Erzeugung und Aufbereitung von synthetischem FT-Crude bietet zudem Abnahmesicherheit für große Mengen an erneuerbarem H₂.
- › Im Vergleich zu Rohöl sind FT-Produkte praktisch frei von Schwefel- und Stickstoffverbindungen.^[36]
- › Aufgrund der hohen Reinheit (kaum verzweigte Kohlenwasserstoffe, sehr geringer Aromatenanteil) verbrennen synthetische FT-Kraft- und Brennstoffe mit deutlich geringeren Abgasemissionen als fossile Pendant.^[36]
- › Fischer-Tropsch-Diesel, -Kerosin und Heizöl sind bereits in (inter-)nationalen Normen und Regelwerken enthalten, wodurch sie (zumindest anteilig innerhalb der zugelassenen Beimischungsquoten) bereits heute als Kraft-, Treib- und Brennstoffe eingesetzt werden können.

Nachteile

- › Im Gegensatz zu fossilem Mineralöl sind Aromaten über die FT-Synthese nur bedingt zugänglich. Daher werden alternative Wege der Aromatenerzeugung benötigt.
- › Bedarfe für synthetisches FT-Crude und FT-Produkte können nicht mit eigenen Ressourcen (insbesondere Wasserstoff beziehungsweise Strom) gedeckt werden, sodass Abhängigkeiten von Importen weiter bestehen bleiben.
- › Es ist keine reine Produktion von einzelnen FT-Produkten (zum Beispiel reines Kerosin) möglich. Es fällt immer eine Produktverteilung (FT-Crude) an, die energieintensiv aufgearbeitet werden muss.

Folgen

- › Bestehende Anlagenkapazitäten und Infrastrukturen können (zumindest anteilig) weitergenutzt werden, sofern der Import von FT-Crude oder FT-Produkten aus Ländern mit guten Standortbedingungen erfolgt und die Aufbereitung oder Veredelung in hiesigen Raffinerien geschieht.
- › Bei der Abkehr von Mineralöl entfallen wichtige inhärente Koppel- und Nebenprodukte der Raffinerien, wie unter anderem Schwefel, Bitumen und Schmieröle und Schweröl, die wesentlicher Bestandteil der heutigen Wertschöpfungsketten sind.
- › Entsprechend werden klimafreundliche Alternativen für diese relevanten Koppel- und Nebenprodukte benötigt.

Ökonomische Aspekte

Die Gestehungskosten für FT-Kohlenwasserstoffe übersteigen deutlich die der fossilen Referenzen. Für fossiles Kerosin liegen die Gestehungskosten derzeit beispielsweise bei etwas weniger als 0,50 Euro pro Liter.

Für die Produktion von FT-Kerosin unter Nutzung von CO₂-Punktquellen könnten schon heute Gestehungskosten von weniger als 2,00 Euro pro Liter erreicht werden.^[37] Im Vergleich hierzu ergibt sich mit Direct Air Capture (DAC) als CO₂-Quelle, gekoppelt an eine Synthesegaserzeugung via rWGS, eine Kostenspanne von etwa 1,58 Euro (fortschrittliche DAC-Technologieentwicklung bis 2050) bis 3,00 Euro (DAC zum heutigen Stand der Technik) pro Liter.^[37] Selbst im günstigsten Fall sind die erwartbaren Gestehungskosten also mehr als dreimal so hoch wie für fossiles Kerosin. Dies wiederum entspräche Kosten von etwa 0,13 Euro bis 0,25 Euro pro Kilowattstunde (bezogen auf einen Heizwert von 11,9 Kilowattstunde pro Liter Kerosin).

Mit etwa achtzig Prozent sind die Betriebskosten (OPEX) der wesentliche Kostentreiber.^[37] Allein die Energiekosten für Strom und Wärme machen dabei im günstigsten Fall rund 65 Prozent der Gesamtkosten aus. Günstiger Strom ist dementsprechend der wichtigste Erfolgsfaktor für die Produktion von FT-Kerosin (und allen weiteren FT-Produkten).

Gleiches Verhalten zeigt sich für die Nettoproduktionskosten von längerkettigen FT-Kohlenwasserstoffen (ab einer Kohlenstoff-Kettenlänge von C₅+). Die Gestehungskosten sind stark abhängig von den Wasserstoffkosten, die wiederum stark von den Stromkosten abhängen. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurden beispielsweise Minima an FT-Gestehungskosten von 1,81 Euro/Kilogramm, 3,06 Euro/Kilogramm und 5,47 Euro/Kilogramm für Wasserstoffkosten von 2,30 Euro/Kilogramm, 4,10 Euro/Kilogramm und 7,60 Euro/Kilogramm ermittelt.^[38] Hieraus ergibt sich eine Kostenspanne von rund 2,17 Euro bis zu 6,57 Euro pro Liter (unter Annahme einer durchschnittlichen Dichte von 0,84 Kilogramm/Liter). Dies wiederum entspräche Kosten von etwa 0,21 Euro bis 0,64 Euro pro Kilowattstunde (bezogen auf einen Heizwert von 9,7 Kilowattstunde pro Liter, wie er der Hauptfraktion Diesel entspricht).

Versorgungssicherheit

Flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe spielen eine elementare Rolle für die Versorgungssicherheit beziehungsweise Resilienz im Energie-, Wärme- und Verkehrs-sektor (Kraft- und Brennstoffe, insbesondere für schwer elektrifizierbare Luft-, Schiff- und Schwerlastverkehr sowie für die Versorgung der chemischen Industrie (Naphtha) und der Feinchemie (Öle und Wachse für die Lebensmittel-, Kosmetik-, Pharma- und Kerzenindustrie).

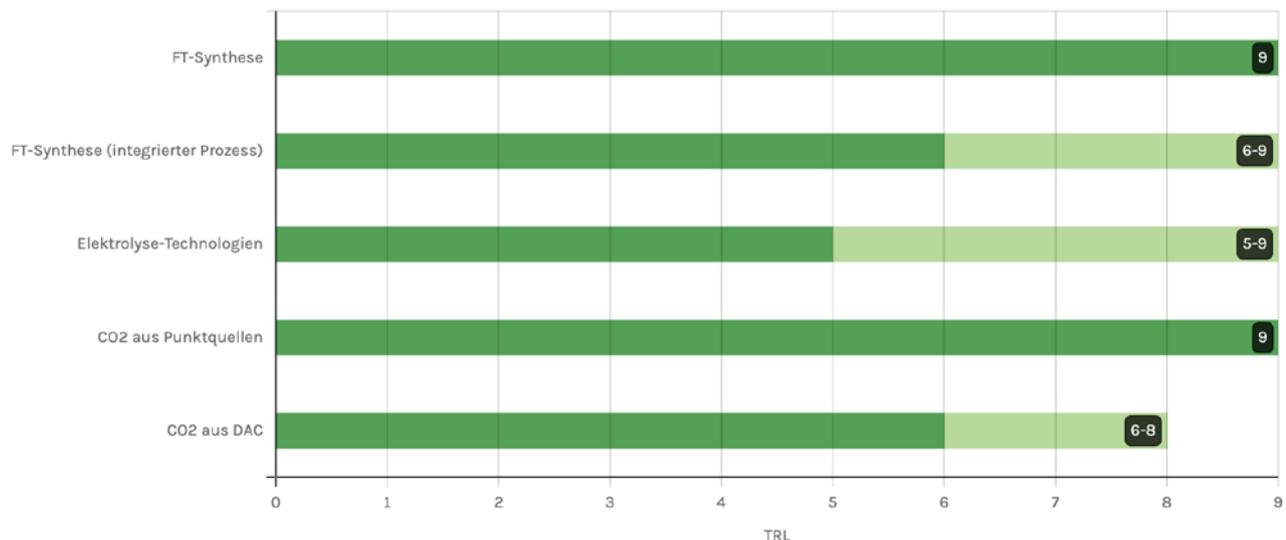
Flüssigen und gasförmigen chemischen Energieträgern wird im zukünftigen Energiesystem eine wesentliche Rolle für den Transport und die Speicherung großer Energiemengen und die Schließung von Versorgungslücken beziehungsweise Engpässen mit erneuerbarer Energie zugesprochen.

Die Erzeugung eines FT-Crudes wird aufgrund vergleichsweise niedriger Potenziale Deutschlands vornehmlich in Ländern und Regionen mit guten Standortbedingungen für erneuerbare Energien erwartet. Ob eine Aufbereitung und Veredelung am Produktionsstandort stattfindet und die finalen FT-Produkte importiert werden oder das Rohprodukt FT-Crude importiert und in hiesigen Raffinerien aufbereitet wird, ist derzeit noch unklar. In beiden Fällen können existierende Infrastrukturen der Mineralölwirtschaft für den Handel mit Mineralöl und Mineralölprodukten (Pipelines, Tanker, Tanklager etc.) weitergenutzt werden. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass Business-Cases für beide Fälle (FT-Crude und veredelte FT-Produkte) entstehen werden.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

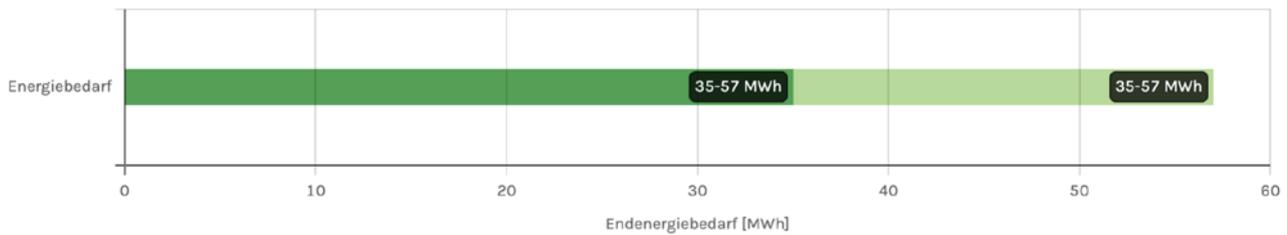
Die FT-Synthese ist ein ausgereifter Prozess, der heute bereits im industriellen Maßstab etabliert ist.^{[35][39]} Der TRL über die Gesamtwertschöpfungskette hängt im Wesentlichen von der zum Einsatz kommenden Elektrolyse-Verfahren (TRL 5-9) und der CO₂-Quelle (Punktquelle: TRL 9, DAC: TRL 6-8^{[40][41]}) ab.



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in Megawattstunden pro Tonne FT-Crude

Der durchschnittliche Gesamtbedarf elektrischer Energie liegt in etwa zwischen 35 und 57 MWh pro Tonne FT-Crude.^{[35][37]}

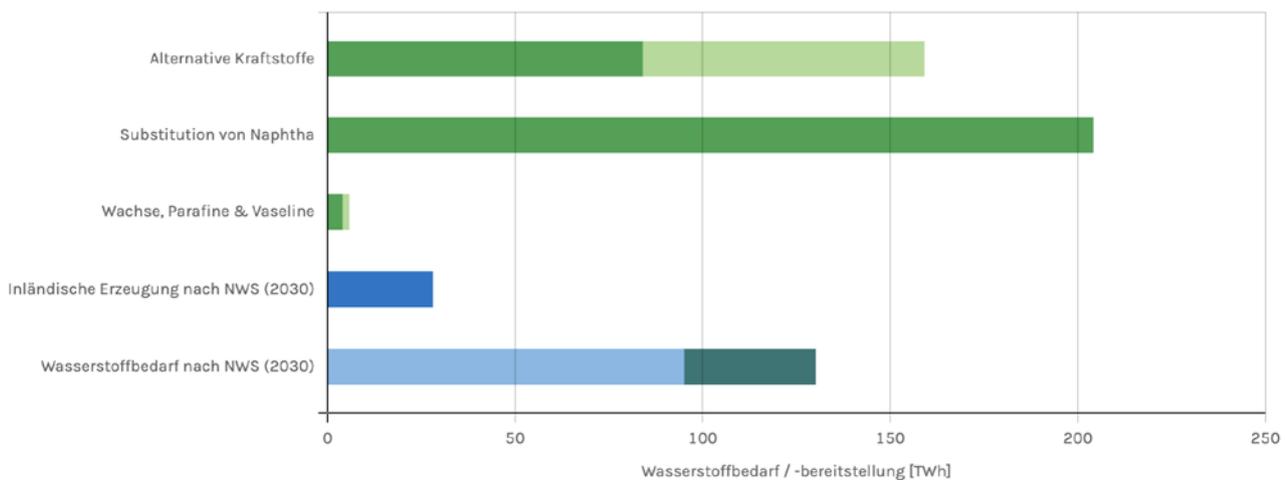


Wasserstoffbedarfe

Bedarfe an Kohlenwasserstoffen, die zumindest zum Teil langfristig durch FT-Produkte gedeckt werden müssten, existieren im Wesentlichen bei der Kraftstoffversorgung mit synthetischen Kraftstoffen (auch synFuels oder eFuels genannt), bei der Naphthaversorgung der chemischen Industrie sowie bei der Versorgung mit Ölen und Wachsen für die Lebensmittel-, Kosmetik-, Pharma- und Kerzenindustrie.

Wasserstoffbedarf für Substitution der fossilen Rohstoffbasis durch FT-Crude in TWh

Im Schnitt werden etwa bis zu 0,49 t H₂ für die Produktion einer Tonne FT-Crude (inklusive rWGS-Reaktion und potenzieller Umwandlungsverluste) benötigt. Für FT-Kerosin ergibt sich unter Einbezug anvisierter Projektangaben (Concrete Chemicals sieht für eine Produktion von 35.000 Tonnen Kerosin rund 14.600 Tonnen H₂ vor) ein Wasserstoffbedarf von etwa 0,42 Tonnen je Tonne Kerosin.^[42]

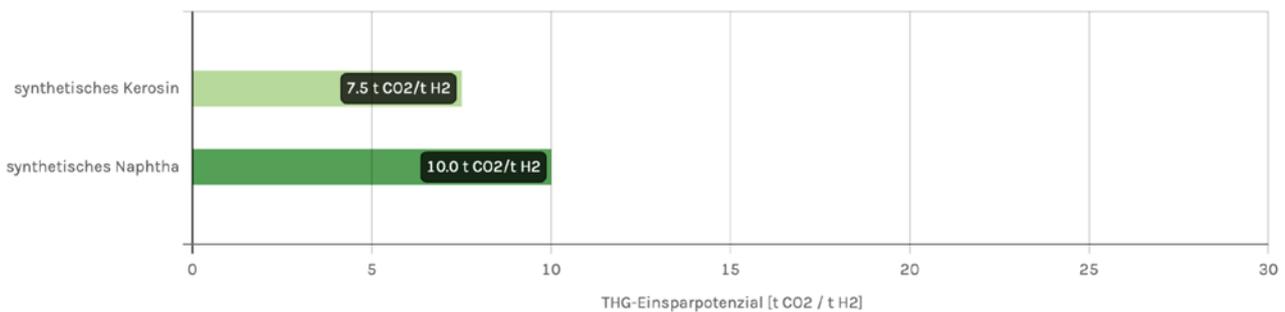


Minderungspotential

Das Minderungspotenzial je Tonne Wasserstoff ist abhängig vom spezifischen Fischer-Tropsch-Produkt, dem fossilen Referenzprozess zur Gewinnung sowie der vorgesehenen Anwendung (Verbrennung, stoffliche Nutzung) und lässt sich nur schwer für das FT-Crude als Ganzes erfassen. Das Minderungspotenzial sei hier exemplarisch für zwei Anwendungsfälle unter optimistischen Annahmen einer rein erneuerbaren Strom- und CO₂-Bereitstellung dargestellt.

Treibhausgas-Einsparpotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne H₂

Rund 10 Millionen t Kerosin werden jährlich durch deutsche Fluggesellschaften verbraucht.^[45] Je Tonne Kerosin werden rund 3,16 Tonnen CO₂ emittiert.^[46] Insgesamt ließen sich theoretisch also rund 32 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen durch synthetisches Kerosin vermeiden, sofern rein klimaneutrale CO₂-Quellen (DAC, biogen) zum Einsatz kämen. Bei einem Wasserstoffbedarf von 0,42 Tonnen je Tonne Kerosin ergibt sich unter diesen Annahmen ein maximales Minderungspotenzial von 7,5 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂. Laut Annahmen^{[35][47]} können beim Einsatz von synthetischem Naphtha anstelle von erdölbasiertem Naphtha etwa 10 Tonnen pro Tonne H₂ eingespart werden.



Akteur*innen

- > Raffinerien
- > chemische Industrie

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > Kopernikus P2X
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/>
- > Concrete Chemicals
<https://www.concrete-chemicals.eu/project>
- > RePoSe
<https://www.cena-hessen.de/de/projekte/repose-real-time-power-supply-for-e-fuels/>
- > H₂Mare
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2mare>
- > H₂Giga (Verbundprojekt DERIEL)
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2giga>
- > TransHYDE
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde>
- > CARE-o-SENE: Katalysatorforschung für nachhaltige Flugzeugtreibstoffe
https://care-o-sene.com/de_de/care-o-sene/
- > MyReacAvFu - Entwicklung und Umsetzung eines innovativen Verfahrens zur Herstellung von Kraftstoffen für den Einsatz im Flugbetrieb auf der Basis biogener Rohstoffe
<https://www.energetische-biomassenutzung.de/projekte-partner/details/project/show/Project/MyReacAvFu-720>
- > BEniVer
https://www.dlr.de/vf/desktopdefault.aspx/tabid-2974/1445_read-52897/



MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Politik- und Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.

MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂

Die klimaneutrale Herstellung von FT-Crude würde hohe Mengen an erneuerbarem H₂ benötigen. Maßnahmen zur Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ wären daher für die Verfügbarkeit und die Bezahlbarkeit der benötigten Mengen notwendig.

MASSNAHME

> Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts

Für einen erfolgreichen Hochlauf der heimischen erneuerbaren H₂-Produktion ist eine Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts „>Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts für Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Nutzung sowie zum Transport von H₂ und seinen Derivaten von großer Bedeutung. Hierbei könnte unter anderem auf Erkenntnisse zur Planung und Genehmigung von Erneuerbare-Energie-Anlagen zurückgegriffen werden.

MASSNAHME

> Vernetzung und Zusammenarbeit mit Drittstaaten

Die klimaneutrale Herstellung von FT-Crude wird Mengen an erneuerbarem H₂ benötigen, die die heimischen Kapazitäten übersteigen werden. Um an größere Mengen von erneuerbarem H₂ kommen zu können, ist die Vernetzung und Zusammenarbeit mit Drittstaaten wichtig.

MASSNAHME

> Ausgestaltung eines Importkriterienkatalogs

Um erneuerbaren H₂ für die klimaneutrale Herstellung von FT-Crude einsetzen zu können, werden große Mengen an erneuerbarem H₂ importiert werden müssen. Aufgrund der Gefahr auf der einen Seite einer Festigung nicht nachhaltiger H₂-Erzeugungspfade und auf der anderen Seite einer Verhinderung des H₂-Hochlaufs ist die Ausgestaltung eines Importkriterienkatalogs „>Gestaltung eines Katalogs an (Nachhaltigkeits-)Kriterien für Importe von wesentlicher Bedeutung.

Methanol-to-Gasoline (MtG)

Rund 16,5 Millionen Tonnen fossiler Ottokraftstoff (Benzin) wurden 2021 in Deutschland verbraucht.^[1] Neben der voranschreitenden Direktelektrifizierung des Straßenverkehrs gilt es, kurz- bis mittelfristig auch die Bestandsflotte mit klimafreundlichen Alternativen zu versorgen.

Methanol-to-X Prozesse bieten eine Möglichkeit, die fossile Rohstoffbasis zu ersetzen.^{[48][49][50][51][52]} Das Konzept basiert auf dem Prozess der Firma Mobil. Hierbei wird Methanol, idealerweise klimafreundlich über Wasserstoff und CO₂ erzeugt, zu verschiedenen Produkten umgesetzt, zum Beispiel Kraftstofffraktionen oder Aromaten. Ausschlaggebend für das Produktspektrum sind die Wahl des Katalysators sowie die Prozessbedingungen.

Im Rahmen des Methanol-to-Gasoline(MtG)-Verfahrens werden aus Methanol zunächst Olefine erzeugt und diese dann in einem Folgeschritt gezielt zu Ottokraftstoff (aus dem Englischen »Gasoline«) umgewandelt.^[53]

Voraussetzungen

- › Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- › Methanol muss in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen. Die Methanolsynthese (inklusive Wasserstoffproduktion) stellt dabei den energieaufwändigsten Schritt dar.
- › Ein Aufbau von Infrastrukturen (Versorgung mit CO₂ und H₂ sowie Strom) sowie Produktionsanlagen muss erfolgen.

Vorteile

- › MtG ist eine ausgereifte Technologie, die industriell erprobt ist. Diverse MtG-Anlagen werden insbesondere in China betrieben.^[54]
- › MtG-Kraftstoff kann bereits heute kommerziellen Kraftstoffen beigemischt werden, wenn die Normanforderungen an Ottokraftstoffe eingehalten werden.^[36]
- › Aufgrund der gegebenen Kompatibilität können bestehende Infrastrukturen (Fahrzeugflotte, Tankstellen und -Lager etc.) weiterhin genutzt werden.
- › Es werden verhältnismäßig hohe Selektivitäten für die Ottokraftstoff-Fraktion erzielt, sodass das Produktgemisch nur einer geringfügigen Aufbereitung bedarf.
- › MtG-Kraftstoff verbrennt aufgrund seiner hohen Reinheit mit geringeren Rußemissionen als das fossile Pendant.^[36]
- › Im Vergleich zu Rohöl ist MtG-Benzin praktisch frei von Schwefel- und Stickstoffverbindungen.

Nachteile

- › Es sind Nutzungskonkurrenzen von Methanolanwendungen bei begrenzter Methanolverfügbarkeit möglich, beispielsweise mit anderen Methanol-to-X Routen.
- › Es besteht die Gefahr der Abwanderung von nationalen Methanol-Produktionskapazitäten an Orte mit besseren Standortbedingungen.
- › Da dem MtG-Prozess der gleiche Reaktionsmechanismus wie der Methanol-to-Aromatics-Route zugrunde liegt, müssen spezifische aromatische Nebenprodukte wie beispielsweise Durol durch geeignete Prozessführung vermieden werden. Solche aromatischen Verbindungen können ansonsten zur Rußbildung beitragen.

Folgen

- › Methanolbedarfe werden deutlich steigen.
- › Dadurch kann es zu einer Verlagerung der Methanolproduktion an Orte mit guten Standortbedingungen kommen, wodurch neue Wertschöpfungsketten entstehen können.
- › Methanol kann aus dem Ausland importiert und in Deutschland veredelt werden. Dadurch kann die energieintensive Methanolerzeugung an Sweetspots mit guten Standortbedingungen ausgelagert werden.
- › Es werden klimafreundliche Alternativen für relevante Koppel- und Nebenprodukte wie Aromaten und Schmieröle, aber auch Schwefel und Bitumen benötigt.

Ökonomische Aspekte

Ein durchschnittlicher Preis von etwa 1,79 Euro für einen Liter Super Benzin (E10) an der Tankstelle setzt sich nach Angaben des ADAC wie folgt zusammen: Mit etwa 85 Cent pro Liter liegen die tatsächlichen Kosten (inklusive CO₂-Abgabe und Gewinn der Mineralölkonzerne) bei rund 48 Prozent des Endpreises. Mit 65,4 Cent für Energiesteuern und 28,6 Cent Mehrwertsteuer machen Steuern etwa 52 Prozent des Endpreises aus.^[55]

Wie auch bei Fischer-Tropsch- und anderen Power-to-X-Produkten sind die Gestehungskosten von MtG-Benzin im Wesentlichen abhängig von den Wasserstoffkosten, die wiederum stark von den Stromkosten abhängen. Hinzu kommen Kosten für die Bereitstellung von CO₂. Unter der Annahme von CO₂-Kosten in Höhe von 70 Euro pro Tonne CO₂ und einem optimistischen Strompreis von 0,06 Euro pro Kilowattstunde konnten Gestehungskosten von etwa 1,88 Euro pro Liter MtG-Benzin ermittelt werden.^[56]

Versorgungssicherheit

Ottokraftstoff (Benzin) spielt eine elementare Rolle für die Versorgungssicherheit im Verkehrssektor, insbesondere für die kurz- bis mittelfristige Versorgung der Bestandsflotte. Aber auch im Hinblick auf die fortschreitende Elektrifizierung ist Benzin relevant, da hybride Fahrzeugantriebe bisweilen weitestgehend über einen Otto- statt einen Dieselmotor als Ergänzung zur Batterie verfügen, diese also langfristig auch mit klimafreundlichem Kraftstoff versorgt werden müssen.

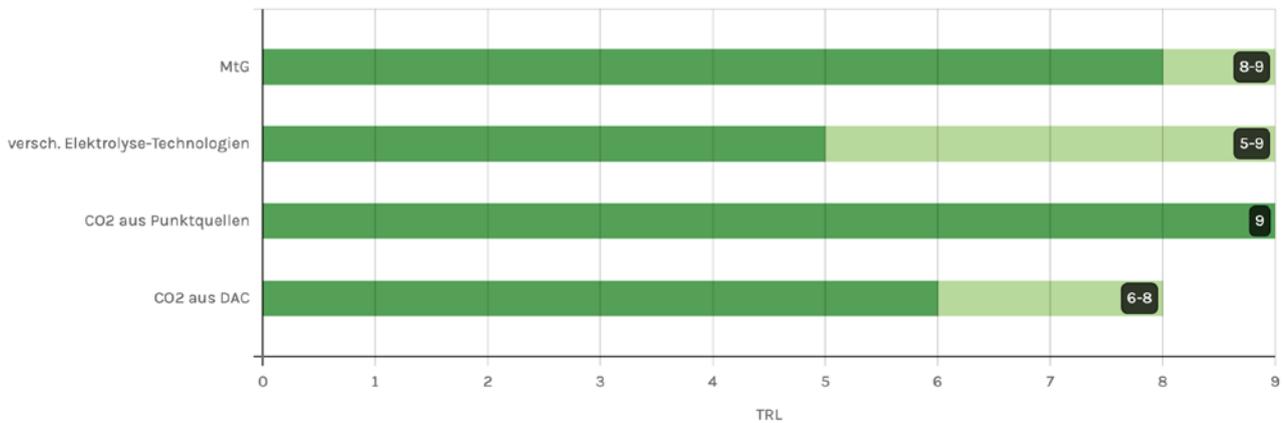
Die Erzeugung des Methanols als Vorläufer zu MtG-Benzin wird aufgrund vergleichsweise niedriger Potenziale Deutschlands vornehmlich in Ländern und Regionen mit guten Standortbedingungen für erneuerbare Energien erwartet. Damit könnte der energieintensivste Schritt der Prozesskette an Sweetspots mit guten Standortbedingungen ausgelagert werden. Die Veredelung des Methanols zu seinen Folgeprodukten könnte weiterhin in Deutschland erfolgen, wobei dies einen notwendigen Ausbau der Importinfrastruktur für Methanol zur Folge hätte. Projekte wie die Haru Oni Pilotanlage zur Produktion von Methanol und Folgeprodukten wie MtG-Benzin legen dabei den Grundstein für eine potenzielle Markteinführung.^[57]

Flüssigen chemischen Energieträgern wird im zukünftigen Energiesystem eine wesentliche Rolle für den Transport und die Speicherung großer Energiemengen und die Schließung von Versorgungslücken beziehungsweise Engpässen mit erneuerbarer Energie zugesprochen.

Technologiereifegrad

TRL für MtG Prozesse zur Gewinnung klimafreundlicher Ottokraftstoffe

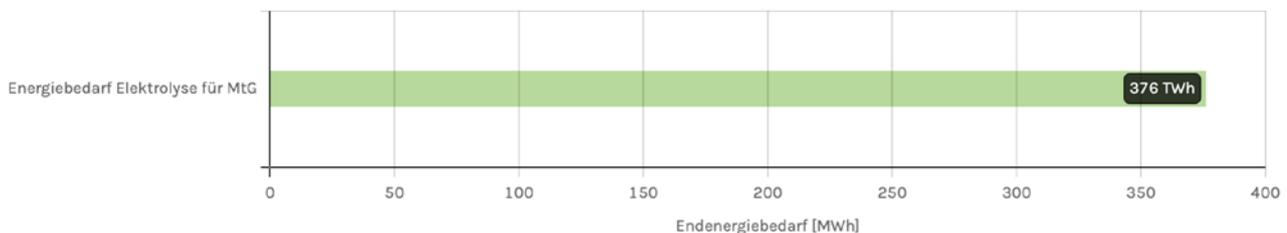
Der TRL für Methanol-to-Gasoline liegt bei 8-9.^{[39][58]} MtG ist ein ausgereifter Prozess, der heute bereits im industriellen Maßstab (insbesondere in China) etabliert ist.^[54] Der TRL über die Gesamtwertschöpfungskette hängt im Wesentlichen von der zum Einsatz kommenden Elektrolyse-Technologie (TRL 5-9) und CO₂-Quelle (Punktquelle: TRL 9, DAC: TRL 6-8^{[40][41]}) ab.



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in Megawattstunden pro Tonne FT-Crude

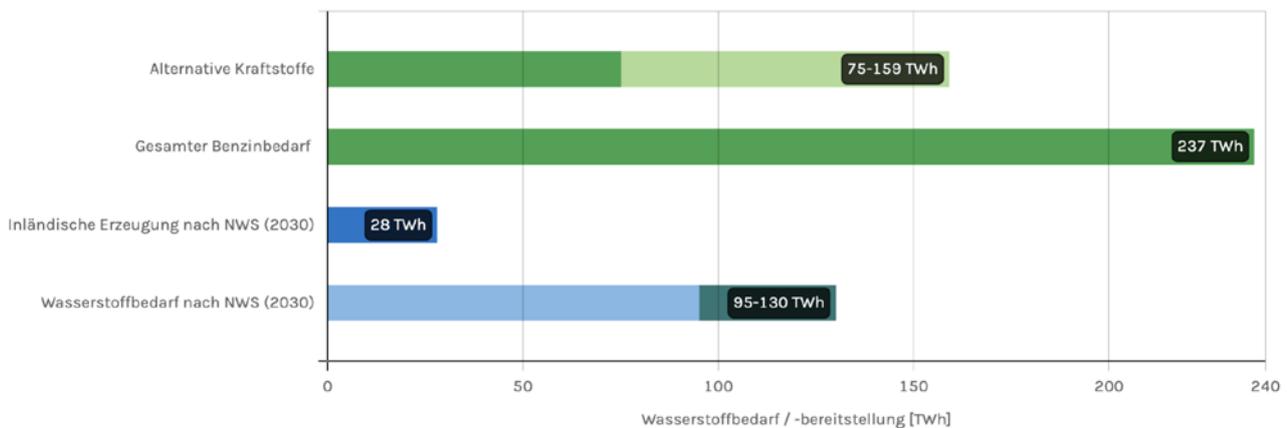
Die Gesamteffizienz einer kommerziellen MtG-Anlage wird maßgeblich durch den Wirkungsgrad der Elektrolyse mitbestimmt. Für 70 Prozent Elektrolyse-Effizienz (rund 4,3 kWh/Nm³) liegt die Gesamteffizienz etwa bei 50-52 Prozent.^[59] Damit ergäbe sich ein Gesamtenergiebedarf für die heutigen Bedarfe an Benzin von bis zu 376 TWh beziehungsweise 22,8 MWh pro Tonne Benzin, was in einer ähnlichen Größenordnung zum Methanol-to-Olefines-Verfahren läge.^{[35][37]}



Wasserstoffbedarfe

Wasserstoffbedarf für die Synthese alternativer Kraftstoffe durch Elektrolyse in TWh

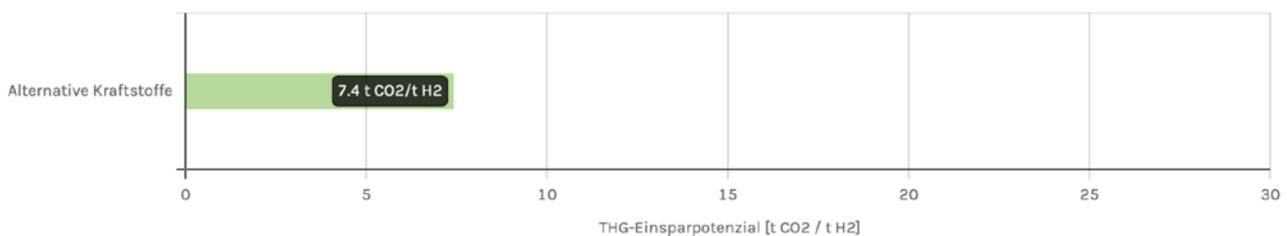
Für die stöchiometrische Umsetzung von Wasserstoff und CO₂ zu Methanol und weiter zu MtG-Kraftstoff ergibt sich ein Bedarf von etwa 0,43 Tonnen Wasserstoff pro Tonne Benzin. Laut Studienlage werden allein für die Synthese alternativer Kraftstoffe (im Wesentlichen für schwer elektrifizierbare Verkehrssegmente) Wasserstoffbedarfe von 84 bis 159 TWh bis 2045 in Deutschland prognostiziert.^{[28][29][30]} Würden die aktuellen Bedarfe von 16,5 Millionen Tonnen Benzin rein über Elektrolysewasserstoff und CO₂ bereitgestellt werden, würden sich allein dafür die Wasserstoffbedarfe auf etwa 7,1 Millionen Tonnen, also rund 237 TWh (bezogen auf den Heizwert) belaufen.



Minderungspotential

Treibhausgas-Einsparpotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne H₂

Beim Verbrennungsprozess werden je Liter Benzin etwa 2,37 Kilogramm CO₂ ausgestoßen.^[60] Dies entspricht einer Emission von 3,2 Tonnen CO₂ pro Tonne Benzin (unter der Annahme einer Dichte von 0,74 Kilogramm pro Liter). Diese Emissionen ließen sich theoretisch vollends einsparen, sofern rein klimaneutrale CO₂-Quellen (DAC, biogen) zum Einsatz kämen. Bei einem Wasserstoffbedarf von 0,43 Tonnen je Tonne Benzin ergibt sich unter dieser Annahme ein maximales Minderungspotenzial von 7,4 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂. So wird das Benzin zum Beispiel einen deutlich niedrigeren Aromatengehalt aufweisen, was neben CO₂-Einsparungen auch zu einem bis zu fünfzig Prozent geringeren Anteil an Kondensatstreifen führt, welche aktuell ein nachgewiesener Faktor für die Klimaerwärmung sind.^[61]



Akteur*innen

- > Raffinerien
- > chemische Industrie
- > Anlagenbetreiber

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > Haru Oni
<https://hifglobal.com/de/location/haru-oni/>
- > DeCarTrans
https://www.decartrans.de/?page_id=1373&lang=de-de
- > Entwicklung von e-Fuels (e-Flugkerosin, e-Diesel, e-Benzin)
auf Basis von regenerativem Methanol im Pilotmaßstab (METEL)
<https://www.enargus.de/detail/?id=17017914>
- > BEniVer
https://www.dlr.de/vf/desktopdefault.aspx/tabid-2974/1445_read-52897/

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Politik- und Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen.

MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringerng für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Der klimaneutrale Einsatz des MtG-Verfahrens würde hohe Mengen an erneuerbaren H₂ benötigen. Maßnahmen zur Kosten- und Risikoverringerng für Anbieter von H₂ wären daher für die Verfügbarkeit und die Bezahlbarkeit der benötigten Mengen notwendig.

MASSNAHME

> Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts

Für einen erfolgreichen Hochlauf der heimischen erneuerbaren H₂-Produktion ist eine Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts für Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Nutzung sowie zum Transport von H₂ und seinen Derivaten von großer Bedeutung. Hierbei könnte unter anderem auf Erkenntnisse zur Planung und Genehmigung von Erneuerbare-Energie-Anlagen zurückgegriffen werden.

MASSNAHME

> Vernetzung und Zusammenarbeit mit Drittstaaten

Der klimaneutrale Einsatz des MtG-Verfahrens würde Mengen an erneuerbarem H₂ benötigen, die die heimischen Kapazitäten übersteigen werden. Ob die Methanolproduktion hierzulande oder die Importe von Methanol steigen, wäre in beiden Fällen Vernetzung und Zusammenarbeit mit Drittstaaten wichtig, um an die benötigten Importmengen zu kommen.

MASSNAHME

> Ausgestaltung eines Importkriterienkatalogs

Um erneuerbaren H₂ oder gleich klimaneutral hergestelltes Methanol einsetzen zu können, werden große Importmengen benötigt. Aufgrund der Gefahr auf der einen Seite einer Festigung nicht nachhaltiger H₂-Erzeugungspfade und auf der anderen Seite einer Verhinderung des H₂-Hochlaufs, ist die Gestaltung eines Katalogs an (Nachhaltigkeits-)Kriterien für Importe von wesentlicher Bedeutung.

Methanol-to-Jet (MtJ)

Rund zehn Millionen Tonnen Kerosin werden jährlich durch deutsche Fluggesellschaften verbraucht.^[45] Trotz ständiger Effizienzsteigerungen der Flugzeugtechnik hat sich der Kraftstoffbedarf zwischen 1990 und 2018 wegen eines stetigen Wachstums im internationalen Flugverkehr mehr als verdoppelt. Aufgrund der hohen gravimetrischen und volumetrischen Energiedichte wird Kerosin auch langfristig die tragende Rolle für Langstreckenflüge spielen.

Methanol-to-X Prozesse bieten eine Möglichkeit, die fossile Rohstoffbasis zu ersetzen.^{[48][49][50][51][52]} Das Konzept basiert auf dem Prozess der Firma Mobil. Hierbei wird Methanol, idealerweise klimafreundlich über Wasserstoff und CO₂ erzeugt, zu verschiedenen Produkten umgesetzt, zum Beispiel Kraftstofffraktionen oder Aromaten. Ausschlaggebend für das Produktspektrum sind die Wahl des Katalysators sowie die Prozessbedingungen.

Im Rahmen des Methanol-to-Jet(MtJ)-Verfahrens werden aus Methanol zunächst Olefine erzeugt und diese dann in einem Folgeschritt gezielt zu Kerosin (aus dem Englischen »Jet Fuel«) umgewandelt.^[62]

Voraussetzungen

- > Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- > Methanol muss in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen. Die Methanolsynthese (inklusive Wasserstoffproduktion) stellt dabei den energieaufwendigsten Schritt dar.
- > Ein Aufbau von Infrastrukturen (Versorgung mit CO₂ und H₂ sowie Strom) sowie Produktionsanlagen muss erfolgen.

- › MtJ muss technologisch ausgereift sein.
- › Für einen Einsatz im Flugverkehr muss MtJ-Kerosin nach ASTM-Norm zugelassen werden.
- › Nach geltender ASTM-Norm muss synthetisches Kerosin mindestens acht Prozent Volumenanteil an Aromaten enthalten, die langfristig ebenfalls klimaneutral produziert werden müssen.

Vorteile

- › Es werden verhältnismäßig hohe Selektivitäten für die Kerosinfraktion erzielt, sodass das Produktgemisch nur einer geringfügigen Aufbereitung bedarf.
- › MtJ-Kraftstoff verbrennt aufgrund seines hohen Anteils an kettenförmigen Kohlenwasserstoffen (Paraffine) mit geringeren Rußemissionen als das fossile Pendant.^[36] Zudem sind in Rohöl-basierten Treibstoffen Aromaten enthalten (bis zu 25 Prozent Volumenanteil sind zugelassen), die als Rußbildner gelten.
- › Im Vergleich zu Rohöl ist MtJ-Kerosin praktisch frei von Schwefel- und Stickstoffverbindungen.

Nachteile

- › Es sind Nutzungskonkurrenzen von Methanolanwendungen bei begrenzter Methanolverfügbarkeit möglich, beispielsweise mit anderen Methanol-to-X-Routen.
- › Es besteht die Gefahr der Abwanderung von nationalen Methanol-Produktionskapazitäten an Orte mit besseren Standortbedingungen.
- › Bislang ist MtJ-Kerosin nach geltender ASTM-Norm nicht für den Einsatz zugelassen. Der Einsatz von synthetischem Kerosin auf Basis von Alkoholen ist gegenwärtig ausschließlich auf Synthesewege über Ethanol und Isobutanol beschränkt.

Folgen

- › Methanolbedarfe werden deutlich steigen.
- › Dadurch kann es zu einer Verlagerung der Methanolproduktion an Orte mit guten Standortbedingungen kommen, wodurch neue Wertschöpfungsketten entstehen können.
- › Methanol kann aus dem Ausland importiert und in Deutschland veredelt werden. Dadurch kann die energieintensive Methanolerzeugung an Sweetspots mit guten Standortbedingungen ausgelagert werden.
- › Es werden klimafreundliche Alternativen für relevante Koppel- und Nebenprodukte wie Aromaten und Schmieröle, aber auch Schwefel und Bitumen benötigt.

Ökonomische Aspekte

Die Gestehungskosten für MtJ-Kerosin übersteigen deutlich die der fossilen Referenz. Für fossiles Kerosin liegen die Gestehungskosten derzeit bei etwas weniger als 0,50 Euro pro Liter.^[37]

Wie auch bei Fischer-Tropsch- und anderen Power-to-X-Produkten sind die Gestehungskosten von MtJ-Kerosin im Wesentlichen abhängig von den Wasserstoffkosten, die wiederum stark von den Stromkosten abhängen. Hinzu kommen Kosten für die Bereitstellung von CO₂.

Für MtJ-Kerosin ergaben sich beispielsweise Gestehungskosten von etwa 3,41 Euro pro Kilogramm beziehungsweise 2,87 Euro pro Liter synthetischen Kerosins.^[58] Das Ausgangsmaterial Methanol wurde unter der Annahme von CO₂-Kosten in Höhe von 50 Euro pro Tonne bei einem optimistischen Strompreis von 0,06 Euro pro Kilowattstunde mit 963 Euro pro Tonne bepreist. Für die Methanol-to-Jet-Produktion ausgehend von diesem Methanol wurde ein noch optimistischerer Strompreis von 0,04 Euro pro Kilowattstunde angenommen. Grundsätzlich liegen die ermittelten Gestehungskosten damit allerdings in einem vergleichbaren Rahmen zu Fischer-Tropsch-Kerosin mit etwa 1,58 Euro pro Liter (fortschrittliche DAC-Technologieentwicklung bis 2050) bis 3,00 Euro (DAC zum heutigen Stand der Technik).^[37]

Durch wertvolle, absatzfähige Koppelprodukte wie Diesel (fällt ausschließlich beim MtJ-Prozess an), LPG und Heizgas kann die Wirtschaftlichkeit der Produktionsanlagen weiter gesteigert werden.^[63]

Versorgungssicherheit

Aufgrund der hohen gravimetrischen und volumetrischen Energiedichte von Kerosin wird dieses auch langfristig die tragende Rolle im Flugverkehr, insbesondere bei Langstreckenflügen, spielen. Klimafreundliches Kerosin ist im Wesentlichen über Biomasse (zum Beispiel auf Basis von Estern und Fettsäuren, der Fermentation von Zuckern oder auf Basis von Alkoholen wie Ethanol und Isobutanol), die Fischer-Tropsch-Synthese oder das MtJ-Verfahren zugänglich. Über den Verordnungsentwurf zur RefuelEU Aviation (Stand 04/23) sollen ab 2025 mindestens zwei Prozent klimafreundlich produzierte Treibstoffe in der Luftfahrt eingesetzt werden.^[64] Bis 2050 soll dieser Anteil auf mindestens sieben Prozent erhöht werden. Allein die synthetischen Treibstoffe (nicht biogenen Ursprungs) sollen bis 2030 mindestens einen Anteil von 1,2 Prozent einnehmen und bis 2050 auf mindestens 35 Prozent ansteigen. Um diese Quoten zu decken, wird allen Verfahren eine hohe Relevanz zugesprochen.

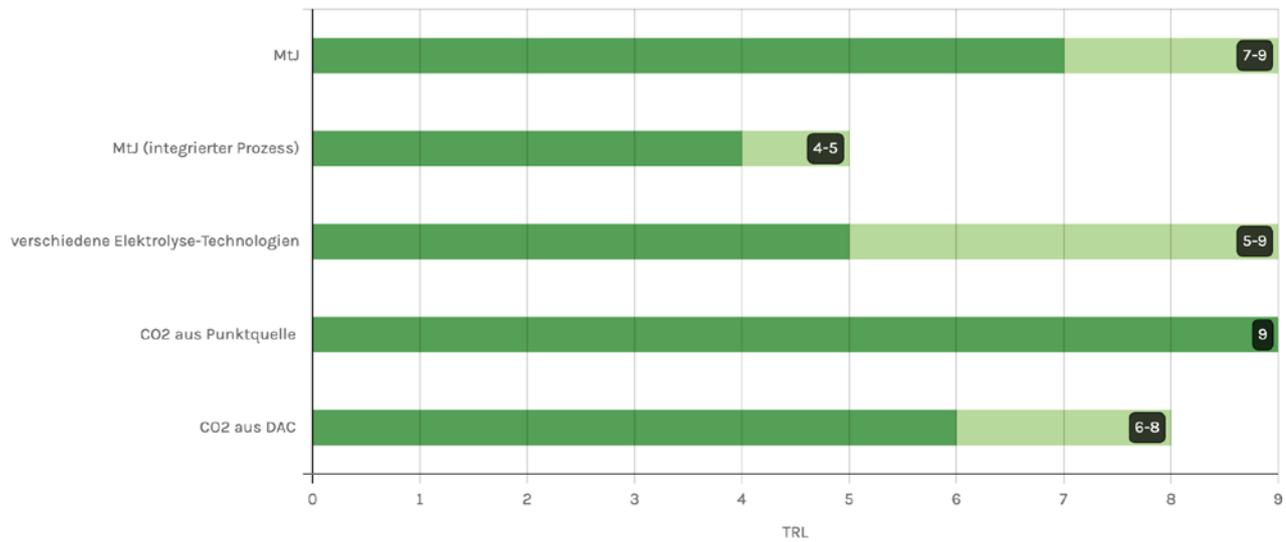
Die Erzeugung des Methanols als Vorläufer zu MtJ-Kerosin wird aufgrund vergleichsweise niedriger Potenziale Deutschlands vornehmlich in Ländern und Regionen mit guten Standortbedingungen für erneuerbare Energien erwartet. Damit könnte der energieintensivste Schritt der Prozesskette an Sweetspots mit guten Standortbedingungen ausgelagert werden. Die Veredelung des Methanols zu seinen Folgeprodukten könnte weiterhin in Deutschland erfolgen, wobei dies einen notwendigen Ausbau der Importinfrastruktur für Methanol zur Folge hätte.

Flüssigen chemischen Energieträgern wird im zukünftigen Energiesystem eine wesentliche Rolle für den Transport und die Speicherung großer Energiemengen und die Schließung von Versorgungslücken beziehungsweise Engpässen mit erneuerbarer Energie zugesprochen.

Technologiereifegrad

TRL für MtJ Prozesse zur Gewinnung von klimafreundlicheren Flugzeugtreibstoffen

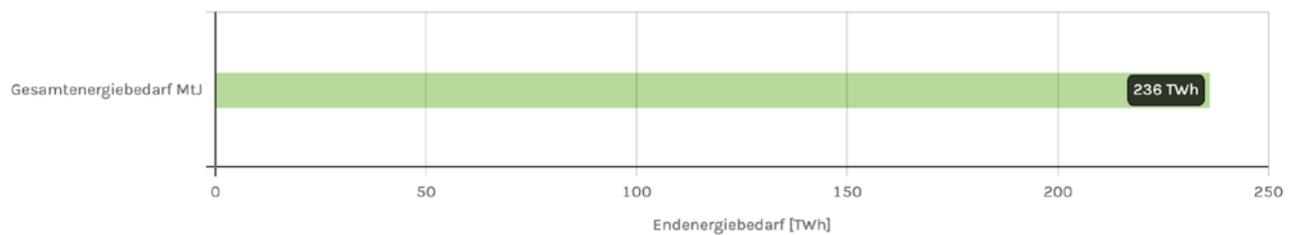
Grundsätzlich sind die einzelnen Verfahrensschritte des MtJ-Verfahrens für die industrielle Reife erprobt und im Einzelnen mit einem TRL von 7-9 einzustufen.^[65] Die Kombination aller Einzelprozesse ist bislang allerdings noch nicht erfolgt, wodurch sich für den integrierten Prozess bislang ein TRL von 4-5 ergibt. Der TRL über die Gesamtwertschöpfungskette hängt im Wesentlichen von der zum Einsatz kommenden Elektrolyse-Technologie (TRL 5-9) und der CO₂-Quelle (Punktquelle: TRL 9, DAC: TRL 6-8^{[40][41]}) ab.



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf für die Synthese von Kerosin im MtJ-Verfahren in TWh

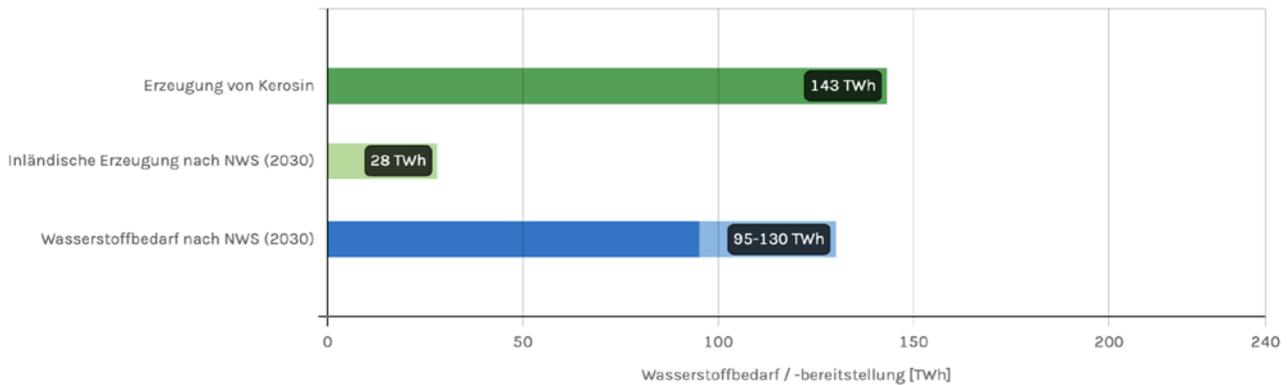
Laut einer Studie des Umweltbundesamts unterscheiden sich die Energieeffizienzen der verschiedenen Power-to-X-Syntheseverfahren für flüssige Kraftstoffe (d.h. Fischer-Tropsch und Methanol-to-Gasoline, bzw. -to-Jet) nur marginal.^[67] Sie sind im Wesentlichen abhängig vom eingesetzten Elektrolysetyp und der verwendeten CO₂-Quelle und reichen von etwa 38 % im schlimmsten bis etwa 63 % im besten Fall. Der Durchschnitt liegt demnach bei etwa 50,5 % Energieeffizienz. Dies deckt sich gut mit den Herstellerangaben zu. Für die heutigen Bedarfe an Kerosin ergäbe sich damit ein Gesamtenergiebedarf von bis zu 235,6 TWh_{el} bzw. 23,6 MWh pro Tonne Kerosin, was in einer ähnlichen Größenordnung zum Methanol-to-Gasoline-Verfahren läge.



Wasserstoffbedarfe

Wasserstoffbedarf für die Synthese alternativer Kraftstoffe durch Elektrolyse in TWh

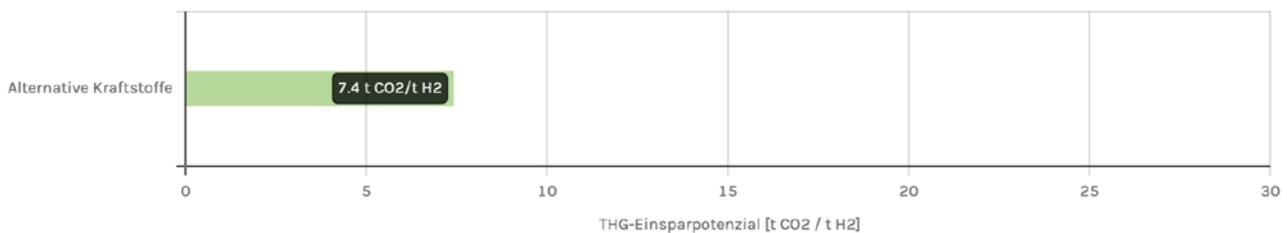
Die Wasserstoffbedarfe für die Erzeugung von Kerosin aus Methanol ergeben sich aus der Menge an Methanol, die für den MtJ-Prozess benötigt wird. Stöchiometrisch werden etwa 0,43 Tonnen Wasserstoff je Tonne Kerosin benötigt. Bei Annahme einer vollständigen Bedienung der bestehenden Kerosinbedarfe (ca. 10 Millionen Tonnen) ergäbe sich somit ein Wasserstoffbedarf von etwa 4,3 Millionen Tonnen bzw. rund 143 Terawattstunden (bezogen auf den Heizwert).



Minderungspotential

Treibhausgas-Einsparpotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne H₂

Je Tonne Kerosin werden rund 3,16 Tonnen CO₂ emittiert.^[46] Insgesamt ließen sich theoretisch also rund 32 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen durch synthetisches Kerosin vermeiden, sofern rein klimaneutrale CO₂-Quellen (DAC, biogen) zum Einsatz kämen. Bei einem Wasserstoffbedarf von 0,43 Tonnen je Tonne MtJ-Kerosin ergibt sich unter diesen Annahmen ein maximales Minderungspotenzial von 7,4 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂.



Akteur*innen

- > Raffinerien
- > chemische Industrie
- > Anlagenbetreiber



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > Safari
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2023/entwicklung-einer-pilotanlage-zur-herstellung-von-nachhaltigen-synthetischen-flugkraftstoffen-auf-basis-von-methanol.html>
- > EwOPro – Entwicklung des Olefins-to-Jetfuel-Prozesses als hochinnovative Stufe der Herstellung von Kerosin aus erneuerbarem Methanol
<https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=E2Fuels&m=2&v=10&s=14&id=17374976>
- > Air2Fuel – Großtechnisch skalierbare Direct-Air-Capture-Technologie für die Produktion von e-Fuels auf Basis von Luft-CO₂
<https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=E2Fuels&v=10&p=1&id=14189150>
- > Entwicklung von e-Fuels (e-Flugkerosin, e-Diesel, e-Benzin) auf Basis von regenerativem Methanol im Pilotmaßstab (METEL)
<https://www.enargus.de/detail/?id=17017914>
- > BEniVer
https://www.dlr.de/vf/desktopdefault.aspx/tabid-2974/1445_read-52897/

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Politik- und Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen.

MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Der klimaneutrale Einsatz des MtJ-Verfahrens würde hohe Mengen an erneuerbarem H₂ benötigen. Maßnahmen zur Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ wären daher für die Verfügbarkeit und die Bezahlbarkeit der benötigten Mengen notwendig.

MASSNAHME

> Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts

Für einen erfolgreichen Hochlauf der heimischen erneuerbaren H₂-Produktion ist eine Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts für Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Nutzung sowie zum Transport von H₂ und seinen Derivaten von großer Bedeutung. Hierbei könnte unter anderem auf Erkenntnisse zur Planung und Genehmigung von Erneuerbare-Energie-Anlagen zurückgegriffen werden.



MASSNAHME

> Vernetzung und Zusammenarbeit mit Drittstaaten

Der klimaneutrale Einsatz des MtJ-Verfahrens würde Mengen an erneuerbarem H₂ benötigen, die die heimischen Kapazitäten übersteigen werden. Ob die Methanolproduktion hierzulande oder die Importe von Methanol steigen, wäre in beiden Fällen Vernetzung und Zusammenarbeit mit Drittstaaten wichtig, um an die benötigten Importmengen zu kommen.

MASSNAHME

> Ausgestaltung eines Importkriterienkatalogs

Um erneuerbaren H₂ oder gleich klimaneutral hergestelltes Methanol einsetzen zu können, werden große Importmengen benötigt. Aufgrund der Gefahr auf der einen Seite einer Festigung nicht nachhaltiger H₂-Erzeugungspfade und auf der anderen Seite einer Verhinderung des H₂-Hochlaufs, ist die Gestaltung eines Katalogs an (Nachhaltigkeits-)Kriterien für Importe von wesentlicher Bedeutung.

Literatur

- [1] **en2x (2023)**: Mineralölzahlen 2021. https://en2x.de/wp-content/uploads/2023/07/230623_en2x_Mineraloelzahlen_2021_Einzelseiten_web.pdf
- [2] **TEC4FUELS (2021)**: Branchenausblick 2030+ Transformationstrends in Raffinerien. https://www.arbeit-umwelt.de/wp-content/uploads/StAuU_BA-Raffinerie.pdf
- [3] **bp (2023)**: bp Energy Outlook 2023 edition. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf>
- [4] **Statista (2023)**: Weltweiter Erdölverbrauch in den Jahren 1970 bis 2022, zuletzt aufgerufen am: 02.08.2023. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/40384/umfrage/welt-insgesamt-erdoelverbrauch-in-tausend-barrel-pro-tag/>
- [5] **Hans-Böckler-Stiftung (2019)**: Branchenanalyse Mineralölindustrie. https://www.boeckler.de/fpdf/HBS-007177/p_fofoe_WP_133_2019.pdf
- [6] **Abeldt, Gert, 22.05.2020**: Wilhelmshaven hat wieder eine Raffinerie, NWZ Online. https://www.nwzonline.de/wilhelmshaven/wilhelmshaven-wilhelmshaven-hat-wieder-eine-raffinerie_a_50,8,1393925093.html
- [7] **Shell, 04.11.2021**: Shell strebt an, Rohölverarbeitung in Wesseling einzustellen [Pressemitteilung]. <https://www.shell.de/ueber-uns/newsroom/pressemitteilungen-2021/shell-strebt-an-rohoelverarbeitung-in-wesseling-einzustellen.html>
- [8] **dena Deutsche Energie-Agentur (2019)**: Fact Sheet Erdölraffinerie. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Factsheet_PowerFuels_Erdoelraffinerie.pdf
- [9] **Shell (2021)**: Zur Sache: Inbetriebnahme von Europas größter PEM-Wasserstoff-Elektrolyse, zuletzt aufgerufen am: 02.08.2023. <https://www.shell.de/ueber-uns/newsroom/zur-sache/inbetriebnahme-von-europas-groesster-pem-wasserstoff-elektrolyse.html>
- [10] **REFHYNE**: Clean Refinery Hydrogen for Europe, zuletzt aufgerufen am: 02.08.2023 <https://www.refhyne.eu/de/homepage-2/>
- [11] **REFHYNE 2**: Clean Refinery Hydrogen for Europe, zuletzt aufgerufen am: 02.08.2023. <https://www.refhyne.eu/refhyne-2/>
- [12] **Stephan, Dominik, 16.09.2022, West is Best**: Wo die Wasserstoffwirtschaft laufen lernt, PROCESS. <https://www.process.vogel.de/west-is-best-wo-die-wasserstoffwirtschaft-laufen-lernt-a-54697c454b34b9014f43daea7a3babff/>
- [13] **Thüga, 05.06.2023**: Stadtwerke Heide, Thüga und Entwicklungsagentur wollen Elektrolyseur in Betrieb nehmen [Pressemitteilung]. <https://www.thuega.de/pressemitteilungen/stadtwerke-heide-thuega-und-entwicklungsagentur-wollen-elektrolyseur-in-betrieb-nehmen/>
- [14] **Raffinerie Heide**: Entwicklung von grünem Wasserstoff in der Raffinerie Heide rückt einen Schritt näher, zuletzt aufgerufen am: 02.08.2023. <https://www.heiderefinery.com/entwicklung-von-gruenem-wasserstoff-in-der-raffinerie-heide-rueckt-einen-schritt-naeher>
- [15] **bp**: Raffinerien in Deutschland – Schlüsselrolle in der Industrie, zuletzt aufgerufen am: 02.08.2023. https://www.bp.com/de_de/germany/home/wer-wir-sind/bp-in-deutschland/raffineriegeschaefft/raffinerien-in-deutschland--schluesselrolle-in-der-industrie.html#accordion_basis

- [16] **Statista (2023)**: Nettoumsatz im Großhandel mit Mineralölerzeugnissen in Deutschland in den Jahren von 2010 bis 2021. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/690186/umfrage/umsatz-im-grosshandel-mit-mineraloelerzeugnissen-in-deutschland/>
- [17] **European Commission – C (2023)**: 1087 final COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-02/C_2023_1087_1_EN_ACT_part1_v8.pdf
- [18] **Statista (2019)**: Ausgaben der deutschen Kokerei- und Mineralölverarbeitung für Forschung und Entwicklung in den Jahren 2008 bis 2020. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/493184/umfrage/fue-ausgaben-der-deutschen-kokerei-und-mineraloelverarbeitung/>
- [19] **Statistisches Bundesamt, 13.03.2023**: Erdölimporte aus Russland im Januar 2023 auf 3 500 Tonnen gesunken [Pressemitteilung]. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/03/PD23_098_51.html
- [20] **Umweltbundesamt**: Endenergieverbrauch 2021 nach Sektoren und Energieträgern, zuletzt aufgerufen am: 02.08.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/bild/endenergieverbrauch-2021-nach-sektoren>
- [21] **Umweltbundesamt, Fachgebiet V 3.3 (2021)**: Treibhausgasemissionen 2021 – Kurzfassung. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt, Berlin. https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2021_Summary.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [22] **Ökoinstitut (2014)**: Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. <https://www.oeko.de/oekodoc/2005/2014-021-de.pdf>
- [23] **Prognos (2020)**: Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energie-traeger.pdf?__blob=publicationFile
- [24] **enervis (2021)**: Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa. https://enervis.de/wp-content/uploads/2021/03/Broschuere_Studie_Wasserstoff_Industrie_StiftungIG-BCE_enervis.pdf
- [25] **Scheidt et al. (2022)**: Integrating hydrogen in single-price electricity systems: The effects of spatial economic signals, Energy Policy, 161, 112727. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112727> DOI: 10.1016/j.enpol.2021.112727
- [26] **Encon. Europe (2018)**: Potentialatlas für Wasserstoff. https://www.innovationsforum-energie-wende.de/fileadmin/user_upload/Potentialstudie-fuer-gruenen-Wasserstoff-in-Raffinerien.pdf
- [27] **Altgelt, Friederike und Salomon, Hannes, dena, Fachvortrag im Rahmen der Konferenz »Kraftstoffe der Zukunft« (2022)**: Use of renewable hydrogen and its derivatives in the transport sector - development in Germany until 2030.
- [28] **dena Deutsche Energie-Agentur (2021)**: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- [29] **Agora Energiewende (2021)**: Klimaneutrales Deutschland 2045. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf



- [30] **Kopernikus Ariadne (2021):** Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. https://ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222.pdf
- [31] **H2-Kompass:** Expert*inneninterviews.
- [32] **Smolinka et al. (2018):** IndWEde – Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. <https://www.ipa.fraunhofer.de/content/dam/ipa/de/documents/Publikationen/Studien/Studie-IndWEde.pdf>
- [33] **International Energy Agency (2021):** Global Hydrogen Review 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>
- [34] **Mahmoudi et al. (2017):** A review of Fischer Tropsch synthesis process, mechanism, surface chemistry and catalyst formulation, *Biofuels Engineering*, 2017, 2, 1, 11-31 <https://doi.org/10.1515/bfuel-2017-0002>
- [35] **DECHEMA und FutureCamp (2019):** Roadmap Chemie 2050. <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-09-studie-roadmap-chemie-2050-treibhausgasneutralitaet.pdf>
- [36] **DECHEMA (2023):** FACT SHEETS Normkonformität und Materialverträglichkeit alternativer Kraftstoffe. https://dechema.de/normakraft/_/2023_NormAKraft%%20Fact%20Sheets.pdf
- [37] **DECHEMA (2022):** 4. Roadmap des Kopernikus-Projektes P2X Phase II. https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/EC7C18F68BCE7C-ODE0537E695E86F60F/live/document/221025_DEC_P2X4_V08_Web.pdf
- [38] **Adelung et al. (2022):** Impact of the reverse water-gas shift operating conditions on the Power-to-Liquid fuel production cost, *Fuel*, 2022, 317, 123440. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.123440>
- [39] **Schemme et al. (2020):** H₂-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production, *Int. J. Hydrog. Energy* 2020, 45, 5395. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.028>
- [40] **Climeworks:** From vision to reality: Orca is launched, zuletzt aufgerufen am: 02.08.2023. <https://climeworks.com/roadmap/orca>
- [41] **Reuters:** World's largest plant capturing carbon from air starts in Iceland, zuletzt aufgerufen am: 02.08.2023. <https://www.reuters.com/business/environment/worlds-largest-plant-capturing-carbon-air-starts-iceland-2021-09-08/>
- [42] **Concrete Chemicals:** Green Hydrocarbons for the Chemical and Transport Sector, zuletzt aufgerufen am: 02.08.2023. <https://www.concrete-chemicals.eu/project>
- [43] **Statista (2023):** Inlandsablieferungen von Wachs, Paraffin und Vaseline in Deutschland in den Jahren 1995 bis 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/29080/umfrage/inlandsablieferungen-von-wachs-paraffin-und-vaseline-in-deutschland-seit-1995/>
- [44] **Statista (2023):** Export von Wachs, Paraffin und Vaseline aus Deutschland von 1995 bis 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/30266/umfrage/export-von-wachs-paraffin-und-vaseline-aus-deutschland-seit-1995/>
- [45] **Klimaschutzportal:** Wie viel Kerosin verbrauchen deutsche Fluggesellschaften in einem Jahr?, zuletzt aufgerufen am 02.08.2023. <https://www.klimaschutz-portal.aero/faq/wie-viel-kerosin-verbrauchen-deutsche-fluggesellschaften-in-einem-jahr/>
- [46] **atmosfair (2016):** atmosfair Flug-Emissionsrechner. <https://www.atmosfair.de/wp-content/uploads/flug-emissionsrechner-dokumentation-berechnungsmethode-1.pdf>

- [47] **Nationaler Wasserstoff Rat (2021):** Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021–2025. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Wasserstoff-Aktionsplan.pdf
- [48] **Gogate, Makarand R. (2019):** Methanol-to-olefins process technology: current status and future prospects, *Petroleum Science and Technology*, 37, 5, 559. <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1555589> DOI: 10.1080/10916466.2018.1555589
- [49] **Yang et al. (2019):** Recent Progress in Methanol-to-Olefins (MTO) Catalysts, *Advanced Materials*, 31, 50, 1902181. <https://doi.org/10.1002/adma.201902181>
- [50] **Hemelsoet et al. (2013):** Unraveling the Reaction Mechanisms Governing Methanol-to-Olefins Catalysis by Theory and Experiment, *ChemPhysChem*, 14, 8, 1526. <https://doi.org/10.1002/cphc.201201023>
- [51] **Tian et al. (2015):** Methanol to Olefins (MTO): From Fundamentals to Commercialization, *ACS Catalysis*, 5, 3, 1922. <https://doi.org/10.1021/acscatal.5b00007>
- [52] **Yarulina et al. (2018):** Recent trends and fundamental insights in the methanol-to-hydrocarbons process, *Nature Catalysis*, 1, 6, 398. <http://dx.doi.org/10.1038/s41929-018-0078-5> DOI: 10.1038/s41929-018-0078-5
- [53] **ExxonMobil:** Technology Licensing - Synthetic fuels (Methanol to gasoline), zuletzt aufgerufen am 03.08.2023. https://www.exxonmobilchemical.com/en/catalysts-and-technology-licensing/methanol-to-gasoline-technology?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=cl_downstream_none&ds_k=Methanol+to+gasoline&&ppc_key-word=methanol%20to%20gasoline
- [54] **EIA U.S. Energy Information Administration:** China's use of methanol in liquid fuels has grown rapidly since 2000, zuletzt aufgerufen am: 03.08.2023. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=30072>
- [55] **ADAC:** Benzin- und Dieselpreis: So entstehen die Spritpreise, zuletzt aufgerufen am: 03.08.2023. <https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/tipps-zum-tanken/7-fragen-zum-benzinpreis/>
- [56] **Breuer et al. (2022):** An Overview of Promising Alternative Fuels for Road, Rail, Air, and Inland Waterway Transport in Germany, *Energies*, 15, 1443. <https://doi.org/10.3390/en15041443>
- [57] **Chile:** Haru Oni Demonstration Plant, zuletzt aufgerufen am: 03.08.2023. <https://hifglobal.com/location/haru-oni/HIF>
- [58] **Ruokonen et al. (2021):** Modelling and Cost Estimation for Conversion of Green Methanol to Renewable Liquid Transport Fuels via Olefin Oligomerisation, *Processes*, 9, 1046. <https://doi.org/10.3390/pr9061046>
- [59] **EASE (2021):** Power to Methanol/Power to Gasoline – Methanol/Gasoline Synthesis from H₂ and CO₂ by Using Water Electrolysis and Post-Combustion Capture. https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2021/03/2018.08_TVAC_WG1_TD-Power-to-Methanol-Gasoline-b.pdf
- [60] **Helmholtz:** Nachgefragt – „Wie viel CO₂ steckt in einem Liter Benzin?“, zuletzt aufgerufen am: 03.08.2023. <https://www.helmholtz.de/newsroom/artikel/wie-viel-co2-steckt-in-einem-liter-benzin/>
- [61] **CAC SYNFUEL:** Synthetischer Flugkraftstoff aus Strom, Wasser und CO₂, zuletzt aufgerufen am: 03.08.2023. <https://www.cac-synfuel.com/de/kerosin>
- [62] **ExxonMobil (2022):** ExxonMobil methanol to jet technology to provide new route for sustainable aviation fuel production. https://www.exxonmobilchemical.com/en/resources/library/library-detail/101116/exxonmobil_sustainable_aviation_fuel_production_en



- [63] **CAC SYNFUEL:** Unsere nachhaltigen Zukunftskraftstoffe, zuletzt aufgerufen am: 03.08.2023. <https://www.cac-synfuel.com/de/>
- [64] **European Parliament, 25.04.2023 Fit for 55:** Parliament and Council reach deal on greener aviation fuels [Pressemitteilung]. <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20230424IPR82023/fit-for-55-parliament-and-council-reach-deal-on-greener-aviation-fuels>
- [65] **DLR (2016):** Biokerosin und EE-Kerosin für die Luftfahrt der Zukunft – von der Theorie zu Pilotvorhaben. https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS-Wissenschaftliche-Untersuchungen/studie-biokerosin-ee-kerosin.pdf?__blob=publicationFile
- [66] **enArgus:** EwOPro - Entwicklung des Olefins-to-Jetfuel-Prozesses als hochinnovative Stufe der Herstellung von Kerosin aus erneuerbarem Methanol, zuletzt aufgerufen am: 03.08.2023. <https://www.enargus.de/detail/?id=17374976>
- [67] **Umweltbundesamt (2016):** Power-to-Liquids - Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/161005_uba_hintergrund_ptl_barrierefrei.pdf
- [68] **Bundesregierung (2023):** Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=3



WASSERSTOFF
KOMPASS



INDUSTRIEZWEIGE

Zementindustrie





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H₂-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Zementindustrie**
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte der Zementindustrie

- 2 Brennstoffe für die Zementindustrie
- 2 Die Zementindustrie als Kohlenstoff-Punktquelle
- 2 Wirtschaftliche Bedeutung der Zementindustrie
- 3 Versorgungssicherheit
- 3 Endenergiebedarf
- 3 Treibhausgasemissionen

5 Handlungsoptionen

- 5 Wasserstoff als alternativer Brennstoff
- 8 CO₂-Abscheidung aus dem Klinkerbrennprozess

15 Literatur

Zement

- › Zement ist ein langfristig elementarer Baustoff, dessen Herstellung aufgrund seines hohen Transportgewichts nahe der Nutzung, also vor Ort in Deutschland, erfolgen muss.
- › Knapp die Hälfte der bei der Produktion anfallenden CO₂-Emissionen ist prozessbedingt und lässt sich durch den Einsatz von Wasserstoff nicht vermeiden.
- › Um die Zementherstellung klimaneutral zu gestalten, müssen die prozessbedingten CO₂-Emissionen abgeschieden werden. Diese könnten wiederum der Chemieindustrie als wichtige Kohlenstoffquelle dienen.
- › Der Einsatz von Wasserstoff als Brennmaterial wäre vermutlich bis zu vierzig Prozent möglich. Aber einfacher und kostengünstiger lassen sich die abzuscheidenden CO₂-Mengen reduzieren, indem der biogene Anteil des derzeit genutzten Brennmaterials (Abfälle) noch weiter vergrößert wird.

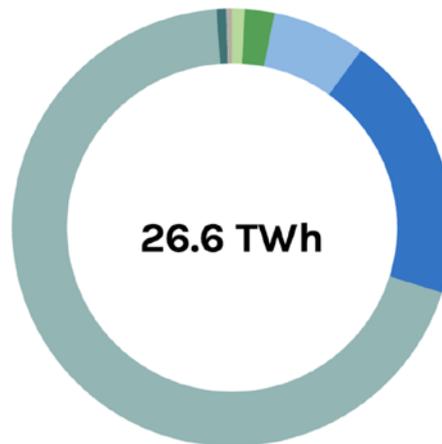
Generelle Aspekte der Zementindustrie

Als essenzieller Bestandteil von konventionellem Beton spielt Zementklinker in der Baubranche eine herausragende Rolle. Zementklinker ist ein Hauptbestandteil von Zement und wird aus gebranntem Kalkstein mit verschiedenen Zuschlägen wie Eisenoxid, Hüttensand und Steinkohleflugasche hergestellt. Durch das Brennen des Kalksteins gast CO₂ aus dem Gestein aus ($\text{CaCO}_3 \rightleftharpoons \text{CaO} + \text{CO}_2$). Diese unvermeidlichen prozessbedingten Emissionen machen knapp die Hälfte der Gesamtemissionen aus.^[3]

Brennstoffe für die Zementindustrie

Ein großer Teil der für die Zementherstellung benötigten Energie ist Prozesswärme. Für die Zementherstellung werden Materialtemperaturen von 1.450 Grad Celsius benötigt. Derzeit wird diese Prozesswärme bereits zu siebzig Prozent aus alternativen Brennstoffen wie Tiermehlen, Klärschlamm und Siedlungsabfällen bereitgestellt,^[1] die Zementindustrie möchte den Anteil alternativer Brennstoffe aber noch weiter steigern.^[3]

Brennstoffe
die 2020 für den Klinkerbrennprozess eingesetzt wurden.^[1]



■ Heizöl
 ■ Petrolkoks
 ■ Steinkohle
 ■ Braunkohle
 ■ Alternative Brennstoffe
 ■ Erdgas und andere Gase
 ■ sonstige fossile Brennstoffe

Die Zementindustrie als Kohlenstoff-Punktquelle

Die Zementindustrie wird aufgrund ihrer unvermeidlichen Emissionen als sogenannte CO₂-Punktquelle diskutiert.^{[2][3]} Beim Klinkerbrennprozess anfallendes CO₂ kann zum Beispiel als Kohlenstoffquelle in der chemischen Industrie eingesetzt werden (siehe Reallabor »Westküste100« <https://www.westkueste100.de/>). CO₂-Mengen, die die Kapazitäten für CCU übersteigen, können mittels CCS im geologischen Untergrund verpresst werden.

Wirtschaftliche Bedeutung der Zementindustrie

Im Jahr 2020 betrug der Gesamtumsatz der deutschen Zementindustrie circa drei Milliarden Euro. Die Branche zählt knapp 8.000 Beschäftigte. Es wurden circa 35 Millionen Tonnen Zement im selben Jahr in Deutschland produziert.^[1]



Versorgungssicherheit

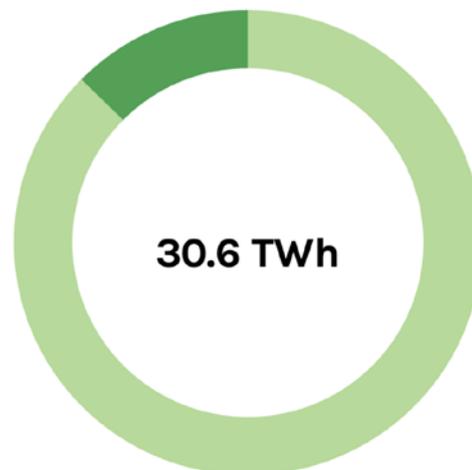
Auch wenn der Klinkeranteil in Zement in Zukunft reduziert wird und alternative Baumaterialien wie zum Beispiel Holz vermehrt eingesetzt werden, wird in Zukunft nicht vollständig auf Zement(klinker) verzichtet werden können. Beispielsweise werden für den Ausbau von Erneuerbare-Energie-Anlagen große Mengen Zement benötigt.

Endenergiebedarf

Der Energiebedarf der Zementherstellung beträgt derzeit circa 882 Kilowattstunden pro Tonne Zement. Davon sind circa 112 Kilowattstunden pro Tonne Zement elektrische Energie. Die verbleibenden 770 Kilowattstunden pro Tonne Zement entsprechen dem thermischen Energiebedarf.^[3]

Endenergiebedarf

Bezogen auf die deutschlandweite Zementproduktion ergibt sich ein jährlicher Energiebedarf von ca. 30,6 TWh. Davon entfallen etwa 3,85 TWh auf den elektrischen Energiebedarf und 26,7 TWh auf die Wärmebereitstellung.^[1]



thermisch elektrisch

Treibhausgasemissionen

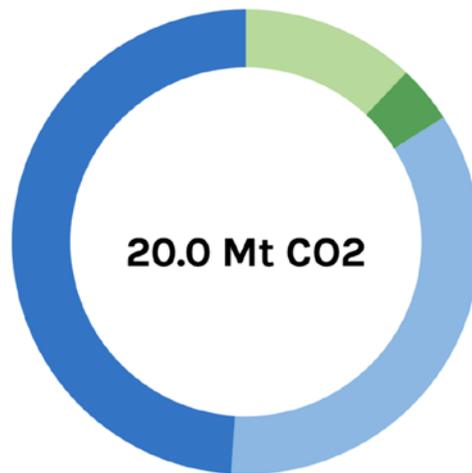
Derzeit verursacht die deutsche Zementindustrie zwanzig Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr in Deutschland.^[7] Dies entspricht circa 3 Prozent der deutschen Gesamtemissionen und 11 Prozent der deutschen Industrieemissionen.^[2]

Der Prozessschritt, der die meisten Emissionen verursacht, ist der Klinkerbrennprozess. Hierbei entstehen insgesamt 84 Prozent der Emissionen, wovon wiederum zwei Drittel der CO₂-Emissionen prozessbedingt aus der Entsäuerung des Kalksteins und ein Drittel aus den Brennstoffen stammen.^[3]



Emissionen

die jährlich bei der Zementherstellung entstehen^[2]



Mahlen Transport Brennstoffe aus Kalkstein (unvermeidbar)

AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

> Westküste100

<https://www.westkueste100.de/>

> Concrete Chemicals

<https://www.concrete-chemicals.eu/project?lang=de>



Handlungsoptionen

Wasserstoff als alternativer Brennstoff

Prinzipiell ließen sich die brennstoffbedingten Emissionen bei der Zementherstellung durch den Einsatz von Wasserstoff reduzieren. Die bisherigen Erkenntnisse hierfür basieren auf einem ersten Kurztest von wenigen Stunden in einem Zementwerk in Großbritannien. Hierbei wurden vierzig Prozent der thermischen Energie durch H₂ bereitgestellt. H₂ als Gas weist deutlich andere Brenneigenschaften hinsichtlich seiner Wärmeübertragung und des resultierenden Temperaturprofils im Ofen auf. Der Kurztest konnte allerdings zeigen, dass diese technische Hürde überwunden werden kann. Bedingt durch die Versuchsdauer von wenigen Stunden (Drehrohröfen in Zementwerken laufen in der Regel fast das ganze Jahr ohne Unterbrechung) konnten keine Rückschlüsse auf Auswirkungen auf die Klinkerqualität oder Materialschäden durch Korrosion an der Anlage gezogen werden.^[5] Gegenstand aktueller Diskussionen ist ein H₂-Einsatz von zehn Prozent bezogen auf die thermische Energie.^{[3][5]}

Voraussetzungen

- › Langzeitverträglichkeit des H₂-Einsatzes als Brennstoff hinsichtlich der Zementqualität muss gewährleistet sein.
- › Es müssen entsprechende Mengen klimaneutralen Wasserstoffs zur Verfügung stehen: Drehrohröfen, wie sie bei der Zementherstellung zum Einsatz kommen, werden rund um die Uhr betrieben. Nutzungsunterbrechungen führen zur Beschädigung der Anlage, was erhebliche Kosten verursachen kann. Für eine Beimischung von zehn Prozent H₂ als Brennstoff (bezogen auf die thermische Energie) geht die European Cement Research Academy (ECRA) von einem Bedarf von 0,7 Tonnen H₂ pro Stunde in einem Zementwerk aus.^[5]
- › Wird der H₂ nicht vor Ort erzeugt, werden H₂-Transport und -Speicherinfrastrukturen benötigt. Speicher sind insbesondere nötig, damit der Ofen unterbrechungsfrei betrieben werden kann und somit nicht beschädigt wird.^[5]

Vorteile

- › Die brennstoffbedingten Treibhausgas-Emissionen können reduziert werden.
- › Wird der Wasserstoff vor Ort im Zementwerk mittels Elektrolyse erzeugt, kann der dabei als Nebenprodukt anfallende Sauerstoff für den Brennprozess in Form eines Oxyfuelverfahrens eingesetzt werden.

Nachteile

- › H₂ wird vermutlich auch in Zukunft deutlich teurer als alternative Brennstoffe wie etwa Klärschlamm, Altreifen, Tiermehl und andere Abfallprodukte sein.
- › Zwar ist es technisch möglich, bis zu zehn Prozent der notwendigen Energie durch H₂ zu decken, ohne die Produktqualität zu beeinträchtigen.^[3] Da die Brennstoffe aber nur zu 30 Prozent zu den Emissionen beitragen, sind die Emissionseinsparungen durch Wasserstoffeinsatz relativ gering.

- › Durch die prozessbedingten Emissionen muss zwangsläufig CO₂ abgeschieden werden, um Klimaneutralität zu erzielen. Der Einsatz von H₂ ist mit hohen Kosten und erheblichem Aufwand verbunden, die lediglich zu einer geringfügig verminderten abzuscheidenden CO₂-Menge führen würden.

Folgen

- › Da die bei der Verbrennung der derzeitig verwendeten Brennmaterialien anfallenden Aschen ein notwendiger Bestandteil des Zements sind und H₂ ohne Asche verbrennt, muss diese anderweitig erzeugt/zugesetzt werden. Auch durch die Defossilisierung der Stahlindustrie werden weniger Flugasche und Hüttensand anfallen, welche heute ebenfalls zu großen Teilen für die Klinkerherstellung verwendet werden.

Ökonomische Aspekte

Die ECRA (European Cement Research Academy) schätzt die Kosten für eine Umrüstung eines Drehrohrofens zur Herstellung von 6.000 Tonnen Klinker pro Tag auf eine H₂-Beimischung von 10 Prozent wie folgt ein:

- › 2,3 bis 4,5 Millionen Euro Investitionskosten
- › Die Betriebskosten hängen hierbei stark vom H₂-Preis ab. Bei einem H₂-Einkaufspreis von 3,20 Euro pro Kilogramm würde sich die Tonne Zement um 5,40 Euro verteuern.^[5] Dies entspräche einem Preisanstieg von knapp 10 Prozent für eine Emissionseinsparung von circa 3 Prozent.
- › Sollten die H₂-Preise allerdings auf 1,50 Euro pro Kilogramm sinken, würde die Tonne Zement nur noch um 1,90 Euro teurer,^[5] was einem Preisanstieg von weniger als 5 Prozent entspräche.

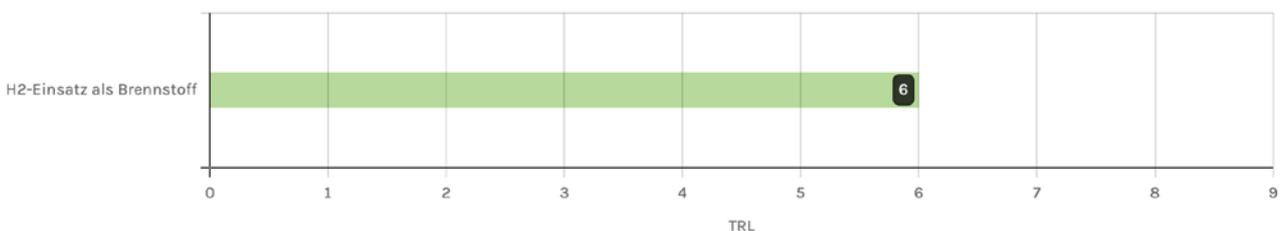
Akteur*innen

- › Zementindustrie

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad für die Nutzung von Wasserstoff als alternativer Brennstoff beträgt 6.^[5]

Technologiereifegrad



Endenergiebedarf

Der Endenergiebedarf bleibt unverändert, da einfach nur ein Teil der Brennstoffenergie in Form von H₂ zur Verfügung gestellt wird. Wenn die Wasserstofferzeugung vor Ort im Zementwerk erfolgt, erhöht sich der Energiebedarf des Werks allerdings, da bei der Elektrolyse nicht aller eingesetzte Strom zu H₂ umgesetzt werden kann. Der zusätzlich entstehende Sauerstoff kann hier aber wiederum in einem Oxyfuelverfahren zur CO₂-Abscheidung genutzt werden.^[5]

Treibhausgasemissionen

Durch den Einsatz von H₂ als alternativem Brennstoff können lediglich die brennstoffbedingten, nicht aber die prozessbedingten Emissionen beeinflusst werden. Es würden also trotz H₂-Einsatzes alleine für den Brennprozess CO₂-Emissionen in Höhe von mindestens 400 Kilogramm CO₂ pro Tonne Portlandzement^[3] anfallen.

Wasserstoffbedarfe

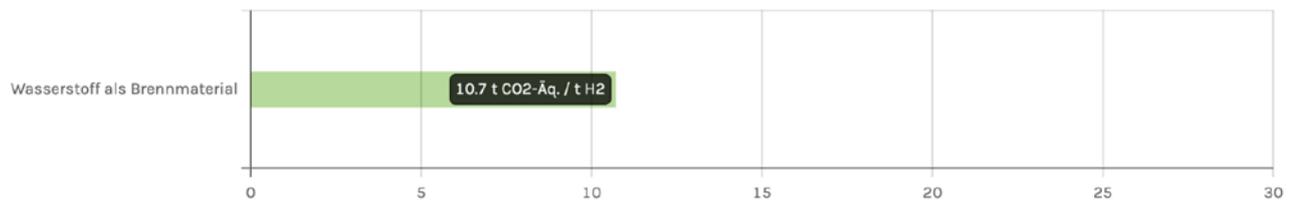
28 Kilogramm H₂/Tonne Klinker bei einem Anteil von 10 Prozent H₂ an der Brennstoffenergie.^[5]

Minderungspotential

Beim Einsatz von 10 Prozent H₂ als Brennmaterial können 30 Kilogramm CO₂ pro Tonne Klinker eingespart werden.^[5] Klinker ist ein Bestandteil von Zement. Portlandzement, die derzeit gebräuchlichste Sorte, besteht zu zwei Dritteln aus Klinker.^[6] Daraus ergibt sich also ein maximales Minderungspotenzial von 10,7 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂ für Portlandzement bei einem Einsatz von 10 Prozent H₂ im Brennprozess.

Treibhausgaseinsparpotenzial

durch Beimischung von Wasserstoff als Brennmaterial könnten 10,7 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂ eingespart werden.





CO₂-Abscheidung aus dem Klinkerbrennprozess

Vor allem der EU ETS und der CBAM werden automatisch Anreize schaffen, CO₂-Emissionen zu vermeiden.^[9] Allerdings wird die deutsche Zementindustrie auch nach Ausschöpfen aller Maßnahmen zur CO₂-Vermeidung weiterhin circa zehn Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr materialbedingt verursachen, welche aus dem Prozess abgeschieden werden müssen.^[3] Die Verfahren hierfür sind sehr energieintensiv und werden somit den Preis von Zement und Beton beeinflussen, allerdings wird eine klimaneutrale Zementindustrie ohne CO₂-Abscheidung nicht realisierbar sein.^{[2][3][5]}

Für die Zementindustrie relevante CO₂-Abscheidungstechnologien sind das Oxyfuel-Verfahren, die Abscheidung mittels Monoethanolamin (MEA), das Tail-end Calcium-Looping-Verfahren, das integrierte Calcium-Looping-Verfahren, die indirekte Kalzinierung, membranbasierte Verfahren, mineralische Karbonatisierung, Temperaturwechseladsorption und Kryogenverfahren in Kombination mit Druckwechseladsorption.^[5]

Voraussetzungen

- › Einer Abscheidung von CO₂ aus dem Klinkerbrennprozess muss in der Regel ein Umbau der Ofenanlage vorausgehen.
- › Die CO₂-Abscheidung erfordert große Mengen an CO₂-armer Energie und grünem Strom.
- › Die Abscheidung großer CO₂-Mengen, wie sie in der Zementindustrie anfallen, erfordern eine CO₂-Infrastruktur.
- › Soll aus dem Prozess abgeschiedenes CO₂ in Deutschland

in geologischen Formationen gespeichert werden (siehe auch Speicherung von CO₂), muss die Rechtslage hierfür geschaffen werden, da dies derzeit faktisch verboten ist.

Vorteile

- › Die Zementherstellung kann nur mithilfe von CO₂-Abscheidung klimaneutral werden.^{[2][3]}
- › CO₂-Emissionen bei der Zementherstellung werden nahezu vollständig vermieden.^[5]
- › CO₂ kann für weitere Wertschöpfung genutzt werden.

Nachteile

- › CO₂-Abscheidung ist energieintensiv und daher teuer.^[5]

Folgen

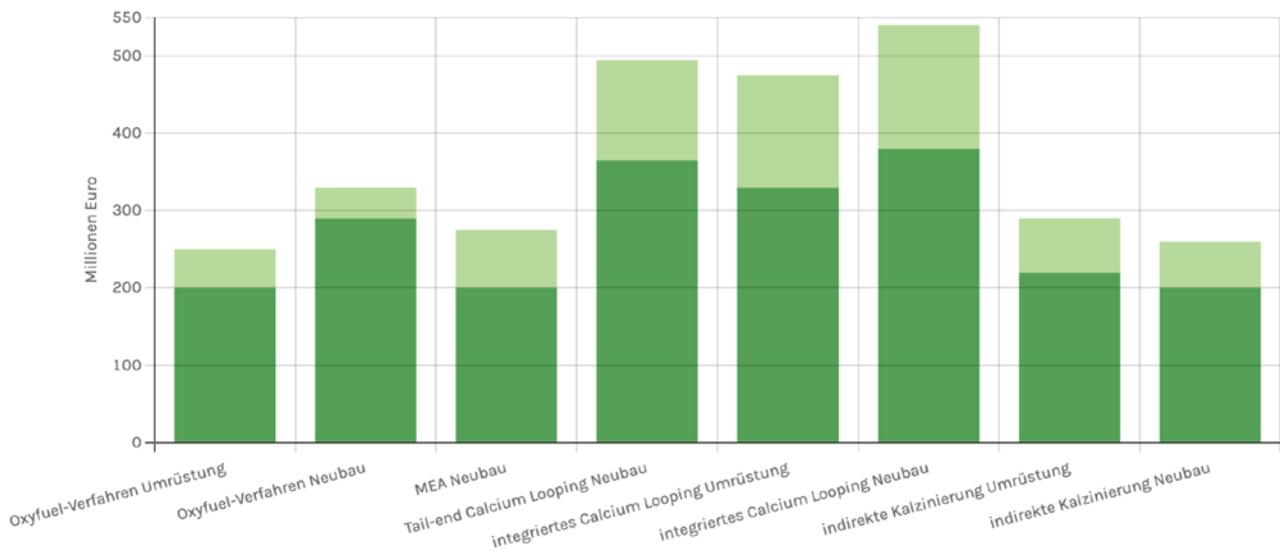
- › Zementherstellung wird signifikant mehr Energie benötigen.^[5]
- › Zement und damit auch Beton werden dementsprechend teurer.^{[4][5]}

Ökonomische Aspekte

Bei CO₂-Abscheidung kann sich je nach Technologie der elektrische Energiebedarf der Zementherstellung mehr als verdoppeln.^[3] Hinzu kommen in der Regel Investitionen für Neubau von Abscheidenvorrichtungen oder Umrüstungen an den Ofenanlagen.^[5] Hierdurch werden Zement und damit auch Beton teurer. Dies wirkt sich wiederum auf den Ausbau von Infrastruktur etc. aus.

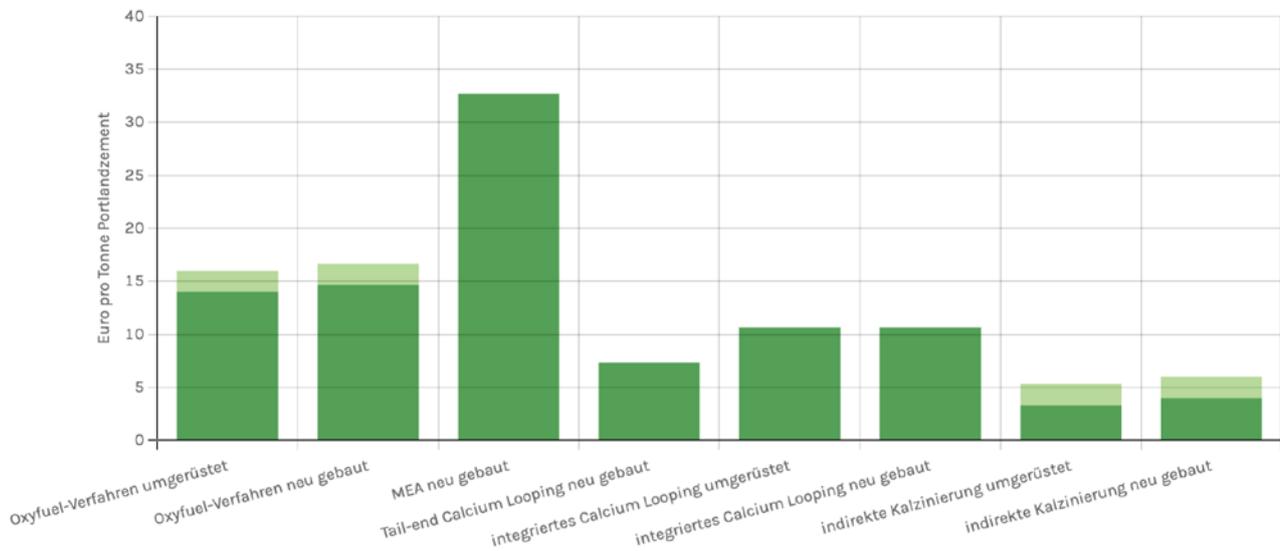
Umrüstungs- und Neubaukosten (CAPEX) für CO₂-Abscheidungsanlagen in Millionen Euro

Die aufgeführten Investitionskosten beinhalten lediglich die Abscheidungsanlage. Weitere gegebenenfalls notwendige Investitionen wie temporäre CO₂-Speicher etc. sind nicht enthalten und können die Investitionskosten um bis zu 100 Prozent erhöhen. Es werden nur derzeit bereits technisch verfügbare Verfahren verglichen. Prognosen zu den zukünftigen Kosten der anderen Verfahren (Membranverfahren, Kryogenverfahren in Kombination mit Druckwechseladsorption, Temperaturwechseladsorption und mineralische Karbonatisierung) können in ^[5] gefunden werden. Bei MEA und Tail-end Calcium-Looping handelt es sich als "end of pipe"-Maßnahmen immer um Neubauten. Angaben zu Umrüstungen fehlen daher.^[5]



Zusätzliche Betriebskosten (OPEX) für CO₂-Abscheidungsanlagen bei Umrüstung oder Neubau in Euro pro Tonne Zement

Die aufgeführten zusätzlichen Betriebskosten beziehen sich lediglich auf für die CO₂-Abscheidung benötigte Energie und Materialien, Bezugsjahr der Kosten ist 2020. Es werden nur derzeit bereits technisch verfügbare Verfahren verglichen. Prognosen zu den zukünftigen Betriebskosten der anderen Verfahren (Membranverfahren, Kryogenverfahren in Kombination mit Druckwechseladsorption, Temperaturwechseladsorption und mineralische Karbonatisierung) können in ^[5] gefunden werden. Bei MEA und Tail-end Calcium-Looping handelt es sich als "end of pipe"-Maßnahmen immer um Neubauten. Angaben zu Umrüstungen fehlen daher.^[5]

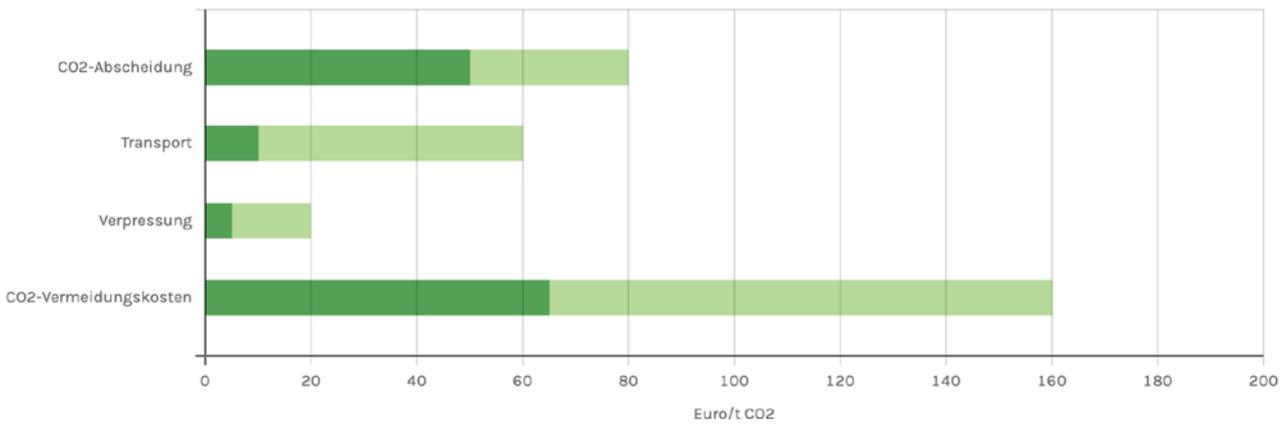


Schätzungen der ECRA belaufen sich auf eine Preissteigerung um 40 bis 95 Euro pro Tonne Zement bei CO₂-Abscheidung und Verpressung im Untergrund ^[4] (zum Vergleich: Warenwert entspricht 64 Euro pro Tonne Zement, ^[2] der Preis für Zement würde sich also ungefähr verdoppeln). Die Kosten für die Abscheidung des CO₂ belaufen sich hierbei voraussichtlich auf 50 bis 80 Euro pro Tonne CO₂ (pro Tonne Zement entstehen circa 600 Kilogramm CO₂). Die Transportkosten werden auf 10 bis 60 Euro pro Tonne CO₂ geschätzt und die Verpressung im geologischen Untergrund wird mit 5 bis 20 Euro pro Tonne CO₂ veranschlagt. Somit ergeben sich also CO₂-Vermeidungskosten von 65 bis 160 Euro pro Tonne CO₂.^[4]

Versorgungssicherheit

CO₂-Vermeidungskosten in Euro / Tonne CO₂

Kosten für die CO₂-Abscheidung, den Transport und die Verpressung des CO₂ sowie kumulierte CO₂-Vermeidungskosten.^[4]



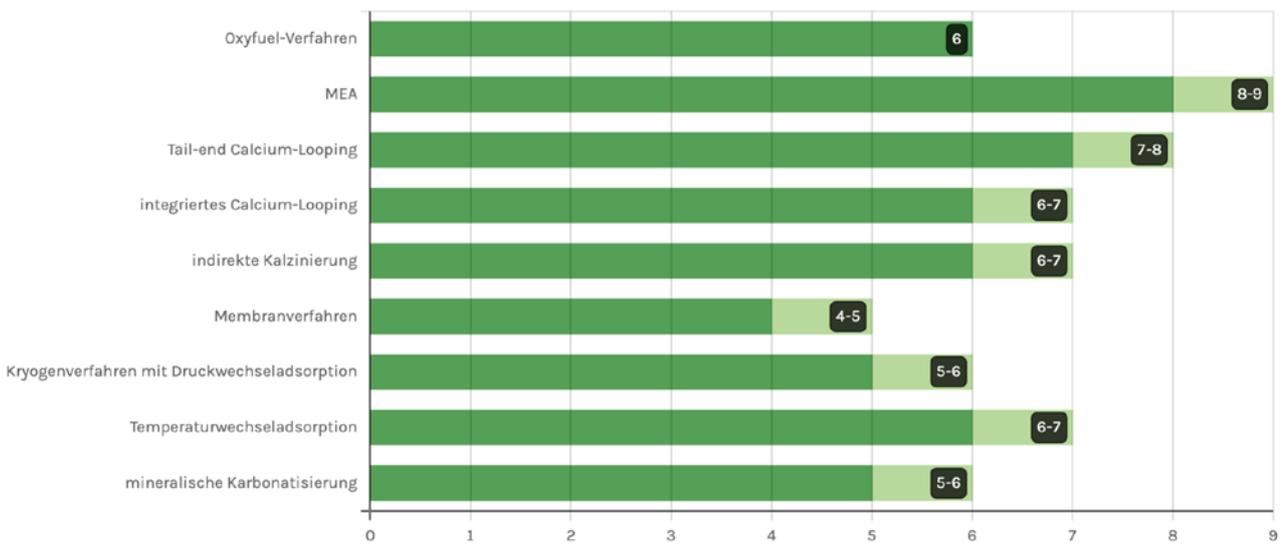
Akteur*innen

> Zementwerke

Technologiereifegrad

TRL

der aktuell technisch bereits zur Verfügung stehenden Abscheidungstechnologien laut ECRA^[5]

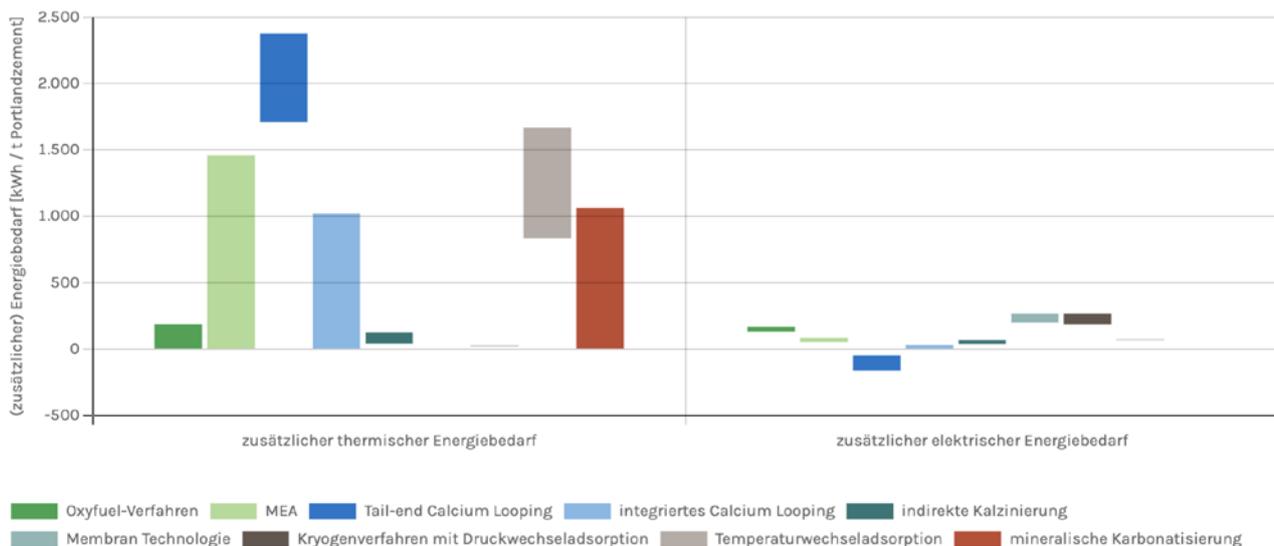


Endenergiebedarf

CO₂-Abscheidung ist energieintensiv und benötigt, je nach Verfahren, unterschiedliche Mengen an thermischer oder elektrischer Energie. Bei CO₂-Abscheidung kann sich der elektrische Energiebedarf der Zementherstellung mehr als verdoppeln.^[3] Eine Aufstellung für derzeit bereits verfügbare Verfahren ist in der folgenden Grafik dargestellt.

(Zusätzlicher) Energiebedarf in Kilowattstunden pro Tonne Portlandzement

für unterschiedliche CO₂-Abscheidungstechnologien im Vergleich zum Energiebedarf der Klinkerherstellung ohne CO₂-Abscheidung. Daten aus Referenz^[5]. Zum Vergleich: Der Energiebedarf der Zementherstellung beträgt derzeit circa 882 kWh / t Zement. Davon sind circa 112 kWh / t Zement elektrische Energie und 770 kWh / t Zement thermischer Energiebedarf.^[3] Die negativen elektrischen Energiebedarfe im Falle von Tail-end Calcium-Looping ergeben sich aus dem stark erhöhten thermischen Energiebedarf. Hierdurch kann Abwärme verstromt werden und mehr elektrische Energie erzeugt als verbraucht werden. Bei der mineralischen Karbonatisierung ist von einem Anstieg des elektrischen Energiebedarfs auszugehen, allerdings kann dieser derzeit nicht näher quantifiziert werden.



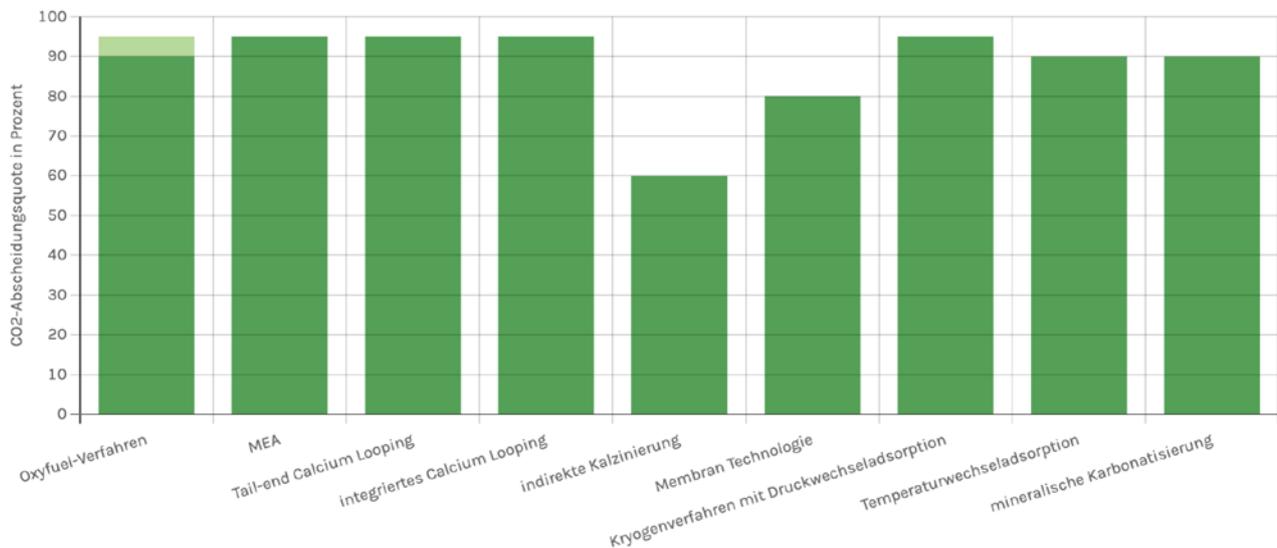
AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > CEMCAP-project
<https://www.sintef.no/projectweb/cemcap/>
- > CLEANKER
<http://www.cleanker.eu/>
- > Westküste100
<https://www.westkueste100.de/en/>
- > Carbon2Business
<https://perspektiven.holcim.de/innovation/carbon2business-eu-foerdergelder-fuer-zementwende/>
- > Leilac-1
<https://www.leilac.com/project-leilac-1/>
- > Leilac-2
https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Projekte/CO2Speicherung/Laufend/LEILAC2.html

Minderungspotential

CO₂-Abscheidungsquoten in Prozent nach Technologie

Der vergleichsweise niedrige Wert bei der indirekten Kalzinierung liegt daran, dass hier nur prozessbedingtes CO₂ abgeschieden werden kann. Für brennstoffbedingte Emissionen müssen andere Technologien ergänzt werden oder aber der Brennstoff-Mix dekarbonisiert werden.^[5]



Um eine Tonne CO₂ abzutrennen, sind 450 bis 2.000 Kilowattstunden je nach Abscheidungstechnologie erforderlich.^[8]

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Anpassung des Rechtsrahmens für CCU und CCS in Deutschland

Da Zementherstellung mit großen Mengen sogenannter prozessbedingter oder unvermeidbarer Emissionen einhergeht, wird die Umstellung auf eine klimaneutrale Produktion neben CO₂-Abscheidung auch auf Wege angewiesen sein, das CO₂ entweder langfristig zu speichern (CCS) oder aber zu verwerten.

- > Derzeit ist noch nicht geklärt, wem entlang einer CCU-Kette die CO₂-Minderung angerechnet werden kann.^[2] Um CO₂-Abscheidung attraktiv zu machen, sollte es hier einen einheitlichen, transparenten Rechtsrahmen geben.
- > Soll CO₂ in Deutschland in geologischen Formationen gespeichert werden (siehe auch CCS), muss die Rechtslage hierfür geschaffen werden, da dies derzeit faktisch verboten ist.^{[10][11]} Um CO₂ über das Meer beispielsweise nach Norwegen transportieren zu können, muss die Öffnungsklausel im London-Protokoll von Deutschland ratifiziert werden.

**INITIATOREN**

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- › Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz

MASSNAHME**› Gesetzesinitiativen zum Anreizen von CO₂-Vermeidung**

Durch einen steigenden CO₂-Preis im ETS wird CO₂-Abscheidung in der Zementherstellung angereizt. Die Kosten für Zement werden allerdings infolge der Umbauten der Anlagen und des erhöhten Energiebedarfs durch die CO₂-Abscheidung deutlich ansteigen. Um die Wettbewerbsfähigkeit von klimaschonender Zementherstellung noch weiter zu steigern, können zusätzliche Mechanismen wie der CBAM oder Klimaschutzverträge (CCfDs) gewählt werden.

Literatur

- [1] **Verein Deutscher Zementwerke, Hrsg:** Zementindustrie im Überblick 2021/2022, Berlin, 2021. <https://www.vdz-online.de/wissensportal/publikationen/zementindustrie-im-ueberblick-2021-2022>
- [2] **WWF Deutschland, Hrsg.:** Klimaschutz in der Beton- und Zementindustrie – Hintergrund und Handlungsoptionen, Berlin, 2019. https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Klimaschutz_in_der_Beton-_und_Zementindustrie_WEB.pdf
- [3] **Verein Deutscher Zementwerke, VDZ, Hrsg:** Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien. Düsseldorf, 2020. <https://vdz.info/dekarbonisierung>
- [4] **ECRA:** Newsletter 2/2020. https://ecra-online.org/fileadmin/ecra/newsletter/ECRA_Newsletter_2_2020.pdf
- [5] **ECRA:** The ECRA Technology Papers, Düsseldorf, 2022. https://ecra-online.org/fileadmin/redaktion/files/pdf/ECRA_Technology_Papers_2022.pdf
- [6] **Energie-Experten, Portlandzement:** Rohstoffe, Eigenschaften und Anwendung, zuletzt aufgerufen am: 07.08.2023. <https://www.energie-experten.org/bauen-und-sanieren/baustoffe/beton/portlandzement>
- [7] **Verein Deutscher Zementwerke, Hrsg:** Zementindustrie im Überblick 2020/2021, Berlin, 2020. <https://www.vdz-online.de/wissensportal/publikationen/zementindustrie-im-ueberblick-2020-2021>
- [8] **D4.6 CEMCAP:** comparative techno-economic analysis of CO₂ capture in cement plants, 2018. <https://zenodo.org/record/2597091#.ZBmGynbMJ3g>
- [9] **Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt):** Schutz vor Carbon Leakage, zuletzt aufgerufen am: 28.08.2023. https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/Reform-Perspektiven/Carbon-Leakage-Schutz/carbon-leakage-schutz_node.html
- [10] **Sprenger, T. (2022):** CO₂-Infrastrukturen sind wichtig für ein klimaneutrales Deutschland. EWI Policy Brief. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/07/Policy_Brief_CO2-Infrastrukturen.pdf
- [11] **acatech (2018):** CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie (acatech POSITION), München: Herbert Utz Verlag. https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/09/acatech_POSITION_CCU_CCS_WEB-002_final.pdf



**WASSERSTOFF
KOMPASS**

INDUSTRIEZWEIGE

Glasindustrie





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

-  Regulatorischer Rahmen
-  Zielgerichteter H₂-Einsatz
-  Fachkräftesicherung
-  Akzeptanz und Sicherheit
-  Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

-  H₂-Erzeugung
-  H₂-Import
-  Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

-  Stahlindustrie
-  Chemische Industrie
-  Raffinerien
-  Zementindustrie
-  **Glasindustrie**

MOBILITÄT UND TRANSPORT

-  Kraftfahrzeuge
-  Schifffahrt
-  Luftverkehr
-  Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

-  Gebäudewärme
-  Prozesswärme
-  Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte der Glasindustrie

- Energiebedingte Emissionen dominieren
- Herstellung von Glas
- Treibhausgasemissionen
- Ökonomische Aspekte
- Versorgungssicherheit
- Endenergiebedarf

8 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- Wasserstoffanlieferung
- Wasserstoffproduktion vor Ort
- Anschluss an Gasverteilnetze mit Wasserstoff-Beimischung
- Materialanpassungen
- Wärmebereitstellung
- Verfahrenstechnische Anpassungen
- Reduktion der prozessbedingten Emissionen
- Begleitforschung

10 Handlungsoptionen

- Beimischung von Wasserstoff
- Verbrennung von einhundert Prozent Wasserstoff
- Synthetisches und biogenes Methan
- Hybride und superhybride Schmelzwannen
- Vollelektrische Schmelzwannen, Kühltöfen und Feeder
- Alternative Verfahren zur Glasherstellung auf Strombasis
- Weitere Brennstoffe

38 Literatur



Glasiindustrie

- › Einige wichtige Glasarten lassen sich nicht rein elektrisch schmelzen, sodass klimafreundliche Brennstoffe wie Wasserstoff für die Glasiindustrie unverzichtbar sein werden.
- › Für das Jahr 2045 wird primär eine Kombination aus vollelektrischen und Wasserstoff(-hybriden) Schmelzwannen erwartet. Die weiteren, heute fossil betriebenen Prozessschritte (Kühlofen und Feeder) werden zukünftig voraussichtlich elektrisch betrieben.
- › Schmelzwannen können nur ungefähr alle 15 Jahre im Rahmen einer Hauptreparatur auf einen anderen Energieträger umgebaut werden. Sind sie einmal auf einen Energieträger (zum Beispiel reinen Wasserstoff) eingerichtet, ist ein Wechsel zum ursprünglichen Energieträger (etwa Erdgas) nicht ohne Weiteres möglich.
- › Bei der Verwendung von Wasserstoff verändern sich die Glaseigenschaften.

Generelle Aspekte der Glasiindustrie

Glas findet als Werkstoff in vielen Bereichen Anwendung. Unterschieden wird zwischen Flachglas (Basisglas für Anwendungen wie zum Beispiel für Fenster oder Solarzellen), Behälterglas (etwa für Flaschen), Glasfasern (etwa für Glasfaserkabel oder Dämmstoffe wie Glaswolle) und Spezialglas (etwa für Laborbedarfe). Neben der Herstellung zählt zur Glasiindustrie ebenfalls die Verarbeitung von Basisglas zum Endprodukt – zum Beispiel die Verarbeitung von Flachglas zur Windschutzscheibe.^[1]

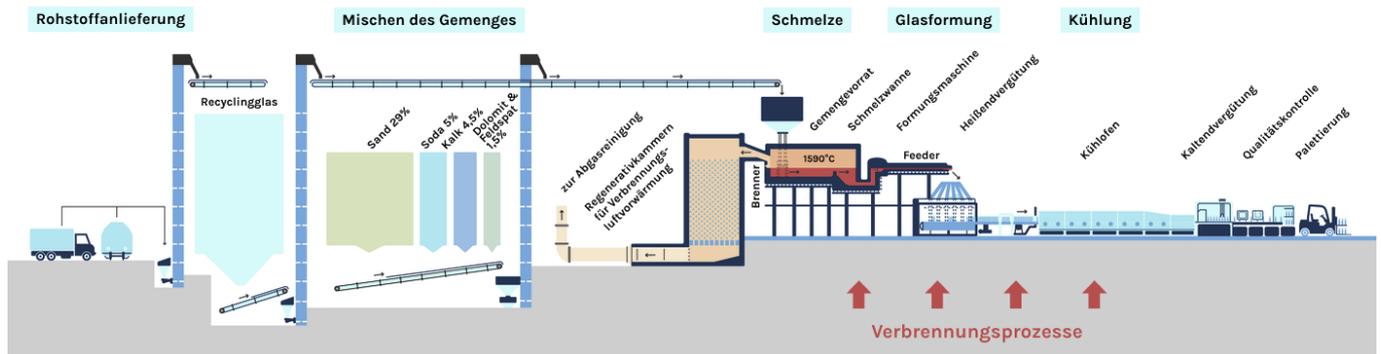
Energiebedingte Emissionen dominieren

Treibhausgasemissionen entstehen insbesondere bei der Erzeugung von Prozesswärme, heute weitestgehend durch die Verbrennung von fossilem Erdgas. Wasserstoff und seine Derivate, der Einsatz von Biogas aber insbesondere auch die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung bieten ein großes Potenzial zur Defossilisierung der Glasindustrie. Rohstoffbedingte Emissionen insbesondere aus der Verarbeitung von Karbonaten (wie Soda, Kalk und Dolomit) gilt es zusätzlich durch geeignete Maßnahmen zu vermeiden.

Herstellung von Glas

Trotz der sehr unterschiedlichen Produkte lassen sich sechs grobe Prozessschritte zur Herstellung von Glas benennen: Gemengebereitung, Schmelzen, Formgebung, Abkühlen und Entspannen, Veredlung sowie Verpackung.^[2] Eine genauere Aufgliederung der Prozessschritte wird in nachfolgender Abbildung am Beispiel von Behälterglas gezeigt.

Prozessschritte der
Behälterglasproduktion^[4]
© Bundesverband Glasindustrie e.V.

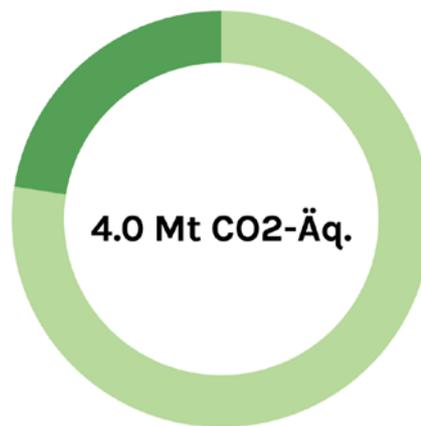


Die für die Glasproduktion verwendeten Schmelzwannen sind dabei zwischen 10 und 20 Jahre dauerhaft in Betrieb und können erst nach Ablauf dieser Zeit, in der sogenannten Hauptreparatur, auf einen anderen Energieträger umgerüstet werden. Die Umrüstungen können nicht im laufenden Betrieb durchgeführt werden (zum Beispiel Brenner mit angepasster Geometrie) und einmal umgerüstet, können die Änderungen an der Schmelzwanne auch erst in der nächsten Hauptreparatur umgekehrt werden. Ein Wechsel des Energieträgers ist somit auch erst wieder in der nächsten Hauptreparatur möglich.^{[2][4]} Dementsprechend muss die langfristige Versorgung mit dem jeweiligen Energieträger sichergestellt sein, da bei fehlender Energiezufuhr die Wanne Schaden nimmt und anschließend neu aufgebaut werden müsste, was bis zu 2 Jahre dauern und bis zu 50 Millionen Euro kosten kann.^[33]

Treibhausgasemissionen

Seit 2005 liegen die Scope 1-Treibhausgasemissionen konstant bei rund 4 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr,^{[9][11]} davon fallen 22,5 Prozent (0,9 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr) prozessbedingt und 77,5 Prozent (3,1 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr) energiebedingt an.^[13]

Scope-1-Emissionen der deutschen Glasindustrie
nach prozess- und energiebedingten Emissionen



■ Energiebedingt
 ■ Prozessbedingt

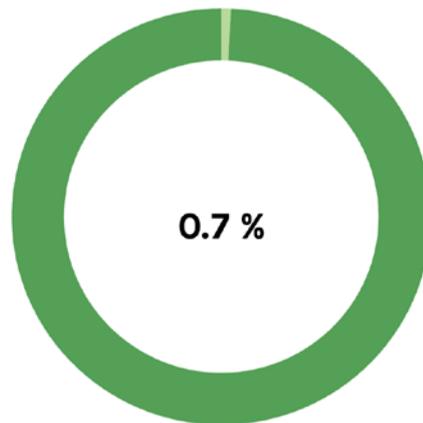
Aktuell werden die Brenner in Schmelzwannen, Feeder und Kühlöfen (letztere zumindest in der Behälterglasindustrie) vorwiegend mit Erdgas betrieben. Um die aus dieser Verbrennung entstehenden Treibhausgasemissionen zu vermeiden, kann unter anderem Wasserstoff eingesetzt werden.^[4] Neben Wasserstoff können die fossilen Energieträger auch durch Elektrizität, synthetisches oder biogenes Methan oder andere Brennstoffe, wie zum Beispiel Biogas oder Ammoniak ersetzt werden.^{[5][6]} Diese Alternativen sowie die entsprechenden Technologien werden nachfolgend genauer beleuchtet. Allerdings wird keine der Möglichkeiten allein die Lösung zur Defossilisierung der Glasindustrie sein.

Die zweite große Treibhausgasquelle bei der Glasproduktion ist prozess- beziehungsweise materialbedingt. Glas wird aus natürlichen und naturidentischen Rohstoffen hergestellt, die in Deutschland gewonnen werden.^[4] Hierzu zählen im Allgemeinen Quarzsand, Soda, Kalk, Dolomit und Feldspat. Abhängig von der Glassorte können aber auch weitere Materialien wie Borate (insbesondere bei Spezialglas) zum Einsatz kommen.^{[4][7]} Bei der Glasschmelze entsteht aus den eingesetzten Karbonaten (Kalk, Dolomit, Soda) das jeweilige Oxid und CO₂. Diese prozessbedingten Emissionen lassen sich nicht durch den Ersatz von Erdgas vermeiden, sondern

- > durch eine Erhöhung des Anteils an Scherben,^{[5][6][7][8]}
- > den Einsatz von vorkalzinierten oder anderen CO₂-freien Rohstoffen^[9]
- > und durch Abscheidetechnologien für CO₂.^{[9][19]}

Die Scope 1- und Scope 2-Emissionen in der Glasherstellung belaufen sich auf ca. 5,8 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr.^[6]

Treibhausgasemissionen der Glasindustrie anteilig an den Gesamtemissionen



■ Glasindustrie (Scope 1 und Scope 2; 2019) ■ andere

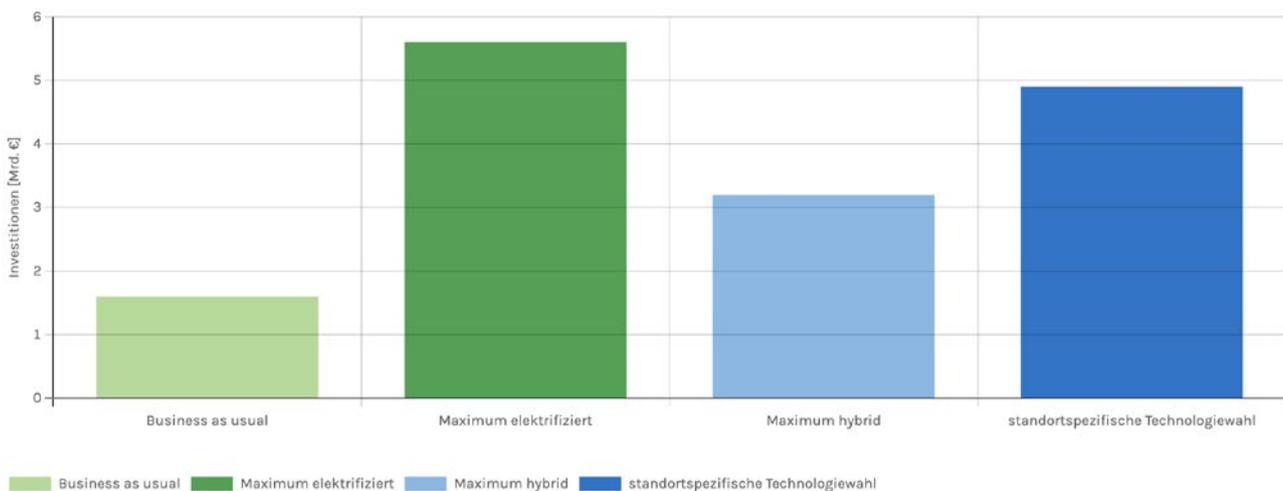
Ökonomische Aspekte

Die Glasindustrie nimmt mit ungefähr 400 Betrieben und circa 56.000 Beschäftigten eine wichtige Rolle unter den Industriebranchen Deutschlands ein.^{[1][9]} In Deutschland werden durchschnittlich rund 7,2 Millionen Tonnen pro Jahr^[10] verkaufsfertiges Glas produziert. Die Glasindustrie erwirtschaftet jährlich einen Umsatz von circa zehn Milliarden Euro^{[1][8][9]}. Die in Deutschland produzierten Mengen beziehungsweise der Umsatz machen circa zwanzig Prozent^[1] der europäischen Glasherstellung aus, sodass Deutschland im europäischen Vergleich die Spitzenposition in der Herstellung von Glas und Glaswaren (nach Umsatz) einnimmt. Gemessen am Umsatz werden durchschnittlich 53 Prozent^[10] der in Deutschland produzierten Glaswaren exportiert und 47 Prozent^[10] der in Deutschland verkauften Glaswaren (Inlandsverbrauch) importiert. Dieser Anteil unterscheidet sich je nach Produktklasse: So werden gemessen am jeweiligen Umsatz vergleichsweise wenig Behälterglas und unverarbeitetes Flachglas importiert (Anteil am Inlandsverbrauch jeweils circa 20 Prozent), während Glasfasern zu durchschnittlich 65 Prozent importiert werden. Gleichzeitig wird der Umsatz mit Glasfasern, Spezialgläser und sonstigem Hohlglas zu circa 60 Prozent im Ausland gemacht im Vergleich zu circa 40 Prozent bei Behälterglas und veredeltem Flachglas.^[10] Deutschlands wichtigste Handelspartner für den Export von Glas sind Frankreich (10,7 Prozent), die Niederlande (8,5 Prozent) und die USA (8,1 Prozent). Die wichtigsten Einfuhrländer sind China (10,8 Prozent), Polen (10,0 Prozent) und USA (8,6 Prozent).^[9]

Die Umrüstung der Glasindustrie bedarf in jedem Fall erheblicher Investitionen (zweistelliger Millionenbereich je Standort). Die kumulierten Investitionen für die deutsche Glasindustrie bis 2045 belaufen sich je nach Szenario auf 3,2 bis 5,6 Milliarden Euro. Die vier dargestellten Szenarien stammen aus der Roadmap des Projektes Glas 2045 <https://www.bvglas.de/index.php?eID=dumpFile&t=f&f=2738&token=d0e5fc3de0c90256568ee3a064ec4d470e41b500>. Beim Referenzszenario werden die Schmelzwannen auch weiterhin mit den aktuell genutzten Techno-logien betrieben. Beim Transformationspfad Elektrifizierung wird der Anteil des Stroms am Energiemix unter Berücksichtigung technischer

und ökonomischer Hemmnisse maximiert. Somit werden möglichst viele Schmelzwannen rein elektrisch oder mit einem hohen elektrischen Anteil beheizt. Beim Transformationspfad Wasserstoff wurde für jede Schmelzwanne bestimmt, ob und wann ein Anschluss an die Wasserstoffinfrastruktur jeweils wahrscheinlich ist. Zudem wurde an den Standorten, die wahrscheinlich angeschlossen werden, mit hybriden Schmelzwannen eine schrittweise Defossilisierung prognostiziert. Für Standorte, wo wahrscheinlich kein Anschluss an die Wasserstoffinfrastruktur gegeben ist, werden vollelektrische Schmelzwannen genutzt. Im letzteren Szenario wurde unter Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Faktoren für jeden Standort separat entschieden, welches die geeignetste Technologie für die Defossilisierung ist.^[9]

Kumulierte Investitionen für verschiedene Szenarien zur Defossilisierung der Glasindustrie
in Milliarden Euro.^[9]



Durch die neuen Energieträger werden ebenfalls erhöhte Betriebskosten entstehen und auch jetzt entstehen durch die Abhängigkeit vom Erdgas und dessen Verteuerung schon zusätzliche Kosten. All diese Mehrkosten können aufgrund des internationalen Wettbewerbs nur selten an die Endabnehmer in Form einer Preiserhöhung weitergegeben werden, was die deutschen Glashersteller vor existenzielle Herausforderungen stellt.^[9]

Versorgungssicherheit

Glas ist ein bedeutender Werkstoff. Er wird in Gebäuden (Fenster, Glaswolle), als Behältnis für Medikamente und Lebensmittel, für Displays und Infrastruktur (Glasfaserkabel) genutzt.^{[4][7]} Bei Nutzung als Dämmmaterial oder Fenster trägt Glas auch zur Einsparung von Heizenergie bei. Als Faustregel gilt zum Beispiel, dass moderne Isolierverglasungen (unter der Voraussetzung, dass auch der Rest des Hauses isoliert ist) die CO₂-Emissionen ihrer Herstellung nach 1 bis 2 Jahren wieder eingespart haben.^[8]

Da die Rohstoffe von Glas in Deutschland verfügbar sind, können bei heimischer Produktion Abhängigkeitsverhältnisse minimiert werden.^{[4][7]} Allerdings ist die Glasindustrie aktuell hochgradig abhängig vom Energieträger Erdgas. Diese



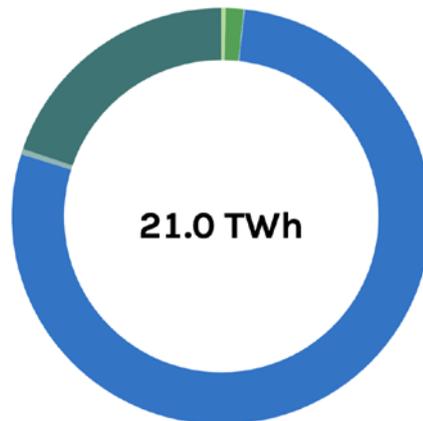
Abhängigkeit kann nur allmählich reduziert werden, indem die Schmelzwannen in ihrer jeweiligen Hauptreparatur auf andere Energieträger umgerüstet werden. Hinzu kommt, dass die Umsetzung der Umrüstung von der Entscheidungsphase bis zur Inbetriebnahme 5 bis 7 Jahre dauern kann. Es braucht also bald Entscheidungen von den Glasherstellern und somit Planungssicherheit für sie, um notwendige Umrüstungen für eine klimaneutrale Glasindustrie bis 2045 umsetzen zu können.^[9]

Die Glasindustrie braucht dabei auch eine Versorgungssicherheit mit Wasserstoff oder anderen Gasen, da die reine Elektrifizierung nicht für jeden Standort (abhängig von Größe und produzierter Glassorte) technisch umsetzbar ist.

Endenergiebedarf

Die Glasindustrie benötigt jährlich 21 Terawattstunden Energie.^[9]

Jährlicher Energiebedarf nach Energieträgern
in Terawattstunden (Daten von 2021).^[9]

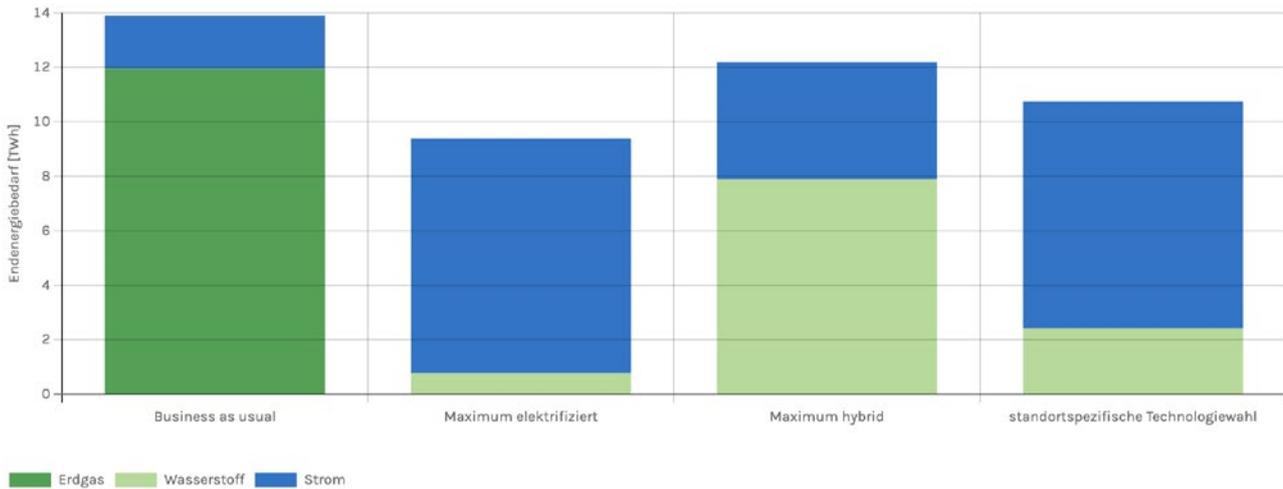


leichtes Heizöl schweres Heizöl Flüssiggas Erdgas (inkl. anderer Gase) Fernwärme Strom

Der Anteil an Heizöl nimmt seit Jahren ab, da mehr und mehr Schmelzwannen auf andere Energieträger, primär Erdgas, umgerüstet werden.^[6] Neben Erdgas machen andere fossile Brennstoffe, die in der Schmelzwanne eingesetzt werden, zusammen genommen nur 1,8 Prozent des Energiemix der Glasindustrie^[9] aus. Für diese ist bereits eine Umrüstung geplant.^[6] Dementsprechend wird hier primär auf die Umrüstung von erdgasbetriebenen Schmelzwannen eingegangen.

Da davon ausgegangen wird, dass zukünftig vermehrt auf die effizientere elektrische Energiezufuhr gesetzt wird, wird der Endenergiebedarf der Glasindustrie voraussichtlich abnehmen.

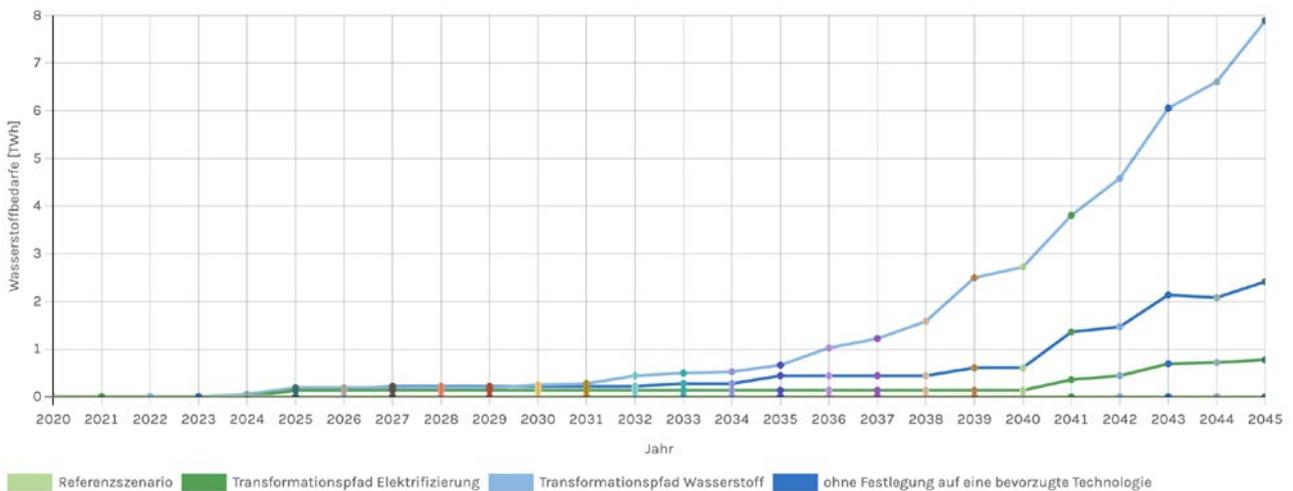
Endenergiebedarf für 2045 für verschiedene Szenarien zur Defossilisierung der Glasindustrie
in Terawattstunden.^[9]



Wasserstoffbedarfe

Die notwendigen Anpassungen zur Defossilisierung der Glasindustrie führen entsprechend der Roadmap von Glas 2045 <https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projekte/abgeschlossen/glas-2045/> zu einem Anstieg des bisherigen, jährlichen Wasserstoffbedarfs von 5,83 Gigawattstunden (für den Floatprozess)^[6] auf voraussichtlich 0,8 bis 7,9 Terawattstunden im Jahr 2045^[9].

Zukünftige Entwicklung der Wasserstoffbedarfe
in Terawattstunden.^[9]



RELEVANTE PROJEKTE

- > Glas 2045 ^[9] ^[13]
<https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projekte/abgeschlossen/glas-2045/>



Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Wasserstoffanlieferung

Rund um die Versorgung mit Wasserstoff und seinen Derivaten ergeben sich Fragestellungen, etwa zur benötigten Qualität und wie diese dauerhaft sichergestellt werden kann, aber auch zur Infrastrukturanbindung. Zusätzlich werden bei unsicherer Versorgungslage auch lokale Speichermöglichkeiten benötigt.

Wasserstoffproduktion vor Ort

Erfolgt die Wasserstoffherzeugung auf dem Werksgelände selbst, ergeben sich Fragen rund um die Systemintegration, zum Beispiel zur Bereitstellung von erneuerbarem Strom, Betriebsweisen von Elektrolyseuren, Sicherheit, Energie- und Wasserstoffspeicherung sowie bereitgestellter Reinheit.

Anschluss an Gasverteilnetze mit Wasserstoff-Beimischung

Bei Anschluss an ein Gasverteilnetz, bevor eine Umrüstung der Produktionsstätte erfolgen konnte, können maximal zehn Prozent beigemischt werden. Somit entstehen bei einem größeren Anteil in den Verteilnetzen Fragestellungen der Entmischung und wie die Entmischung in das lokale System der Glashütte integriert werden kann.

Materialanpassungen

- › Die Wasserstoffbeständigkeit aller Materialien und Komponenten muss gegeben sein.
- › Eine generelle Fragestellung der Glasindustrie ist die Entwicklung verschleißfester Feuerfestmaterialien. Bei Anwendung von Wasserstoff wird diese Fragestellung durch die Wechselwirkung des Wasserstoffs mit den Feuerfestmaterialien noch einmal stärker in den Vordergrund gerückt. Aber auch bei der Nutzung vollelektrischer Schmelzwannen ergeben sich hier Forschungs- und Entwicklungsbedarfe durch eine punktuell stärkere Belastung der Materialien.

Wärmebereitstellung

- › Eine Weiterentwicklung der Wasserstoffbrenner muss erfolgen. Um eine optimale Wärmeverteilung zu gewährleisten, muss unter anderem die Brennergeometrie angepasst werden. Die Anforderungen an die Brenner sind unterschiedlich, je nachdem, ob sie in der Schmelzwanne oder im Feeder verwendet werden, ob der Brennstoff konventionell mit Luft oder mit reinem Sauerstoff verbrannt wird. Werden die Brenner weiterhin mit Luft betrieben, muss zum Beispiel auch eine Möglichkeit zur Reduktion der NO_x gefunden werden.
- › Auch für andere Brennstoffe, wie zum Beispiel Ammoniak sind Anpassungen der Brenner notwendig und diese angepassten Brenner müssen für die Industrie verfügbar sein. Bei Ammoniak stellen die entstehenden NO_x-Gase eine besondere Herausforderung dar.
- › Um den Wärmeübergang von der Flamme in die Schmelze zu verbessern, wird an radikal neuen Schmelzkonzepten geforscht.
- › Für das elektrische Schmelzen müssen Möglichkeiten für die Hochskalierung gefunden werden. Dies bedarf vor allem der Erforschung und Weiterentwicklung neuer Geometrien für vollelektrische Schmelzwannen im industriellen Maßstab.

Verfahrenstechnische Anpassungen

- › Die bei der Verwendung von Wasserstoff veränderten Glaseigenschaften müssen weiter untersucht werden. Eine wichtige Frage wird sein, wie die Glaszusammensetzung geändert werden muss, um die gewünschten Eigenschaften weiterhin zu erreichen.
- › Generell müssen veränderte Strömungsverhalten und Anpassungen der Mess-Steuer-Regel-Technik untersucht werden.
- › Aktuell werden die heißen Abgase zur Vorwärmung der Gase für die Verbrennung beziehungsweise der eingespeisten Materialien für das Glas und für den Betrieb der nachgeschalteten Kühltöfen genutzt. Die Auswirkungen auf eine veränderte (zum Beispiel beim Wasserstoff) oder eine reduzierte (zum Beispiel hybride Schmelzwannen) Wärmerückgewinnung müssen untersucht werden und die Systeme angepasst werden.

Reduktion der prozessbedingten Emissionen

- › Werden CO₂-Abscheidetechnologien genutzt, um die CO₂-Emissionen weiter zu reduzieren, muss die jeweilige Technologie ins Glaswerk integriert werden. Hinzu kommt die Frage, inwieweit das abgeschiedene CO₂ als synthetisches Methan im Kreis geführt werden kann und wie die dafür benötigten Prozesse in die Glashütte integriert werden können.
- › Für die Nutzung von CO₂-freien Rohstoffen wie zum Beispiel Natronlauge als Ersatz für die Karbonate (Soda, Kalk und Dolomit) müssen Fragen der Verfügbarkeit und der Auswirkungen auf den Prozess geklärt werden.
- › Um den Scherbenanteil weiter zu erhöhen, müssen weitreichende Sammel- und Sortiersysteme für die verschiedenen Glassorten etabliert werden.

Begleitforschung

Neben den hier genannten Forschungsbedarfen könnten weitere Fragestellungen aufkommen, etwa zu sozialer Akzeptanz, Auswirkungen bei Abwanderung beziehungsweise Auslagerung von Teilschritten. Auch weiterführende ökonomische und ökologische Analysen können notwendig sein.

Handlungsoptionen

Beimischung von Wasserstoff

Wasserstoff kann der bestehenden Erdgasversorgung beigemischt werden. Bei Nutzung der bestehenden Brenner in Schmelzwannen, Feedern und Kühlöfen können laut Betreibern aber maximal 10 Volumenprozent H₂ für Schmelzwannen und Feeder beziehungsweise 40 Volumenprozent für Kühlöfen beigemischt werden. Sollen höhere H₂-Anteile beigemischt werden, bedarf es einer aufwendigeren Umrüstung, die nur in der ungefähr alle 15 Jahre stattfindenden Hauptreparatur möglich ist. Wird also in einem Erdgasverteilnetz eine höhere Beimischung vorgenommen, bevor die angeschlossenen Glashütten umgestellt werden konnten, müssen die Glashütten zusätzlich eine Entmischung vornehmen.^[4]

Für die Herstellung von Glas im Oxy-Fuel-Prozess konnten auch für H₂-Beimischungen von bis zu 35 Volumenprozent (in den Schmelzwannen) schon Gläser mit guter Qualität erreicht werden. Auf diese Weise wird auch der bei der Elektrolyse entstehende Sauerstoff direkt verwertet, was wiederum NO_x-Emissionen reduziert, die sonst bei der Verbrennung des Wasserstoffs in größeren Mengen entstehen.^[4]

Die Verwendung von Wasserstoff verändert die Flamme und somit auch der Wärmeverteilung. Außerdem verändert sich die Gaszusammensetzung: Der Wasserstoff- und der Wasseranteil sind höher. All dies führt zu Veränderungen in den Glaseigenschaften und auch zu einer stärkeren Belastung der Feuerfestmaterialien.^{[4][15]}

Voraussetzungen

- › Ausreichend Wasserstoff muss für den dauerhaften Betrieb mit dem jeweiligen Anteil bereitgestellt werden, um die Beimischung konstant zu halten.
- › Glaswerke müssen an die Wasserstoffinfrastruktur angeschlossen werden oder ausreichend große Elektrolyseure und Speichermöglichkeiten vor Ort haben.
- › Wasserstofftaugliche Gasverteilssysteme und Leitungen in und zur Glashütte sind erforderlich (keine Wasserstoffversprödung).



Vorteile

- › Es sind keine beziehungsweise lediglich kleinere Umrüstungen notwendig für geringe Beimischungsquoten bis zu 10 Volumenprozent (Schmelzwanne und Feeder) beziehungsweise 40 Volumenprozent (Kühlofen).^[4]
- › Anlagen können frühzeitig an eine Wasserstoffinfrastruktur angeschlossen werden und als Abnehmer fungieren, auch wenn die vollständige Umstellung auf Wasserstoff und die damit verbundene Umrüstung erst in der Hauptreparatur möglich ist.
- › Bereits mit kleineren Umrüstungen während des Betriebs können Treibhausgasemissionen eingespart werden.

Nachteile

- › Ab Beimischungsquoten von mehr als 10 beziehungsweise 40 Volumenprozent sind teils aufwendige Umrüstungen notwendig, die nicht im laufenden Betrieb und somit nur während der Hauptreparatur erfolgen können.
- › Keine vollständige Vermeidung der energiebedingten Treibhausgasemissionen.
- › Es wird weiterhin ein Anteil an Erdgas benötigt.

Folgen

- › Anlagen, die frühzeitig an eine Wasserstoffinfrastruktur angeschlossen werden, können sofort einen Anteil des Erdgases ersetzen. Die Wasserstoffbedarfe und Treibhausgaseinsparungen sind vorerst vergleichsweise gering und steigen erst nach einer Umrüstung.
- › Durch die Nutzung von Wasserstoff können die Glaseigenschaften, wie zum Beispiel die Farbe, die Menge an Blasen im Glas oder die Widerstandsfähigkeit gegen äußere Einwirkungen beeinflusst werden. Um diese Eigenschaftsveränderung zu kompensieren, wird es voraussichtlich Anpassungen in der Glaszusammensetzung geben.^[3]

Ökonomische Aspekte

Bei geringeren Beimischungsquoten ist eine Verwendung von Wasserstoff direkt möglich, ohne zusätzlichen Investitionsbedarf. Allerdings wird erneuerbarer beziehungsweise CO₂-armer Wasserstoff zunächst deutlich teurer als Erdgas sein, sodass die laufenden Kosten kurzfristig steigen werden. Wird dem Erdgasverteilnetz, an dem das Glaswerk angeschlossen ist, bereits ein höherer Volumenanteil Wasserstoff beigemischt, bevor die Anlagen in der Hauptreparatur umgerüstet wurden, kann eine Entmischung notwendig werden, die wiederum Kosten verursacht und zusätzliche Energie benötigt.

Bei höheren Beimischungsquoten sind Umrüstungen und somit Investitionen notwendig, was allerdings erst in der Hauptreparatur möglich ist. Bei höheren Anteilen des kurzfristig teureren Wasserstoffes steigen auch die Produktionskosten des Glases.

Die so entstehenden betrieblichen Mehrkosten können auch zu erhöhten Preisen für die Endverbraucher führen. Dies wäre aber ein Nachteil für den internationalen Wettbewerb.^[9]

Versorgungssicherheit

Wenn eine Produktionsstätte nicht ausreichend Wasserstoff erhält, kann bei ohnehin geringen Beimischungsraten problemlos zu einem Betrieb ohne Wasserstoff zurückgekehrt werden. Bereits umgerüstete Betriebe können dies nicht ohne Weiteres. Da für einen Betrieb mit mehr Erdgas die Anlage in den Zustand vor der Umrüstung zurückversetzt werden müsste, was nur in der Hauptreparatur geht, verlieren diese Betriebe ihre Investition und können erst in bis zu zwei Jahren die Schmelzwanne wieder in Betrieb nehmen, nachdem erneute Investitionen zur Reparatur der Wanne getätigt wurden.

Die Glashütten wären zusätzliche relevante Wasserstoffabnehmer und eine dauerhafte Versorgung mit Wasserstoff müsste gewährleistet sein.

Akteur*innen

> Glashütten

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für die H₂-Beimischung in der Glasherstellung liegt aktuell bei 5-6.^{[3][14][15][16][17]}



Endenergiebedarf

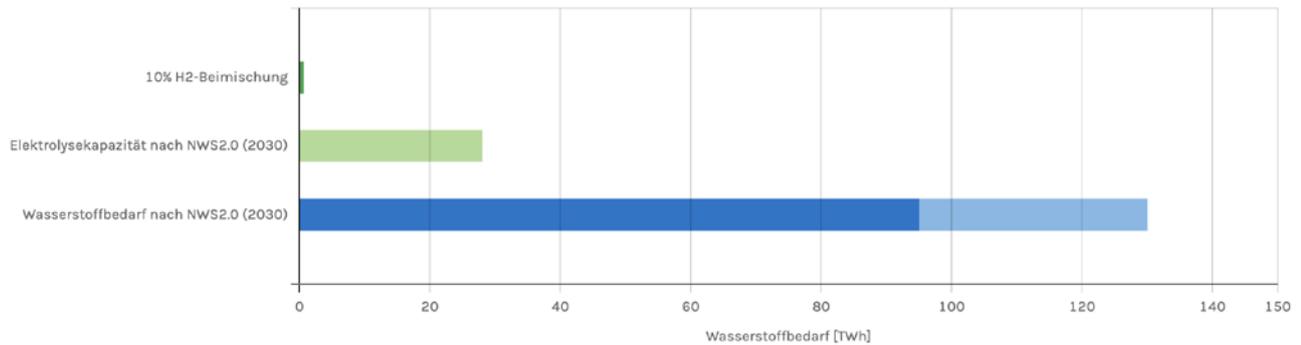
Durch die Wasserstoffbeimischung verändert sich der Energiebedarf der Anlagen nur marginal, es wird nur ein größerer Anteil der für die Glasproduktion benötigten Energie durch Wasserstoff statt Erdgas gedeckt.^[9] Für die Wasserstoffproduktion wird aber wiederum zusätzliche Energie benötigt.

Wasserstoffbedarfe

Die Bedarfe an Wasserstoff sind abhängig von der Zumischungsrate. Werden 10 Volumenprozent Wasserstoff zum Erdgas zugemischt, müssen, bezogen auf den Brennstoffverbrauch der Glasindustrie von 2021^[9], 0,59 Terawattstunden pro Jahr durch Wasserstoff gedeckt werden. Dies entspricht 15.000 Tonnen H₂ pro Jahr.

Wasserstoffbedarf für die Beimischung zum Erdgas für die Glasindustrie

Werden die fossilbasierten Brennstoffe in der Glasindustrie zu 10 Prozent durch H₂ ersetzt, werden 0,59 Terawattstunden Wasserstoff benötigt.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> Kopernikus P2X^{[14][15]}

https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/glaserstellung_mit_guenem_wasserstoff_erstmalig_erfolgreich_getestet

> HyGlass^{[3][4]}

<https://www.energy4climate.nrw/themen/best-practice/hyglass>

Minderungspotential

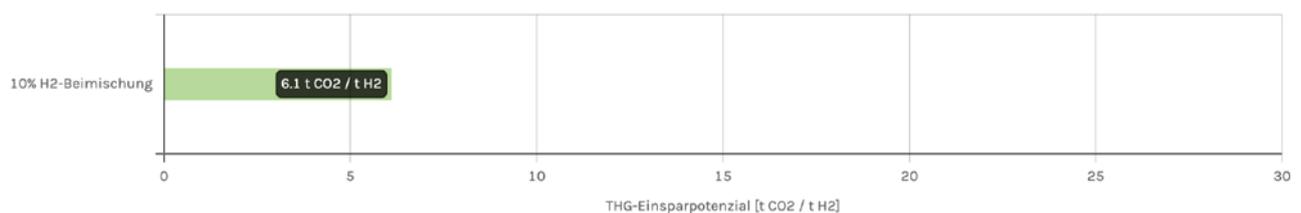
Die verbleibenden Treibhausgasemissionen sind abhängig von dem Anteil an Wasserstoff, der zugemischt wird. Für eine Beimischung von zehn Prozent erneuerbaren Wasserstoff können 99.000 Tonnen CO₂-Äquivalente eingespart werden.^[4]

Die 0,9 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente prozessbedingter Emissionen pro Jahr verbleiben und leisten keinen Beitrag zu den Treibhausgaseinsparungen.

Werden diese Treibhausgaseinsparungen und der Wasserstoffbedarf für eine Beimischung von zehn Volumenprozent zur Berechnung des Minderungspotentials verwendet, ergibt sich ein Minderungspotenzial von 6,1 Tonnen CO₂-Äquivalente pro Tonne Wasserstoff. Dabei muss aber beachtet werden, dass die zugrunde liegenden Zahlen für die Treibhausgaseinsparung sich auf eine Behälterglas-schmelzwanne im Labormaßstab, die Methan statt Erdgas verbrennt, beziehen.^[4]

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Durch den Ersatz von Methan durch H₂ im Brennstoff können 6,1 t CO₂-Äq. / t H₂ eingespart werden.





MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Unterstützter Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur

Die staatliche Unterstützung und Lenkung des Infrastrukturausbaus gibt potenziellen Abnehmern von H₂ wie Glasherstellern die Sicherheit, dass sie den H₂ werden erhalten können.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



> Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass der Infrastrukturausbau, insbesondere der Bau von H₂-Pipelinennetzen, staatlich unterstützt werden sollte.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber konventionellen Verfahren oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert werden. Für die Reduktion von Treibhausgasemission in der Glasindustrie eignet sich beispielsweise eine Förderung der Investitionskosten.

MASSNAHME

> CO₂-Preis in Form der EU ETS

Im Rahmen des Europäischen Emissionshandels (EU ETS) müssen die Emissionen bis 2030 um 62 Prozent gegenüber 2005 sinken.^[36] Somit wird der CO₂-Preis steigen und Glashersteller werden ein Zeichen erhalten, dass der Reduzierung der Treibhausgasemissionen eine wirtschaftlich immer größere Bedeutung zukommt. Allerdings ist es nicht bekannt, ab wann der CO₂-Preis tatsächlich eine Lenkungswirkung in der Glasindustrie entfalten wird.^[37]

Verbrennung von einhundert Prozent Wasserstoff

Traditionell fossil beheizte Schmelzwannen, Feeder und Kühlöfen können theoretisch auch mit einhundert Prozent Wasserstoff betrieben werden, wenn die Geräte entsprechend umgerüstet werden.^[4]

Allerdings ist der Betrieb mit Wasserstoff noch nicht ausgereift und verschiedene Hürden sind noch zu überwinden. Zum einen werden durch den erhöhten Anteil an Wasserstoff und Wasserdampf die Glaseigenschaften und somit auch die Qualität negativ beeinflusst. Zum anderen werden durch den höheren Wasserstoffanteil die Feuerfestmaterialien stärker beeinflusst. Zu diesen Punkten braucht es weitere Forschung, aber die bisherigen Ergebnisse deuten darauf hin, dass dieses Hindernis überwunden werden kann.^{[4][14][15]} Zum anderen hat Wasserstoff auch andere Flammencharakteristika als das aktuell verwendete Erdgas, was zum Beispiel Anpassungen der Brennergeometrien erfordert.^{[4][17]} Auch entstehen durch die höheren Flammtemperaturen bei der Wasserstoffverbrennung mehr Stickoxide. Um dies zu vermeiden, wird diese Verbrennung häufig als Oxy-Fuel-Prozess betrieben.^{[4][15]}

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



› Laut einigen Stakeholder*innen ist der Einsatz von reinen Wasserstoff-Schmelzwannen fraglich. Grund hierfür ist die Unsicherheit, ob eine ausreichende und konstante Verfügbarkeit über ein flächendeckendes Wasserstoffnetz zu bezahlbaren Kosten gegeben sein wird. Zudem besteht auch Unsicherheit, inwiefern die Glaswerke beim Anschluss an die Wasserstoffinfrastruktur hinter anderen Industrieanlagen zurücktreten muss.^{[6][9]}

Voraussetzungen

- › Ausreichend Wasserstoff muss für den dauerhaften Betrieb bereitgestellt werden.
- › Glaswerke müssen an die Wasserstoffinfrastruktur angeschlossen werden oder ausreichend große Elektrolyseure und Speichermöglichkeiten vor Ort haben.
- › Wasserstofftaugliche Gasverteilssysteme und Leitungen in und zur Glashütte sind erforderlich.
- › Neues Equipment, also zum Beispiel angepasste Brenner oder Feuerfestmaterialien in der Schmelzwanne müssen vorhanden sein.^{[4][9]}
- › Die Zusammensetzung muss so weit angepasst werden, dass die erforderlich Glasqualität trotz Wasserstoffverbrennung gegeben ist.



Vorteile

- › Es werden nur kleinere Umrüstungen benötigt, die in der Hauptreparatur erledigt werden können und dadurch im Vergleich zu anderen Umrüstungen auf zum Beispiel elektrische Schmelzwannen geringere Investitionskosten erfordern.^{[5][9]}
- › Kann prinzipiell für jede Glasart angewendet werden.
- › Im Vergleich zu synthetischem Methan ist der Primärenergiebedarf kleiner, da weniger verlustbehaftete Umwandlungsschritte notwendig sind.
- › Es entstehen keinerlei energiebedingte CO₂-Emissionen.

Nachteile

- › Direktelektrifizierung ist effizienter im Vergleich zum Einsatz von Wasserstoff.^[5]
- › Bei Unterbrechung der Wasserstoffversorgung und notwendigem Abbruch des Dauerbetriebs entstehen große Schäden an der Schmelzwanne.

Folgen

- › Durch die Nutzung von Wasserstoff können die Glaseigenschaften, wie zum Beispiel die Farbe, die Menge an Blasen im Glas oder die Widerstandsfähigkeit gegen äußere Einwirkungen beeinflusst werden. Um diese Eigenschaftsveränderung zu kompensieren, wird es voraussichtlich Anpassungen in der Glaszusammensetzung geben.^[3]

Ökonomische Aspekte

Für den Betrieb mit Wasserstoff sind Investitionen in Umrüstungen notwendig. Diese fallen mittelfristig geringer aus als für Umrüstungen zu vollelektrischen oder hybriden Schmelzwannen, aber höher als für den Wechsel auf synthetisches Methan, wobei die Umrüstungen gänzlich entfallen und nur die regulären Reparaturkosten entstehen.^[9]

Bei Umstellung auf einhundert Prozent Wasserstoff liegen die Betriebskosten der Schmelzwannen zwischen denen von vollelektrischen Schmelzwannen (niedriger) und denen, die mit synthetischem Methan (höher) betrieben werden. Es wird erwartet, dass der Preis für Wasserstoff in den nächsten Jahrzehnten zwar sinkt, aber 2045 mit circa 0,2 Euro pro Kilowattstunde^[9] noch ungefähr doppelt so hoch sein wird wie der Strompreis^[9] und ungefähr zehnmal so hoch wie der Erdgaspreis (wobei im Rahmen der Erfassung der Datenlage der Ukrainekrieg nicht mitberücksichtigt wurde). In jedem Fall sind die Kosten für die Glaswerke mittelfristig höher als aktuell.

Die so entstehenden betrieblichen Mehrkosten können auch zu erhöhten Preisen für die Endverbraucher führen. Dies wäre aber ein Nachteil für den internationalen Wettbewerb.^[9]

Versorgungssicherheit

Wenn eine Produktionsstätte nicht ausreichend Wasserstoff erhält, kann erst in der nächsten Hauptreparatur die Anlage auf einen anderen Energieträger umgestellt werden. Anlagen, die nicht dauerhaft betrieben werden können, nehmen Schaden und sind daher eine Fehlinvestition. Für die erforderlichen Genehmigungsverfahren und den Ersatz der kaputten Materialien können bis zu zwei Jahre bis zur Wiederinbetriebnahme der Schmelzwanne vergehen.^[33] Es bedarf also einer konstanten Versorgung mit Wasserstoff, wenn ein Glaswerk auf Wasserstoff umgestellt wurde.

Die Glashütten wären zusätzliche relevante Wasserstoffabnehmer und eine dauerhafte Versorgung mit Wasserstoff müsste gewährleistet sein.

Akteur*innen

- > Glashütten
- > Zulieferer für Brenner und anderes Equipment
- > Gasverteilnetzbetreiber

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für die Nutzung von 100 Prozent H₂ als Brennstoff in der Glasherstellung liegt aktuell bei 5.^{[5][6]}



Endenergiebedarf

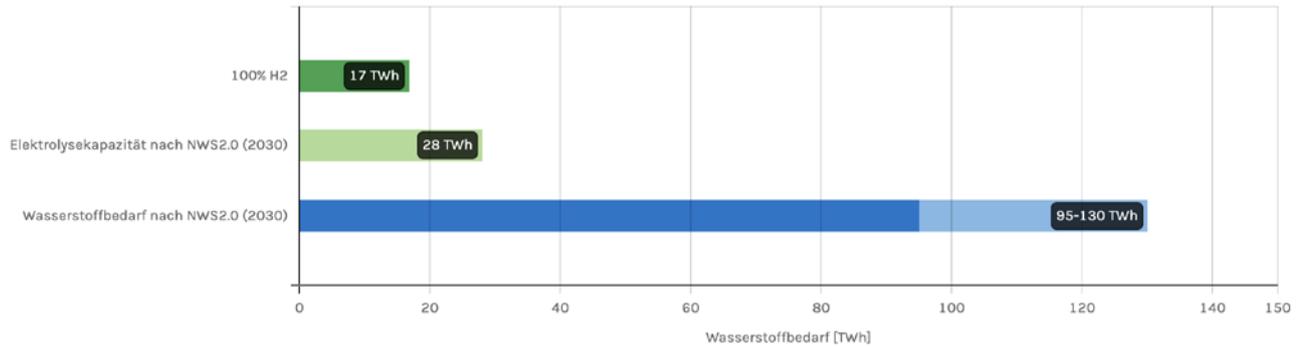
Durch die Nutzung von Wasserstoff verändert sich der Energiebedarf der Anlagen nur marginal, es wird nur der bisher durch fossile Brennstoffe gedeckte Anteil (16,8 Terawattstunden) der für die Glasproduktion benötigten Energie (21 Terawattstunden) durch Wasserstoff gedeckt.^[9] Bei der Wasserstoffproduktion entsteht wiederum ein zusätzlicher Primärenergiebedarf.

Wasserstoffbedarfe

Im angenommenen Extremfall, dass alle bisher fossil betriebenen Anlagen mit erneuerbarem Wasserstoff betrieben würden, müssten 16,8 Terawattstunden pro Jahr^[9] durch Wasserstoff gedeckt werden. In Summe entspricht das 507.000 Tonnen H₂/a bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff.

Wasserstoffbedarf

Werden die fossilbasierten Brennstoffe in der Glasindustrie vollständig durch H₂ ersetzt, werden 16,8 Terawattstunden Wasserstoff benötigt.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

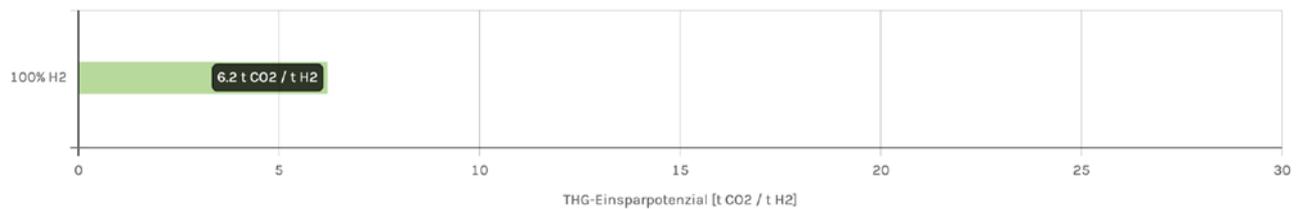
- > Kopernikus P2X ^{[14][15]}
https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/glasherstellung_mit_guenem_wasserstoff_erstmalig_erfolgreich_getestet
- > HyGlass ^{[3][4]}
<https://www.energy4climate.nrw/themen/best-practice/hyglass>

Minderungspotential

Wird angenommen, dass alle bisher fossil betriebenen Schmelzwannen durch erneuerbaren Wasserstoff betrieben würden, entstünden nur noch die prozessbedingten Emissionen (0,9 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr)^[13]. Dementsprechend würden 3,1 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr eingespart. Dies entspricht einem Minderungspotenzial von 6,2 Tonnen CO₂-Äquivalenten pro Tonne Wasserstoff.

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Durch den Ersatz von Methan durch H₂ im Brennstoff können 6,2 t CO₂-Äq. / t H₂ eingespart werden.





MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Unterstützter Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur

Die staatliche Unterstützung und Lenkung des Infrastrukturausbaus gibt potenziellen Abnehmern von H₂ wie Glasherstellern die Sicherheit, dass sie den H₂ für die Umstellung ihrer Prozesse werden erhalten können.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass der Infrastrukturausbau, insbesondere der Bau von H₂-Pipelinennetzen, staatlich unterstützt werden sollte.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber konventionellen Verfahren oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert werden. Für die Reduktion von Treibhausgasemission in der Glasindustrie eignet sich beispielsweise eine Förderung der Investitions- und Betriebskosten per Klimaschutzvertrag (CCfD).

MASSNAHME

> CO₂-Preis in Form der EU ETS

Im Rahmen des Europäischen Emissionshandels (EU ETS) müssen die Emissionen bis 2030 um 62 Prozent gegenüber 2005 sinken.^[36] Somit wird der CO₂-Preis steigen und Glashersteller erhalten ein Zeichen, dass eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen immer wirtschaftlich bedeutsamer wird. Allerdings ist es nicht bekannt, ab wann der CO₂-Preis tatsächlich eine Lenkungswirkung in der Glasindustrie entfalten wird.^[37]



Synthetisches und biogenes Methan

Anstelle von H₂ beziehungsweise dem bisher genutzten Erdgas kann auch Methan für die Wärmebereitstellung bei der Glasproduktion genutzt werden. Dieses kann aus Biogas gewonnen oder synthetisch aus CO₂ und H₂ erzeugt werden.^[5] Wenn das CO₂, das bei der Glasherstellung energie- und prozessbedingt entsteht, abgeschieden wird, kann synthetisches Methan auch direkt vor Ort mit dorthin transportiertem beziehungsweise dort produziertem H₂ hergestellt werden.^{[5][19]}

Voraussetzungen

- › Große Mengen an erneuerbaren Ressourcen (biogene Rohstoffe für die Erzeugung von Biomethan, erneuerbare Energien und entsprechende Mengen an Wasserstoff und CO₂ für synthetisches Methan) werden benötigt.
- › Wenn das bei der Glasherstellung anfallende CO₂ direkt genutzt wird, braucht es H₂ und Anlagen zur Methanisierung direkt am Ort der Glasproduktion.

Vorteile

- › Es sind keine Umrüstungen an konventionellen Glasanlagen notwendig und dementsprechend werden keine zusätzlichen Investitionen für die Glasanlagen benötigt.
- › Wenn das CO₂ direkt genutzt wird, gibt es keinen Unterschied zwischen prozessbedingten und energiebedingten Emissionen. Somit können mehr Treibhausgasemissionen vermieden werden als durch den reinen Ersatz des Erdgases durch einen Energieträger, der keine Treibhausgasemissionen verursacht. Durch CO₂-Abscheidung und Methanisierung wird ein Großteil des Kohlenstoffs im Kreis geführt. Dies ist aber sehr energieaufwendig.
- › Methanüberschüsse, die bei der Produktion im Glaswerk entstehen, können an umliegendes produzierendes Gewerbe verkauft werden.^[9]
- › Synthetisches und biogenes Methan ermöglichen den Betrieb der Anlage bis zur nächsten Hauptreparatur ohne fossile Brennstoffe.

Nachteile

- › Durch Wirkungsgradverluste ist die Herstellung synthetischen Methans energieintensiv und teuer.^[5] Durch die Methanisierung (Wirkungsgrad 80 Prozent) verringert sich der Gesamtwirkungsgrad von 70 Prozent bei grünem Wasserstoff auf 56 Prozent für synthetisches Methan.^[35] Durch weitere Wärmeverluste im Schmelzprozess entsteht in beiden Fällen ein weiterer Wirkungsgradverlust.^[35]
- › Bei biogenem Methan werden große Flächen zum Anbau der Biomasse benötigt, was unter anderem in Konkurrenz zur Lebensmittelerzeugung stehen könnte.



Folgen

- › Im Vergleich mit anderen Optionen zur Defossilisierung der Glasindustrie entstehen hohe H₂ und Primärenergiebedarfe.
- › Es besteht die Gefahr, sich hier auf eine Technologie festzulegen, bei der die Versorgungssicherheit mit den erneuerbaren Rohstoffen nicht sichergestellt ist, die aber die Möglichkeit bietet, im Zweifel zum fossilen Rohstoff zurückzuwechseln zu können, was eine längere Nutzung fossiler Rohstoffe bedeuten würde.

Ökonomische Aspekte

Die Investitionskosten für das Glaswerk selbst sind geringer als bei anderen Möglichkeiten zur Defossilisierung der Glasindustrie, da die konventionellen Schmelzwannen weiter genutzt werden könnten. Bis zum Jahr 2045 wären ohne Technologieumstellungen kumulierte Investitionen von circa 1,6 Milliarden Euro für die gesamte deutsche Glasindustrie zu erwarten.^[9]

Synthetisches Methan weist aktuell und laut verschiedener Prognosen auch in Zukunft deutlich höhere Kosten auf als vergleichbare fossile Energieträger.^{[20][21]} Die Kosten sind aufgrund der zusätzlichen Umwandschritte und der damit einhergehenden Verluste für synthetisches Methan auch höher als für Wasserstoff oder Strom.

Die so entstehenden betrieblichen Mehrkosten können auch zu erhöhten Preisen für die Endverbraucher führen. Dies wäre aber ein Nachteil für den internationalen Wettbewerb.^[9]

Versorgungssicherheit

Wenn eine Produktionsstätte nicht ausreichend mit synthetischem, biogenem oder fossilem Methan (Erdgas) beliefert wird, kann erst in der nächsten Hauptreparatur die Anlage auf einen anderen Energieträger umgestellt werden. Anlagen, die nicht dauerhaft betrieben werden können, nehmen Schaden und sind daher eine Fehlinvestition. Für die erforderlichen Genehmigungsverfahren und den Ersatz defekter Bauteile können bis zu zwei Jahre bis zur Wiederinbetriebnahme der Schmelzwanne vergehen.^[33] Es bedarf also einer konstanten Versorgung mit Methan beziehungsweise Erdgas.

Aktuell fehlt es an ausreichend synthetischem oder biogenem Methan.^[9] Wird das synthetische Methan direkt im Glaswerk produziert, wird Wasserstoff benötigt. Dieser Wasserstoffbedarf steht in Konkurrenz zu anderen Sektoren und fällt höher aus als bei der Verbrennung von einhundert Prozent Wasserstoff.

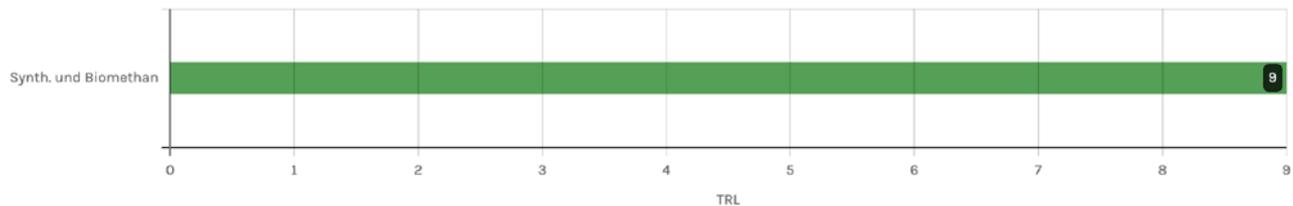
Akteur*innen

- › Glashütten
- › Produzenten von synthetischem und biogenem Methan

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für die Nutzung von synthetischem Methan oder Biomethan als Brennstoff in der Glasherstellung liegt bei 9.^[5]



Bei der direkten Nutzung des abgeschiedenen CO₂ sind neben der Nutzung des Methans (TRL: 9)^[5] auch die Methanisierungsanlagen (je nach Technologie TRL: 4-8)^[22] und Abscheidetechnologien (je nach Technologie TRL: 4-9)^[23] zu berücksichtigen. Allerdings müssen diese Technologien noch zusammengebracht werden. Das Projekt Glas-CO₂ <http://www.hvg-dgg.de/forschung/aktuelle-forschung/glas-co2.html> macht hierzu einen ersten Schritt.^[19]

Endenergiebedarf

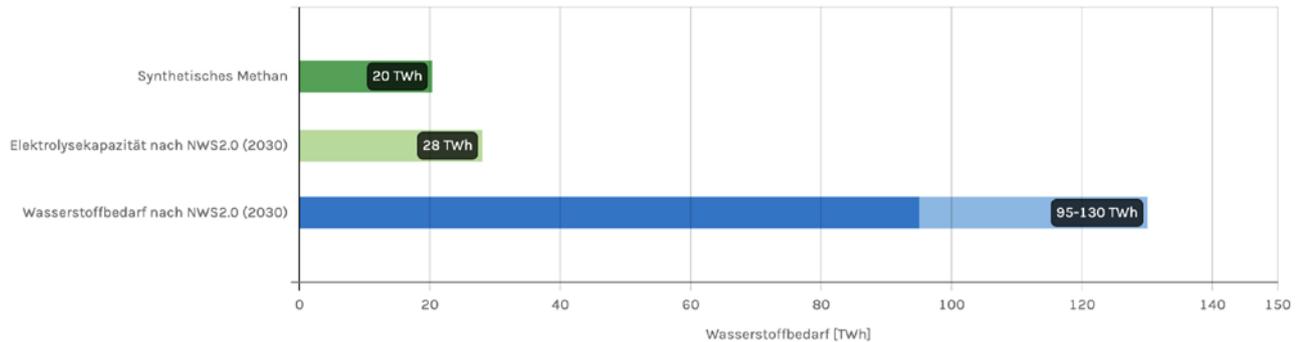
Durch die Nutzung von synthetischem oder biogenem Methan verändert sich der Endenergiebedarf der Anlagen nur marginal, es wird nur ein größerer Anteil der für die Glasproduktion benötigten Energie durch synthetisches beziehungsweise biogenes Methan statt Erdgas gedeckt. Für die Herstellung von synthetischem Methan wird aber wiederum Energie gebraucht. Wird synthetisches Methan direkt an der Glashütte produziert, erhöht sich deren Energiebedarf durch die CO₂-Abscheidung erheblich.

Wasserstoffbedarfe

Im angenommenen Maximalfall, dass alle bisher fossil betriebenen Anlagen mit synthetischem Methan betrieben würden, müssten 16,8 Terawattstunden jährlich^[9] mit diesem gedeckt werden. Bezogen auf den Heizwert von Methan und da bei nahezu vollständigem Umsatz^[22] pro Methanmolekül 4 H₂-Moleküle eingesetzt werden müssen, ergibt sich inklusive des beim Floatprozess anfallenden H₂-Bedarfs (bezogen auf den Heizwert von H₂) ein Gesamtbedarf von ca. 611.000 Tonnen H₂ (entsprechen 20,3 Terawattstunden) jährlich für die deutsche Glasindustrie.

Wasserstoffbedarf für die Beimischung zum Erdgas für die Glasindustrie

Werden die fossilbasierten Brennstoffe in der Glasindustrie vollständig durch synthetisches Methan ersetzt, werden für dessen Produktion 20,3 Terawattstunden Wasserstoff benötigt.



Für biogenes Methan wird kein Wasserstoff benötigt.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> Glas-CO₂^[19]

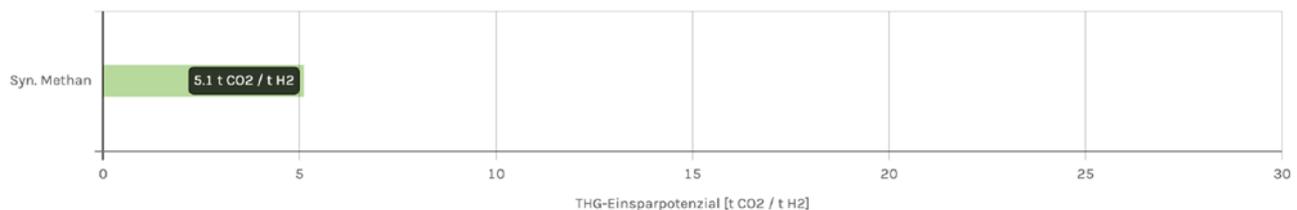
<http://www.hvg-dgg.de/forschung/aktuelle-forschung/glas-co2.html>

Minderungspotential

Bei der Verwendung von Methan ist keine große Veränderung zu den aktuell anfallenden Treibhausgasemissionen (vier Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr (2019)^[12]) zu erwarten. Die energiebedingten Treibhausgasemissionen tragen aber zum Gesamtsystem nicht bei, wenn das Methan aus nachhaltigen Quellen stammt (somit verblieben rein bilanziell nur die 0,9 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr^[13] prozessbedingte Emissionen). Dies entspricht einer Reduktion um 3,1 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr. Unter der Annahme, dass es sich um eine nachhaltige Kohlenstoffquelle (zum Beispiel Biomasse) handelt, können rein bilanziell 5,1 Tonnen CO₂-Äquivalente pro Tonne Wasserstoff eingespart werden.

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Durch den Ersatz von Methan durch H₂ im Brennstoff können 5,1 t CO₂-Äq. / t H₂ eingespart werden.



Auch durch die Abscheidung des CO₂ können die Treibhausgasemissionen gemindert werden. Dies sind jedoch Minderungen, die nicht auf den Wasserstoffeinsatz zurückzuführen sind oder mit diesem in Konkurrenz stehen, sodass sie an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden. Diese Einsparungen sind auch von der Abscheidetechnologie abhängig.



Da für biogenes Methan kein Wasserstoff benötigt wird, kann das Minderungspotenzial nur pro Terawattstunde angegeben werden. Unter der Annahme, dass alle bisher fossil betriebenen Schmelzwannen mit biogenem Methan betrieben würden, können pro Terawattstunde Biomethan circa 0,19 Tonnen CO₂-Äquivalente eingespart werden.

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Unterstützter Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur

Die staatliche Unterstützung und Lenkung des Infrastrukturausbaus gibt potenziellen Abnehmern von H₂ wie Glasherstellern die Sicherheit, dass sie den H₂ für die Umstellung ihrer Prozesse werden erhalten können.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass der Infrastrukturausbau, insbesondere der Bau von H₂-Pipelinennetzen, staatlich unterstützt werden sollte.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Brennstoffe sind gegenüber den konventionellen oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert werden. Für die Reduktion von Treibhausgasemission in der Glasindustrie eignet sich beispielsweise eine Förderung der Betriebskosten beim Umstieg von Erdgas auf synthetisches Methan.

MASSNAHME

> CO₂-Preis in Form der EU ETS

Im Rahmen des Europäischen Emissionshandels (EU ETS) müssen die Emissionen bis 2030 um 62 Prozent gegenüber 2005 sinken.^[36] Somit wird der CO₂-Preis steigen und Glashersteller erhalten ein Zeichen, dass der Reduzierung der Treibhausgasemissionen eine wirtschaftlich immer größere Bedeutung zukommt. Allerdings ist es nicht bekannt, ab wann der CO₂-Preis tatsächlich eine Lenkungswirkung in der Glasindustrie entfalten wird.^[37]



Hybride und superhybride Schmelzwannen

Schmelzwannen könnten zukünftig auch hybrid (20 bis 40 Prozent elektrisch) oder superhybrid (60 bis 80 Prozent elektrisch) betrieben werden. Der elektrische Anteil der Energie wird dabei über Elektroden in den Schmelzwannen zugeführt und der Restanteil an Energie durch Verbrennung eines Brennstoffes bereitgestellt. Als Brennstoff kann vorläufig noch Erdgas (oder ein anderer fossiler Brennstoff) verwendet werden, langfristig kann aber auf H₂ oder andere Brennstoffe zurückgegriffen werden.^[13]

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- › Es besteht eine prinzipielle Einigkeit bei den Stakeholder*innen, dass vollelektrische Schmelzwannen sowie hybride und superhybride Schmelzwannen zukünftig den Großteil der Anlagen darstellen werden.^{[6][24]}

Voraussetzungen

- › Die erneuerbaren Energien müssen ausgebaut werden.
- › Die Kapazität des Stromanschlusses und die zur Glashütte führenden Stromleitungen müssen ausgebaut werden. Die Stromversorgung im Werk (insbesondere zur Schmelzwanne) muss neu ausgelegt werden. Grund hierfür ist, dass die bisherige Infrastruktur überlastet würde.

Bei Wasserstoffhybridsystemen zusätzlich:

- › Ausreichend H₂ muss für den dauerhaften Betrieb mit dem jeweiligen Anteil Wasserstofferzeugung werden.
- › Wasserstofftaugliche Gasverteilsysteme und Leitungen innerhalb und zu der Glashütte müssen vorhanden sein.
- › Neues Equipment, also zum Beispiel angepasste Brenner oder Feuerfestmaterialien in der Schmelzwanne müssen vorhanden sein.^{[4][9]}
- › Die Zusammensetzung muss so weit angepasst werden, dass die erforderliche Glasqualität trotz Wasserstoffverbrennung gegeben ist.

Vorteile

- › H₂-Bedarfe sind geringer als bei reiner H₂-Verbrennung.
- › Hybride Systeme können auch für Glasarten, die wegen Farbe, Zusammensetzung oder für Chargen, die aufgrund der Größe nicht rein elektrisch geschmolzen werden können, genutzt werden.^{[9][13]}
- › Je höher der elektrische Anteil der (super-)hybriden Schmelzwanne, desto energieeffizienter ist sie, da bei der Verbrennung und gegebenenfalls bei der Erzeugung des Brennstoffs Verluste auftreten.
- › Werden fossile durch erneuerbare Energieträger beziehungsweise erneuerbare Energien (teilweise) ersetzt, werden anteilig Treibhausgasemissionen eingespart.

Nachteile

- › Es sind größere Umrüstungen der Schmelzwannen und dementsprechend hohe Investitionen notwendig (siehe Ökonomische Aspekte).

Folgen

- › Treibhausgaseinsparungen auch ohne sofortige Umstellung auf erneuerbare Brennstoffe.

Bei Wasserstoffhybridsystemen zusätzlich:

- › Durch die Nutzung von Wasserstoff können die Glaseigenschaften, wie zum Beispiel die Farbe, die Menge an Blasen im Glas oder die Widerstandsfähigkeit gegen äußere Einwirkungen beeinflusst werden. Um diese Eigenschaftsveränderung zu kompensieren, wird es voraussichtlich Anpassungen in der Glaszusammensetzung geben.^[3]

Ökonomische Aspekte

Die Investitionskosten für Umrüstungen sind für die (super-)hybriden Schmelzwannen geringer als für vollelektrische Schmelzwannen, aber höher als für konventionelle.^[9]

Aufgrund des höheren Energiebedarfs bei der Erzeugung der erneuerbaren Brennstoffe (Wasserstoff) ist zu erwarten, dass die Betriebskosten höher ausfallen, wenn der Brennstoffanteil im Energiemix zunimmt. In jedem Fall sind die Betriebskosten aber höher als aktuell.

Die so entstehenden betrieblichen Mehrkosten können auch zu erhöhten Preisen für die Endverbraucher führen. Dies wäre aber ein Nachteil für den internationalen Wettbewerb.^[9]

Versorgungssicherheit

Wenn eine Produktionsstätte nicht ausreichend Brennstoff oder Strom erhält, kann erst in der nächsten Hauptreparatur die Anlage auf einen anderen Energieträger umgestellt werden. Allerdings können bei hybridem Betrieb kleinere Schwankungen durch den jeweils anderen Energieträger ausgeglichen werden.^[2] Anlagen, die trotzdem nicht dauerhaft betrieben werden können, nehmen Schaden und sind daher eine Fehlinvestition. Für die erforderlichen Genehmigungsverfahren und den Ersatz defekter Bauteile können bis zu zwei Jahre bis zur Wiederinbetriebnahme der Schmelzwanne vergehen.^[33]

Die Glashütten wären relevante Wasserstoffabnehmer und eine dauerhafte Versorgung mit Wasserstoff müsste gewährleistet sein. Der Bedarf ist allerdings abhängig von der Ausgestaltung und kann mit vollelektrischen und (super-)hybriden Schmelzwannen auf ein Minimum gedrückt werden. Wo vollelektrische Systeme also technisch nicht möglich sind, sind (super-)hybride Systeme eine Alternative, die vergleichsweise wenig H₂ benötigt.

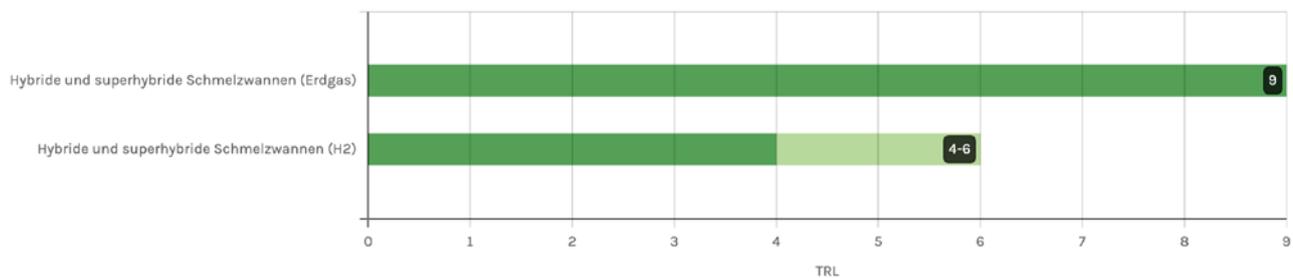
Akteur*innen

- › Glashütten

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für hybride und superhybride Schmelzwannen in Kombination mit Erdgas liegt bei 9,^{[5][25][26][27]} in Kombination mit Wasserstoff bei 4-6.^{[24][28]}



Endenergiebedarf

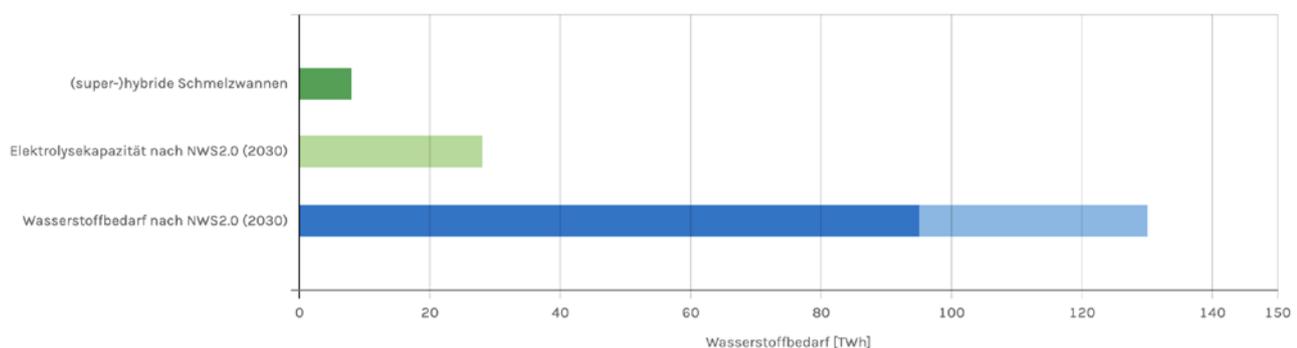
Durch den effizienteren elektrischen Energieeintrag (thermische Effizienz: 85 Prozent für eine vollelektrische Schmelzwanne, die 170 Tonnen Glas pro Tag produziert, im Vergleich zu 45 Prozent für eine konventionelle der gleichen Größe)^[9] verringert sich der Gesamtenergiebedarf auch für Hybridsysteme. Dementsprechend ergeben sich auch in Glas 2045 <https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projekte/abgeschlossen/glas-2045/> für das Szenario mit dem Maximum an (super-)hybriden Schmelzwannen mit 12,2 Terawattstunden für 2045 noch geringere Energiebedarfe als für das Referenzszenario, aber höher als für die Szenarien mit mehr vollelektrischen Schmelzwannen.^{[9][13]}

Wasserstoffbedarfe

Für das Szenario von Glas 2045 <https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projekte/abgeschlossen/glas-2045/> mit einem Maximum an (super-)hybriden Schmelzwannen (wobei sich neben 96 hybriden und 5 superhybriden noch 21 vollelektrische Schmelzwannen im Einsatz befinden) sind für das Jahr 2045 Wasserstoffbedarfe von 7,9 Terawattstunden pro Jahr zu erwarten.^[9] Dies entspricht einem H₂-Bedarf von 237.000 Tonnen pro Jahr bezogen auf den Heizwert von H₂.

Wasserstoffbedarf für ein Maximum an (super-)hybriden Schmelzwannen

Werden die Schmelzwannen, für die ein Anschluss an die Wasserstoffinfrastruktur wahrscheinlich ist, (super-)hybrid betrieben, werden 7,9 Terawattstunden Wasserstoff benötigt.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > Glas 2045^{[9][13]}
<https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projekte/abgeschlossen/glas-2045/>
- > Furnaces for the Future^{[24][27]} (eingestellt)
<https://feve.org/glass-industry/projects/furnace-future/>
- > ZeroCO₂Glas^[29]
<https://www.iob.rwth-aachen.de/projekte/zeroco2glas/>

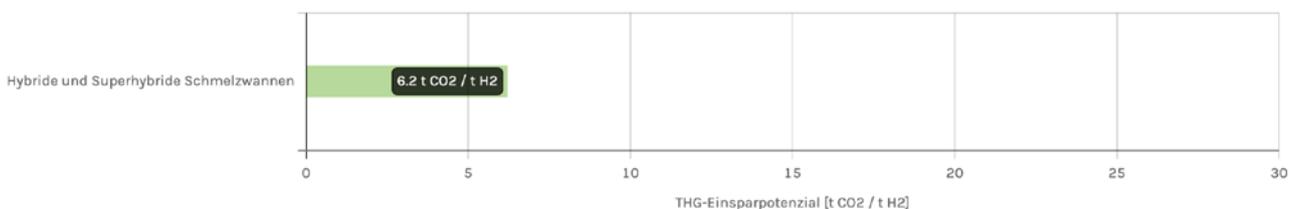
Minderungspotential

Wird angenommen, dass alle bisher fossil betriebenen Schmelzwannen in Deutschland hybrid betrieben würden, wobei der Brennstoff H₂ ist, würden nur noch die prozessbedingten Emissionen (0,9 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr)^[13] zurückbleiben. Dies entspricht einer Einsparung von 3,1 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr.

Ein nicht unerheblicher Teil der Einsparung wird durch die Elektrizität erreicht. Wird der durch Elektrizität vermiedene Anteil nicht berücksichtigt, ergibt sich das gleiche Ergebnis wie für eine ausschließlich mit Wasserstoff betriebene Schmelzwanne: 6,2 Tonnen CO₂-Äquivalente pro Tonne H₂.

Treibhausgas-minderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Durch den Ersatz von Methan durch H₂ im Brennstoff können auch beim Einsatz von hybriden und superhybriden Schmelzwannen 6,2 t CO₂-Äq. / t H₂ eingespart werden.



MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Unterstützter Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur

Die staatliche Unterstützung und Lenkung des Infrastrukturausbaus gibt potenziellen Abnehmern von H₂ wie Glasherstellern die Sicherheit, dass sie den H₂ für die Umstellung ihrer Prozesse werden erhalten können.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass der Infrastrukturausbau, insbesondere der Bau von H₂-Pipelinennetzen, staatlich unterstützt werden sollte.



INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Technologien sind gegenüber konventionellen oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert werden. Für die Reduktion von Treibhausgasemission durch den Einsatz hybrider und superhybrider Schmelzwannen eignet sich beispielsweise eine Förderung der Investitionskosten.

MASSNAHME

> CO₂-Preis in Form der EU ETS

Im Rahmen des Europäischen Emissionshandels (EU ETS) müssen die Emissionen bis 2030 um 62 Prozent gegenüber 2005 sinken.^[36] Somit wird der CO₂-Preis steigen und Glashersteller erhalten ein Zeichen, dass der Reduzierung der Treibhausgasemissionen eine wirtschaftlich immer größere Bedeutung zukommt. Allerdings ist es nicht bekannt, ab wann der CO₂-Preis tatsächlich eine Lenkungswirkung in der Glasindustrie entfalten wird.^[37]

Vollelektrische Schmelzwannen, Kühlöfen und Feeder

Vollelektrische Schmelzwannen, sowie elektrische Kühlöfen und Feeder sind eine Möglichkeit, heute fossil betriebene Geräte zu ersetzen und so den CO₂-Ausstoß zu reduzieren. Kommerziell eingesetzt werden gegenwärtig schon vollelektrische Schmelzwannen, allerdings beträgt deren Kapazität maximal 50 Tonnen pro Tag (vergleiche Kapazität von Flachglas-Schmelzwannen: 1.000 Tonnen am Tag; Behälterglas: bis zu 400 Tonnen am Tag).^{[2][8]} Um die Kapazität elektrischer Schmelzwannen zu vergrößern, wird an anderen Geometrien der Schmelzwanne geforscht. Diese Probleme werden aber grundsätzlich als lösbar angesehen, sodass mittelfristig auch größere vollelektrische Schmelzwannen möglich sein werden.^[9]

Auch elektrische Feeder und Kühlöfen werden bereits kommerziell genutzt.^{[4][30]}

Bei der Flachglas- und Spezialglasherstellung kommen heute schon fast ausschließlich elektrische Kühlöfen zum Einsatz.^{[4][6]}

Bei elektrisch betriebenen Schmelzwannen wird mittels Stabelektroden Strom in die Schmelze eingeleitet und die Ionenleitfähigkeit der Schmelze ausgenutzt, um diese zu erwärmen. Die Ionenleitfähigkeit hängt jedoch von der Glaszusammensetzung ab, sodass nur bestimmte Glassorten elektrisch geschmolzen werden können.^{[5][8][31]}



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- › Es besteht eine prinzipielle Einigkeit bei den Stakeholder*innen, dass vollelektrische Schmelzwannen, hybride und superhybride Schmelzwannen, zukünftig den Großteil der Anlagen darstellen werden.^{[6][24]}
- › Es besteht eine prinzipielle Einigkeit bei den Stakeholder*innen: Kühlöfen sollen zukünftig elektrisch betrieben werden.^[4]

Voraussetzungen

- › Die erneuerbaren Energien müssen ausgebaut werden.
- › Die Kapazität des Stromanschlusses und die zur Glashütte führenden Stromleitungen müssen auf mehr als das Zehnfache der heutigen Kapazität ausgebaut werden. Die Stromversorgung im Werk (insbesondere zur Schmelzwanne) muss neu ausgelegt werden, da sonst die bisherige Infrastruktur überlastet würde.^[9]
- › Eine Notstromversorgung muss vorhanden sein.^[9]

Vorteile

- › Die Effizienz des Energieeintrags ist bei vollelektrischen Schmelzwannen höher (vollelektrisch: 85 Prozent, konventionell: 45 Prozent), da die Energie durch die Elektroden direkt in den Schmelzprozess eingebracht wird und Verluste (beispielsweise durch Abgas) minimiert werden.^[9]
- › Die Umwandlungsverluste bei der Energieträgererzeugung bleiben für Strom minimal.
- › Es entstehen keine Schadstoff- und Treibhausgase durch Verbrennung (aber bei der Stromerzeugung, falls diese noch nicht vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt ist).

Nachteile

- › Vollelektrische Schmelzwannen können einige Gläser für speziellen Anwendungen aufgrund ihrer fehlenden Ionenleitfähigkeit nicht schmelzen.^[8]
- › Das Glas kann durch Zersetzung der Elektrode verunreinigt werden.^[6]
- › Für aktuelle vollelektrische Schmelzwannen sind die Tagesmargen für einige weiterführende Formgebungsprozesse (zum Beispiel Floatprozess) zu gering, was eine modulare Bauweise der Schmelzwannen notwendig macht und somit mehr Platz (der nicht an jedem Standort gegeben ist) erfordert.
- › Es sind weitreichende Umrüstungen und entsprechend hohe Investitionen notwendig.
- › Elektrische Schmelzwannen haben im Vergleich zu konventionellen Schmelzwannen einen kürzeren Investitionszyklus (5 bis 7 Jahre zwischen den Hauptreparaturen)^[9], da die Feuerfestmaterialien punktuell stärker belastet werden und somit häufiger ausgetauscht werden müssen.^[9]

Folgen

› Um die höheren Strombedarfe der vollelektrischen Schmelzwannen beim Ausbau dauerhaft decken zu können, werden saisonale Speicher mit ausreichend Kapazität benötigt.

Ökonomische Aspekte

Vollelektrische Schmelzwannen erfordern vergleichsweise hohe Investitionen für die Umrüstungen (siehe Übersicht Glas).^[9] Dafür liegen die Betriebskosten (2045 voraussichtlich 0,1 Euro die Kilowattstunde) unter jenen für andere erneuerbare Heizmittel (beispielsweise für Wasserstoff 0,2 Euro pro Kilowattstunde), aber immer noch höher als aktuell.

Die so entstehenden betrieblichen Mehrkosten können auch zu erhöhten Preisen für die Endverbraucher führen. Dies wäre aber ein Nachteil für den internationalen Wettbewerb.^[9]

Versorgungssicherheit

Für vollelektrische Schmelzwannen wird kein Wasserstoff benötigt, sondern nur (vorzugsweise erneuerbarer) Strom in ausreichender Menge. Dieser muss allerdings dauerhaft zur Verfügung stehen, damit die Schmelzwanne keinen Schaden nimmt. Nimmt sie Schaden, können für die erforderlichen Genehmigungsverfahren und den Ersatz der kaputten Materialien bis zu zwei Jahre bis zur Wiederinbetriebnahme der Schmelzwanne vergehen.^[33]

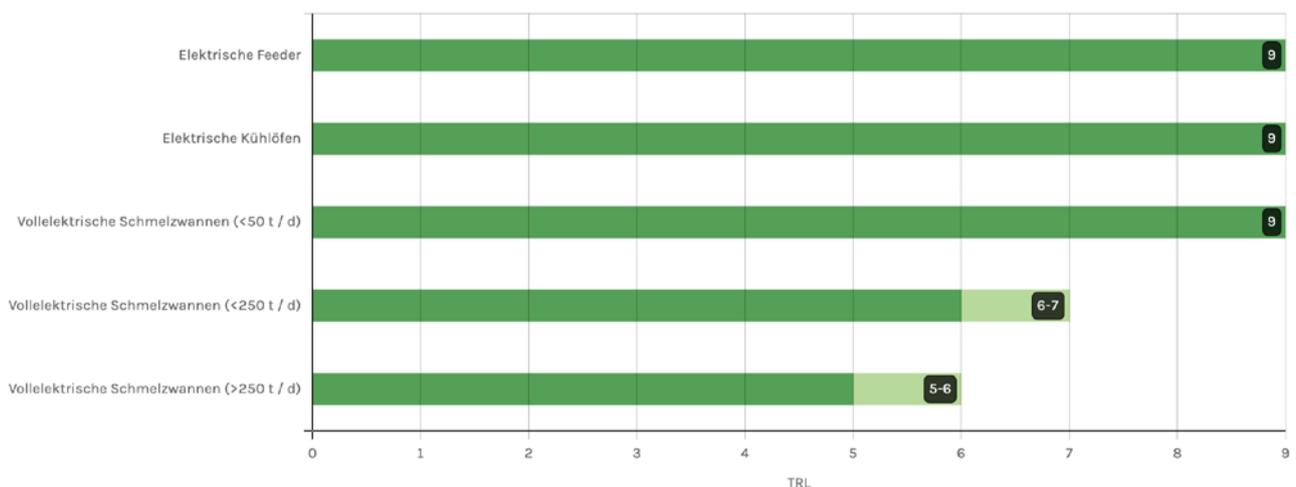
Akteur*innen

- › Glashütten
- › Netzbetreiber/-planer

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für elektrische Feeder^[30], elektrische Kühlöfen^{[4][6]} und vollelektrische Schmelzwannen mit einer Kapazität kleiner 50 Tonnen pro Tag^[2] liegt bei 9, für vollelektrische Schmelzwannen mit einer Kapazität kleiner 250 Tonnen pro Tag bei 6-7^[5] und für größere vollelektrische Schmelzwannen bei 5-6.^{[5][24]}





Endenergiebedarf

Durch den effizienteren elektrischen Energieeintrag (thermische Effizienz: 85 Prozent für eine vollelektrische Schmelzwanne, die 170 Tonnen Glas pro Tag produziert, im Vergleich zu 45 Prozent für eine konventionelle der gleichen Größe)^[9] verringert sich der Endenergiebedarf. Demensprechend ergeben sich auch in Glas 2045 <https://www.bvglas.de/index.php?elD=dumpFile&t=f&f=2738&token=d0e5fc3de0c90256568ee3a064ec4d470e41b500> für das Szenario mit einem Maximum an vollelektrischen Schmelzwannen mit 9,5 Terawattstunden für das Jahr 2045 geringere Energiebedarfe als für alle anderen Szenarien.^{[9][13]}

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> Glas 2045 ^{[9][13]}

<https://www.bvglas.de/index.php?elD=dumpFile&t=f&f=2738&token=d0e5fc3de0c90256568ee3a064ec4d470e41b500>

Minderungspotential

Wird angenommen, dass alle bisher fossil betriebenen Schmelzwannen durch vollelektrische Schmelzwannen ersetzt werden, würden nur noch die prozessbedingten Emissionen zurückbleiben. Dies entspricht einer Reduktion um 3,1 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr. Das ist jedoch technisch nicht möglich, da einige Glasarten nicht elektrisch geschmolzen werden können, und bleibt somit ein theoretischer Fall.

Pro Terawattstunde können circa 0,18 Tonnen CO₂-Äquivalente eingespart werden, wenn angenommen wird, dass alle bisher fossil beheizten Schmelzwannen elektrifiziert werden (technisch nicht möglich).

Alternative Verfahren zur Glasherstellung auf Strombasis

Anstatt der aktuellen vollelektrischen Verfahren können auch andere strombasierte Verfahren zur Erwärmung der Glasschmelze genutzt werden. Verschiedene solche Technologien werden gerade erforscht.^[2] Technologien, die ein ausreichend hohes Temperaturniveau erreichen (ca. 1.400–1.700 °C)^[4] und die technischen Anforderungen des Schmelzprozesses erfüllen können, sind:^{[2][5]}

- > induktive Erwärmung
- > dielektrische Erwärmung, insbesondere als Mikrowellenerwärmung
- > Lichtbogenerwärmung
- > Plasmaerwärmung



Voraussetzungen

- › Die erneuerbaren Energien müssen ausgebaut werden.
- › Die Kapazität des Stromanschlusses und die zur Glashütte führenden Stromleitungen müssen auf mehr als das Zehnfache ausgebaut werden. Die Stromversorgung im Werk (insbesondere zur Schmelzwanne) muss neu ausgelegt werden, weil sonst die bisherige Infrastruktur überlastet werden würde.^[9]
- › Eine Notstromversorgung muss vorhanden sein.^[9]
- › Die Technologien müssen weiterentwickelt und für die Glasindustrie angepasst werden.

Vorteile

- › Der Wirkungsgrad zur Erzeugung von Wärme bezogen auf den Primärenergiebedarf liegt bei diesen Technologien (Ausnahmen: dielektrische Erwärmung) über derjenigen von synthetischen Brennstoffen (wie Wasserstoff oder synthetisches Methan).^{[2][35]}
- › Es entstehen keine Schadstoff- und Treibhausgase durch Verbrennung (aber bei der Stromerzeugung, falls diese noch nicht vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt ist).
- › Es können auch Glasarten geschmolzen werden, die nicht durch vollelektrische Schmelzwannen geschmolzen werden können.

Nachteile

- › Diese Technologien sind noch weit von der Einsatzfähigkeit entfernt (siehe TRL), sodass erst deutlich später als bei anderen Optionen ein Beitrag zur Defossilisierung der Glasindustrie mit der Umrüstung der Produktionsstätten möglich ist.
- › Weitreichende Umrüstungen und entsprechend hohe Investitionen sind notwendig.

Folgen

- › Aufgrund der zum Teil geringen TRL und der notwendigen Umrüstungen kämen diese Technologien voraussichtlich erst langfristig für die Transformation der Glasindustrie infrage. Wenn also auf diese Technologie gesetzt wird, können notwendige Umrüstungen gegebenenfalls erst später durchgeführt werden.
- › Um die höheren Strombedarfe der strombasierten Technologien beim Ausbau dauerhaft decken zu können, werden saisonale Speicher mit ausreichend Kapazität benötigt.

Ökonomische Aspekte

Da der Strompreis pro Kilowattstunde (laut Prognosen auch 2045) noch circa fünfmal^[9] so hoch sein wird wie der aktuelle Erdgaspreis liegen die Betriebskosten mittelfristig in jedem Fall über den aktuellen. Die so entstehenden betrieblichen Mehrkosten können auch zu erhöhten Preisen für die Endverbraucher führen. Dies wäre aber ein Nachteil für den internationalen Wettbewerb.^[9]

Versorgungssicherheit

Für vollelektrische Schmelzwannen wird kein Wasserstoff benötigt, sondern nur (vorzugsweise erneuerbarer) Strom in ausreichender Menge. Dieser muss allerdings dauerhaft zur Verfügung stehen, damit die Schmelzwanne keinen Schaden nimmt. Nimmt sie Schaden, können für die erforderlichen Genehmigungsverfahren und den Ersatz der kaputten Materialien bis zu zwei Jahre bis zur Wiederinbetriebnahme der Schmelzwanne vergehen.^[33]

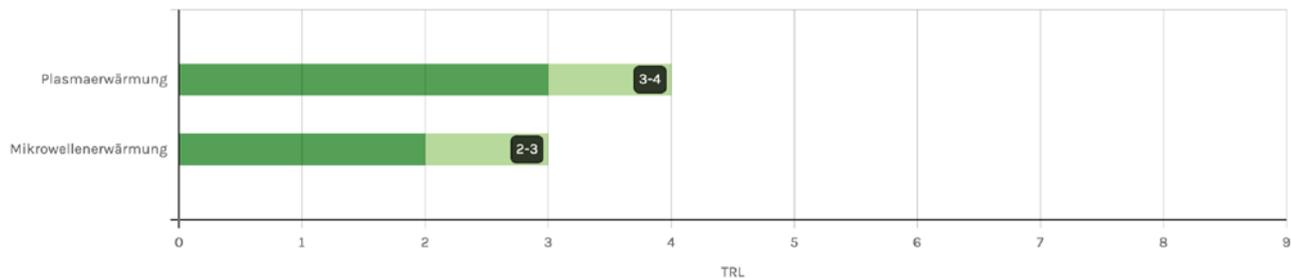
Akteur*innen

- > Glashütten
- > Netzplaner
- > Stromnetzbetreiber

Technologiereifegrad

TRL

Alternative Technologien zur Glasherstellung befinden sich aktuell noch in der Grundlagenentwicklung. Keine der beforschten Technologien geht über eine Überprüfung im Labormaßstab (TRL 4) hinaus.^[2] Der TRL für die Plasmaerwärmung liegt bei 3-4 und für die Mikrowellenerwärmung bei 2-3.^[5]



Endenergiebedarf

Einige Technologien können, sobald sie ausgereift sind, einen ähnlichen Energiebedarf haben wie heutige vollelektrische Schmelzwannen, einige, insbesondere die Mikrowellenerwärmung, auch einen höheren.^[2]

Minderungspotential

Es könnten alle durch fossile Brennstoffe emittierten Treibhausgase (3,1 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr) eingespart werden, wenn angenommen wird, dass bisher fossil betriebene Schmelzwannen durch die oben genannten Technologien und mit CO₂-freiem Strom betrieben würden. Die dafür notwendige Energiemenge ist jedoch ungewiss, da die verschiedenen Technologien unterschiedliche Wirkungsgrade haben und für die Anwendung in der Glasindustrie noch nicht ausgereift sind.

Weitere Brennstoffe

Einige andere Heizgase sind ebenfalls zum Betrieb von Schmelzwannen geeignet. Hierzu zählen:

- › Gemische, die viel Wasserstoff enthalten, wie zum Beispiel Kokereigas (Hauptbestandteile: Wasserstoff (circa 55 Prozent), Methan (circa 25 Prozent), Stickstoff (circa 10 Prozent), Kohlenstoffmonoxid (circa 5 Prozent)), das in einigen Anlagen im Ruhrgebiet auch schon Verwendung findet.^[6]
- › Gemische, die wenig bis keinen Wasserstoff enthalten, zum Beispiel Biogas (Hauptbestandteile: Methan, Kohlenstoffdioxid), das bei wenigen Behälterglasherstellern von lokalen Landwirtschaften bezogen und schon eingesetzt wird.^{[5][9]} Bei Verallia in Bad Wurzbach <https://de.verallia.com/s/sfsites/c/sfc/servlet.shepherd/document/download/0692o0000015b0WAAR> wurde die Nutzung von Biogas bereits 2013 getestet.^{[6][32]}
- › Reinstoffe wie zum Beispiel Ammoniak, die zum Teil mit Wasserstoff hergestellt werden können.^[5]

Diesen Brennstoffen ist gemein, dass die Entwicklung für die Nutzung in der Glasindustrie noch nicht weit fortgeschritten ist oder es sich um Nischenanwendungen handelt, die nur aufgrund von ganz bestimmten Standortfaktoren sinnvoll sind.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- › Es gibt Stakeholder*innen, die der Meinung sind, dass Ammoniak eine gute Möglichkeit zur Befuerung ist. Sie sind der Meinung, dass die daraus resultierenden höheren Stickoxidemissionen technisch handhabbar sind. Andere Stakeholder sind der Meinung, dass der Einsatz von Ammoniak sich lediglich als Transportoption für Wasserstoff anbietet, bis die Anbindung der Anlagen über Wasserstoffpipelines erfolgt. Grund hierfür ist, dass Ammoniak leicht verflüssigt und daher einfach und in großen Mengen transportiert werden kann. An den Glashütten kann Ammoniak dann wieder in Wasserstoff und Stickstoff umgewandelt werden, wobei ersterer als Brennstoff eingesetzt würde. Diese Stakeholder folgern, dass keine Forschungsgelder in eine Technologie gesteckt werden sollten, die zwar theoretisch möglich ist, am Ende vermutlich aber kaum Verwendung finden würde.^[6]

Voraussetzungen

- › Die entsprechenden Heizgase müssen ausreichend und dauerhaft zur Verfügung stehen.
- › Die Glaswerke müssen an eine entsprechende Infrastruktur angeschlossen sein.
- › Es muss der Nachweis erbracht werden, dass keine Qualitätseinbußen durch das entsprechende Heizgas entstehen.

Vorteile

- › Einige Heizgase (etwa Biogas) können zum bestehenden Erdgas zugemischt werden.^[5]
- › Für Biogas existiert bereits ein Markt.^[5]
- › Bei Biogas wird bilanziell kein CO₂ der Atmosphäre zugeführt.



Nachteile

- › Der Einsatz einiger Heizgase in der Glasindustrie hat noch niedrige TRL.
- › Bei Gasen, die Kohlenstoff enthalten, können weitere CO₂-Emissionen entstehen.
- › Bei Gasen, die Stickstoff enthalten (zum Beispiel Ammoniak) oder bei einer höheren Temperatur verbrennen als Erdgas, können die Stickoxidemissionen erhöht sein.
- › Voraussichtlich sind Anpassungen der Brenner notwendig.
- › Bei Gemischen kann eine fluktuierende Zusammensetzung die Glasqualität negativ beeinflussen, wenn die Brenner nicht zeitgleich an die Veränderungen des Temperaturprofils angepasst werden.
- › Biogas ist eine begrenzte Ressource. Wird es großflächig für die Glasindustrie genutzt, kann es zu Konkurrenz um landwirtschaftlich genutzte Flächen kommen.

Folgen

- › Aufgrund der zum Teil geringen Technologiereifegrade und der notwendigen Umrüstungen, kämen einige Heizgase voraussichtlich erst langfristig für die Transformation der Glasindustrie infrage. Wenn also auf diese Technologie gesetzt wird, können notwendige Umrüstungen gegebenenfalls erst später durchgeführt werden.

Ökonomische Aspekte

Die Investitionen für die Schmelzwannenumrüstungen liegen abhängig vom Gas voraussichtlich zwischen jenen für den Einsatz von Wasserstoff und für den Einsatz von Methan als Brennstoff.^[5]

Hinzu können gegebenenfalls Investitionen für weitere Anlagen kommen, die für die Bereitstellung der Brennstoffe benötigt werden, wie zum Beispiel ein Ammoniakcracker.

Versorgungssicherheit

Wenn eine Produktionsstätte nicht ausreichend mit dem entsprechenden Heizgas beliefert wird, kann in der Regel erst in der nächsten Hauptreparatur die Anlage auf einen anderen Energieträger umgestellt werden. Einige Heizgase sind jedoch untereinander austauschbar, wie zum Beispiel Erdgas und Biogas.^[9] Anlagen, die nicht dauerhaft betrieben werden können, nehmen Schaden und sind daher eine Fehlinvestition. Für die erforderlichen Genehmigungsverfahren und den Ersatz der kaputten Materialien können bis zu zwei Jahre bis zur Wiedereinbetriebnahme der Schmelzwanne vergehen.^[33] Es bedarf also einer konstanten Versorgung mit dem jeweiligen Heizgas (beziehungsweise hinreichend ähnlichen Heizgasen).

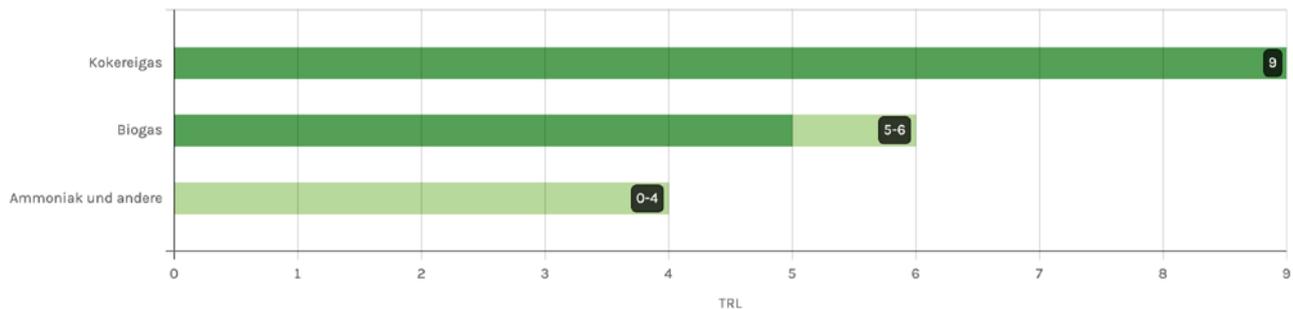
Akteur*innen

- › Glashütten
- › Erzeuger des jeweiligen Heizgases
- › Infrastrukturbetreiber

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für die Verwendung von Kokereigas für die Glasherstellung liegt bei 9^[6], für Biogas bei 5-6^[5] und für andere Brennstoffe wie zum Beispiel Ammoniak unter 4^[6].



Endenergiebedarf

Durch die verschiedenen Heizgase verändert sich der Energiebedarf der Anlagen nur marginal, es wird nur ein geringerer Anteil der für die Glasproduktion benötigten Energie durch Erdgas gedeckt.

Für die Herstellung der verschiedenen Heizgase können aber weitere Energiebedarfe anfallen, falls diese synthetisch hergestellt werden. Diese Energiebedarfe könnten aber auch ins Ausland verlagert werden, wenn die Brennstoffe an Standorten mit hohen Potenzialen für erneuerbare Energien produziert und nach Deutschland importiert werden.

Wasserstoffbedarfe

Ob Wasserstoff benötigt wird, ist abhängig vom Gas und allgemein schlecht abschätzbar.

Minderungspotential

Das Minderungspotenzial ist schwer abzuschätzen, da bei den verschiedenen Brennstoffen zum Teil noch Treibhausgasemissionen entstehen können. Für den Fall, dass alle aktuell fossil betriebenen Schmelzwannen mit einem Brennstoff, der keine Treibhausgase produziert, betrieben werden, können die Treibhausgasemissionen um 3,1 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr reduziert werden.

MASSNAHME

MASSNAHME

> CO₂-Preis in Form der EU ETS

Im Rahmen des Europäischen Emissionshandels (EU ETS) müssen die Emissionen bis 2030 um 62 Prozent gegenüber 2005 sinken.^[36] Somit wird der CO₂-Preis steigen und Glashersteller erhalten ein Zeichen, dass der Reduzierung der Treibhausgasemissionen eine wirtschaftlich immer größere Bedeutung zukommt. Allerdings ist es nicht bekannt, ab wann der CO₂-Preis tatsächlich eine Lenkungswirkung in der Glasindustrie entfalten wird.^[37]

Literatur

- [1] **Navigant Energy Germany (2020):** Branchensteckbrief der Glasindustrie. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-ap2a-branchensteckbrief-glas.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [2] **Ausfelder et. al. (2019):** Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II Analysen I Technologien I Beispiele. https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/2019_Kopernikus_Flexoptionen_Band+II_kompl.pdf
- [3] **NRW.Energy4Climate:** HyGlass, zuletzt aufgerufen am: 29.03.2023. <https://www.energy4climate.nrw/themen/best-practice/hyglass>
- [4] **Islami et. al. (2021):** Wasserstoffnutzung in der Glasindustrie als Möglichkeit zur Reduzierung von CO₂-Emissionen und des Einsatzes erneuerbarer Gase – Untersuchung der Auswirkungen auf den Glasherstellungsprozess und Analyse der Potenziale in NRW. <https://www.bvglas.de/index.php?eID=dumpFile&t=f&f=2514&token=69553e2ada72ffc160a9ebce8174bfcedf2870ec>
- [5] **Zier et. al. (2021):** A review of decarbonization options for the glass industry, Energy Conversion and Management: X, 10, 100083. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2021.100083>
- [6] **H2-Kompass (2023):** Roundtable Glas.
- [7] **BV Glas (2022):** Glas. Ein Werkstoff mit vielen Talenten. https://www.bvglas.de/media/Weitere_Veroeffentlichungen/BV_Glas_Broschuere_Glas_ein_Werkstoff_mit_vielen_Talenten.pdf
- [8] **Schaeffer, Helmut A. und Langfeld, Roland (2020):** Werkstoff Glas – Alter Werkstoff mit großer Zukunft, 2. Auflage, ISBN: 978-3-662-60260-7.
- [9] **Leisin, Matthias und Radgen, Peter (2022):** Glas 2045 – Dekarbonisierung der Glasindustrie. IER, Universität Stuttgart, Studie im Auftrag des Bundesverband Glasindustrie e.V., Stuttgart. <https://www.bvglas.de/index.php?eID=dumpFile&t=f&f=2738&token=d0e5fc3de0c90256568ee3a064ec4d470e41b500>
- [10] **BV-Glas:** Zahlen und Fakten, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://www.bvglas.de/zahlen-fakten/>
- [11] **Gärtner et al. (2021):** Simulation and Techno-Economic Analysis of a Power-to-Hydrogen Process for Oxyfuel Glass Melting, Energies, 14, 24, 8603. <https://doi.org/10.3390/en14248603>
- [12] **Deutsche Emissionshandelsstelle (2020):** Treibhausgasemissionen – VET-Bericht. <https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2019.pdf>
- [13] **Overath, Johann, 09.02.2023, Zukunft Gas, Webinar:** »Bei Wasserstoff voll aufdrehen in der Industrie« [Vortrag]. https://www.youtube.com/watch?v=kS615QD3grI&list=PLGk_Bzhv_gqKXa6bmmawpNUrez5M_aqHb&index=2&ab_channel=ZukunftGas
- [14] **SCHOTT:** SCHOTT und Mainzer Stadtwerke testen Glasherstellung mit klimafreundlichem Wasserstoff, zuletzt aufgerufen am: 30.03.2023. <https://www.schott.com/de-de/news-and-media/pressemitteilungen/2022/schott-und-mainzer-stadtwerke-testen-glasherstellung-mit-klimafreundlichem-wasserstoff>
- [15] **Pakura, Maria (2021):** Glasherstellung mit Grünem Wasserstoff erstmals erfolgreich getestet, zuletzt aufgerufen am: 30.03.2023. https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/glasherstellung_mit_guenem_wasserstoff_erstmalig_erfolgreich_getestet

- [16] **Morris, Greg, 27.02.2020:** NSG to test hydrogen fuel for glassmaking at St Helens site, Glass international. <https://www.glass-international.com/news/nsg-to-use-hydrogen-fuel-for-glassmaking-at-st-helens-site>
- [17] **Keeley, Andrew, 05.07.2022:** Hydrogen Combustion on a Float Glass Furnace [Vortrag im Rahmen des 26. ICG].
- [18] **Air Liquide:** Eine saubere Sache: Glas schmelzen mit Oxyfuel-Verfahren – für effiziente und emissionsarme Glasherstellung, zuletzt aufgerufen am: 31.03.2023. <https://de.airliquide.com/ihre-anwendung/verbrennung-und-erwärmung/glas-schmelzen-mit-sauerstoff>
- [19] **HVG-DGG:** Nutzung des aus dem Glasschmelzprozess freiwerdenden Kohlendioxids zur Kreislaufführung und Herstellung synthetischer Brennstoffe, zuletzt aufgerufen am: 13.04.2023. <http://www.hvg-dgg.de/forschung/aktuelle-forschung/glas-co2.html>
- [20] **Nelissen et. al. (2020):** 1 190236 – Availability and costs of liquefied bio- and synthetic methane, CE Delft. https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2021/03/CE_Delft_190236_Availability_and_costs_of_liquefied_bio_and_synthetic_methane_Def.pdf
- [21] **Gorre, Jachin; Ortloff, Felix und van Leeuwen, Charlotte (2019):** Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage, Applied Energy, 253, 113594. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113594>
- [22] **Schmidt et. al. (2018):** Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7059/file/7059_Power-to-gas.pdf
- [23] **Ecra (2022):** The Ecra Technology Papers 2022. <https://ecra-online.org/research/technology-papers/>
- [24] **Böck, Hanno, 27.06.2022:** Wie die Glasindustrie vom Erdgas abhängt, klimareporter. <https://www.klimareporter.de/technik/wie-die-glasindustrie-vom-erdgas-abhaengt>
- [25] **Horn Glass Industries:** Hybridwannen, zuletzt aufgerufen am: 17.04.2023. <https://www.hornglass.com/de/produkte/schmelzwannen-und-ausruestung/hybridwannen>
- [26] **Sorg:** It's time for a clean start, zuletzt aufgerufen am: 17.04.2023. <https://sustainablenmelting.sorg.de/hybrid-melting/>
- [27] **Müller-Arnold, Benedikt, 07.04.2022:** Warum die Glasindustrie ein Embargo fürchtet, Süddeutsche Zeitung. <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/gerresheimer-lohr-tettau-1.5562702>
- [28] **FEVE:** Furnaces of the Future, zuletzt aufgerufen am: 17.04.2023. <https://feve.org/glass-industry/projects/furnace-future/>
- [29] **RWTH:** ZeroCO₂Glas: Entwicklung einer neuartigen, mit Wasserstoff befeuerten, Glasschmelzwanne mit dem Ziel einer CO₂-neutralen Behälterglasproduktion, zuletzt aufgerufen am: 17.04.2023. <https://www.iob.rwth-aachen.de/projekte/zeroco2glas/>
- [30] **Horn Glass Industries:** Elektro-Vorherde, zuletzt aufgerufen am: 19.04.2023. <https://www.hornglass.com/de/produkte/glaskonditionierungsanlagen/elektro-vorherde>
- [31] **Ausfelder et. al. (2018):** Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie Methoden | Potenziale | Hemmnisse. https://dechema.de/dechema_media/Bilder/Publikationen/Buch_FLEXIBILITAETSOPTIONEN.pdf



- [32] **Verallia (2021):** 75 Jahre Glasproduktion in Bad Wurzach – Von Oberland zu Verallia. <https://de.verallia.com/s/sfsites/c/sfc/servlet.shepherd/document/download/0692o0000015b0WAAR>
- [33] **BV Glas (2022):** BV Glas-Stellungnahme zur Versorgungssicherheit mit Erdgas Stand März 2022. https://glas-fritz.de/wp-content/uploads/2022/03/Anlage-1_BV-Glas-Stellungnahme-Versorgungssicherheit-Erdgas_final.pdf
- [34] **Umweltbundesamt:** Treibhausgas-Emissionen in Deutschland, zuletzt aufgerufen am: 11.07.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung>
- [35] **In4climate.NRW (2021):** Industrierwärme Klimaneutral: Strategien und Voraussetzungen für die Transformation. Ein Diskussionspapier der Arbeitsgruppe Wärme, Gelsenkirchen. https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2021/diskussionspapier-klimaneutrale-waerme-industrie-cr-in4climatenrw.pdf
- [36] **Europäisches Parlament, 19.12. 2022, Klimaschutz:** Einigung über ehrgeizigeren EU-Emissionshandel (ETS) [Pressemitteilung]. <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20221212IPR64527/klimaschutz-einigung-uber-ehrgeizigeren-eu-emissionshandel-ets>
- [37] **Bundesrechnungshof (2022):** Abschließende Mitteilung an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz über die Prüfung. Ausgestaltung des Emissionshandels. Teil II: Europäischer Emissionshandel. https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2022/europaeischerr-emissionshandel-volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=2



Mobilität und Transport



WASSERSTOFF
KOMPASS



MOBILITÄT UND TRANSPORT
Kraftfahrzeuge





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H₂-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge**
- Schifffahrt
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem

GLOSSAR

- 1 Generelle Aspekte des straßengebundenen Verkehrs**
 - 2 Endenergiebedarf des straßengebundenen Verkehrs
 - 4 Treibhausgasemissionen und deren Reduktion
 - 5 Ökonomische Aspekte
 - 6 Versorgungssicherheit
 - 6 Wasserstoffbedarfe
 - 7 E-Fuel-Bedarfe
 - 7 Alternativen zum PKW
- 8 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe**
 - 8 Technische Herausforderungen
 - 9 Akzeptanz
 - 9 Verfügbarkeit von Treibstoffen
 - 9 Welche Verteilungsinfrastrukturen müssen wann geschaffen werden?
 - 9 Anwendbarkeit von E-Fuels auf Flottenemissionswerte
 - 10 Technologische Entwicklungen bei Nischenanwendungen
- 11 Handlungsoptionen (Wasserstoff)**
 - 11 Brennstoffzellenantrieb
 - 16 Direktverbrennung von Wasserstoff
 - 18 Synthetische Kraftstoffe
- 23 Handlungsoptionen (andere Technologien)**
 - 23 Batterieelektrische Antriebe und Plug-in-Hybride
 - 27 Oberleitungshybrid-LKW (OH-LKW)
- 30 Literatur**

Kraftfahrzeuge

- › Sofern sich Wasserstoffanwendungen im Straßenverkehr etablieren können, werden sie im PKW-Segment im Vergleich zu batterieelektrischen Antrieben eine eher untergeordnete Rolle spielen.
- › 60 bis 80 Prozent des für den gesamten nationalen Mobilitätssektor prognostizierten Wasserstoffbedarfs würde im Schwerlastverkehr entstehen. Aber auch in diesem Bereich würden Wasserstoffanwendungen mit batterieelektrischen Antrieben konkurrieren.
- › Ein Bedarf an synthetischen Kraftstoffen (E-Fuels) wird im Kraftfahrzeugbereich vor allem für die Defossilisierung der Bestandsflotte und von Arbeitsmaschinen (zum Beispiel für Landwirtschaft, Bau etc.) erwartet.

Generelle Aspekte des straßengebundenen Verkehrs

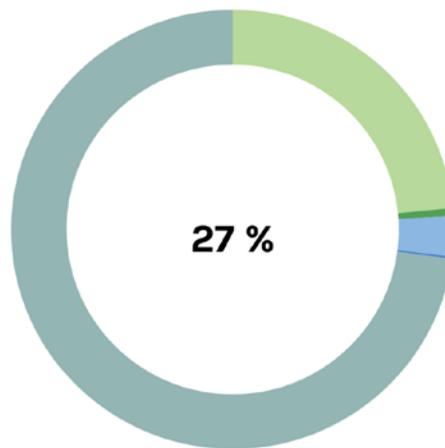
Die Kraftfahrzeuge umfassen alle nicht schienengebundenen Landfahrzeuge, die primär durch einen Motor angetrieben werden. Dies schließt somit den straßengebundenen Verkehr (Personen- und Lastkraftwagen, Busse) sowie Spezialfahrzeuge aus Bergbau, Forstwirtschaft und ähnliche ein. Zur Dekarbonisierung dieses Teils des Verkehrssektors wird es sowohl Verhaltensänderungen als auch alternative Antriebsarten beziehungsweise Kraftstoffe brauchen, darunter beispielsweise Wasserstoff-Brennstoffzellenantriebe.

Endenergiebedarf des straßengebundenen Verkehrs

Etwa 27 Prozent des nationalen Energiebedarfs entfielen 2021 auf den Verkehr, davon rund 86 Prozent auf den straßengebundenen. ^[26]

Endenergiebedarf in Terawattstunden

Anteil des Verkehrs am Gesamtendenergieverbrauch in Deutschland 2021. ^[26]

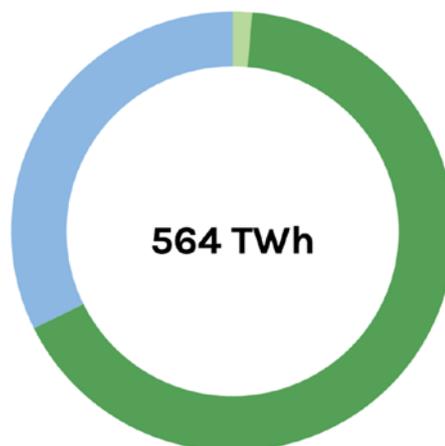


■ Straßenverkehr
 ■ Schienenverkehr
 ■ Luftverkehr
 ■ Binnenschifffahrt
 ■ Rest

Der motorisierte Individualverkehr nahm hierbei mit rund zwei Dritteln den größten Anteil ein. Etwa ein Drittel entfiel auf den Güterverkehr und nur circa zwei Prozent auf den öffentlichen Personenverkehr.

Endenergiebedarf in Terawattstunden

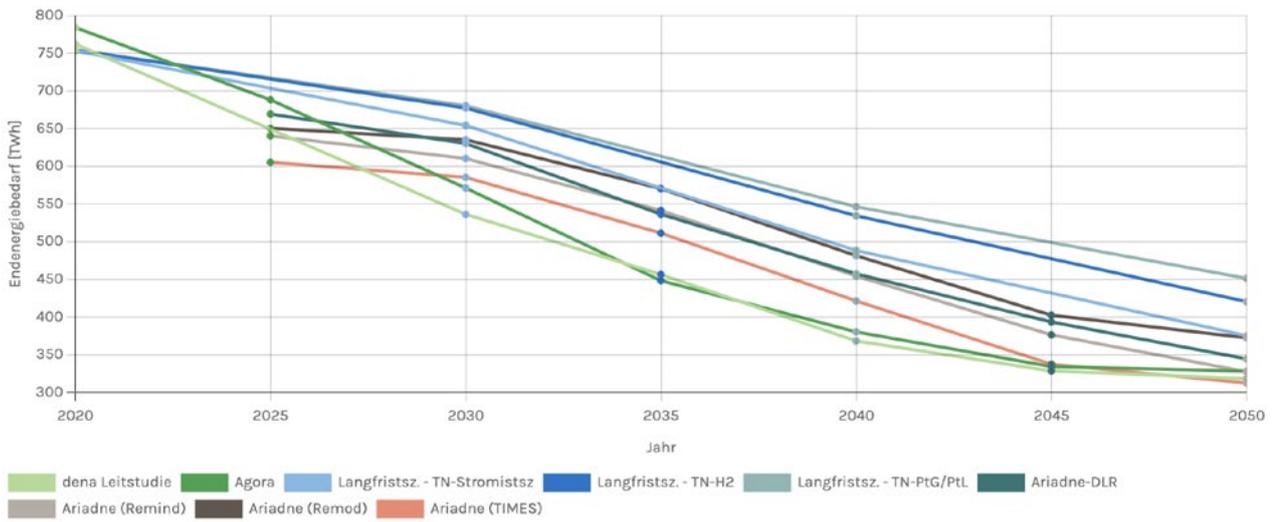
Endenergieverbrauch des straßengebundenen Verkehrs nach Verkehrsträgern. ^[26] Insgesamt betrug der Gesamtendenergiebedarf für Kraftfahrzeuge 564 Terawattstunden in 2021.



■ Öffentlicher Verkehr
 ■ Individualverkehr
 ■ Güterverkehr

Es wird erwartet, dass der Endenergiebedarf des Gesamtverkehrs vor allem durch die zunehmende Elektrifizierung des Kraftverkehrs und die damit einhergehende Steigerung der Effizienz in den nächsten Jahren deutlich abnehmen wird – je nach Szenario werden die Endenergiebedarfe 2045/2050 nur noch bei 312 bis 451 Terawattstunden liegen. Dabei weisen die Szenarien mit kleinerem Direktelektrifizierungsanteil die größeren Energiebedarfe auf.

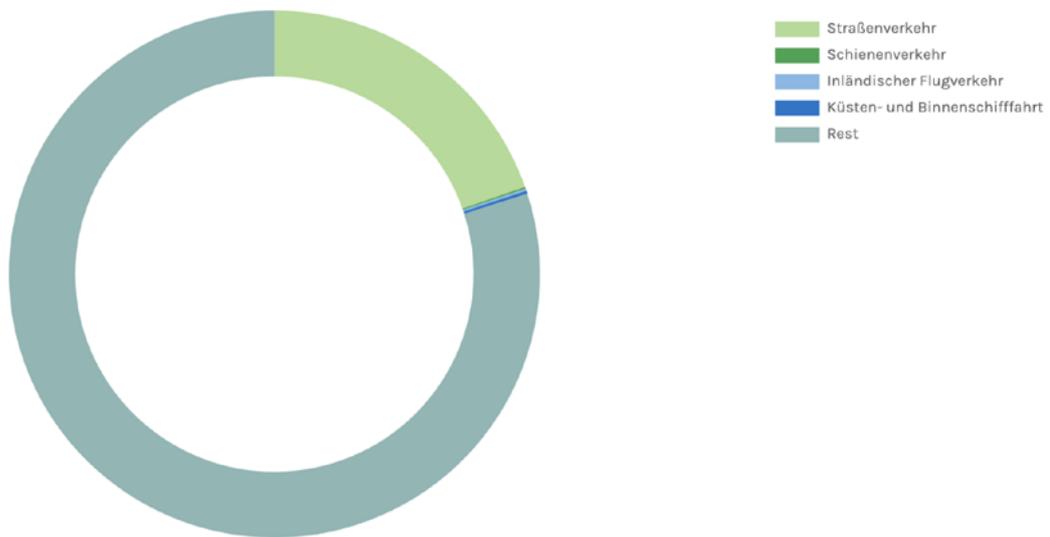
Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs
des Kraftverkehrs nach Studienlage in Terawattstunden^[1]



Treibhausgasemissionen und deren Reduktion

Knapp 20 Prozent der nationalen Treibhausgasemissionen entfielen 2020 auf den Verkehr, davon 98 Prozent auf den straßengebundenen.

Treibhausgasemissionen im Megatonnen CO₂-Äquivalente
Anteil des Verkehrs an den nationalen Treibhausgasemissionen 2020.^[26]



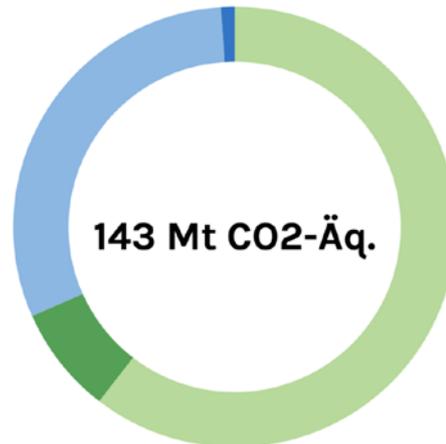
Die Treibhausgasemissionen sind im Verkehr zwischen 1990 und 2021 lediglich um 9,4 Prozent gesunken, während die deutschen Gesamtemissionen im selben Zeitraum um 38,7 Prozent reduziert wurden. Ursächlich hierfür ist vor allem die stark gestiegene Gesamtfahrleistung insbesondere im PKW-Segment,^[3] welcher trotz einer Senkung der spezifischen Treibhausgasemissionen pro Kilometer um 5,1 Prozent eine Emissionssteigerung in absoluten Zahlen zu verbuchen hat.^[4]

Im LKW-Segment ist diese Entwicklung noch stärker ausgeprägt: Im Vergleich zu 1995 wurden zwar 32,6 Prozent weniger Treibhausgasemissionen pro Kilometer ausgestoßen. Aber die fast doppelt so hohe Fahrleistung hat die Gesamtemissionen letztlich um 17 Prozent erhöht.^[4]

Insgesamt sind PKW für 60,5 Prozent und leichte sowie schwere Nutzfahrzeuge (einschließlich Busse) zusammen für 38,6 Prozent der Treibhausgasemissionen im Verkehr verantwortlich. Davon ist rund die Hälfte der Emissionen dem Schwerlastverkehr (über 40 Tonnen) zuzuschreiben, obwohl dieser mit weniger als 10 Prozent nur einen geringen Anteil der Nutzfahrzeugflotte umfasst.^[3,4] Andere Kraftfahrzeugarten sind aufgrund ihrer deutlich geringeren Anzahl von nachrangiger Bedeutung.

Treibhausgasemissionen

Treibhausgasemissionen des Straßenverkehrs nach Verkehrsträger 2020.^[26] Insgesamt hat der Kraftverkehr 143,1 Megatonnen CO₂-Äquivalente emittiert.



PKW leichte Nutzfahrzeuge schwere Nutzfahrzeuge (inkl. Busse) motorisierte Zweiräder

Zur Reduktion der Treibhausgasemissionen gibt es verschiedene alternative Antriebsarten, Kraftstoffe und organisatorische Lösungsansätze. Bei den alternativen Antriebsarten und Kraftstoffen sind insbesondere batterieelektrische Lösungen, Wasserstoffantriebe (Brennstoffzelle und H₂-Direktverbrennung) und Bio- beziehungsweise E-Fuels (aus dem Englischen: electrofuel = synthetische Kraftstoffe) zu nennen. Organisatorische Lösungsansätze zur Reduktion von Treibhausgasemissionen konzentrieren sich auf eine Nachfragereduktion beziehungsweise Verkehrsverlagerung, zum Beispiel durch die Nutzung des öffentlichen Verkehrs oder von Mikromobilität wie etwa Fahrrad oder E-Scooter.

Ökonomische Aspekte

Die verschiedenen KFZ-Arten unterliegen verschiedenen ökonomischen Strukturen. Privatfahrzeuge können als Konsumgüter betrachtet werden. Häufig werden teure PKW gekauft, die mit Blick auf ihren Nutzwert nicht die ökonomisch sinnvollste Lösung darstellen. Entsprechend ist das Segment der Oberklassenfahrzeuge für die deutsche Automobilwirtschaft von hoher ökonomischer Bedeutung. Bei betrieblich genutzten Fahrzeugen wiederum spielt die Wirtschaftlichkeit die entscheidende Rolle. Insbesondere die Logistikbranche zeichnet sich durch einen intensiven Wettbewerb und niedrige Margen aus.

Mit Blick auf die Arbeitsmarktentwicklung durch den potenziellen Wasserstoff-einsatz im Verkehr gehen Studien generell davon aus, dass – im Vergleich zur Elektromobilität – die Prozesse der heutigen Automobilfertigung leichter auf Wasserstoffantriebe übertragen werden können, was insbesondere für spezialisierte Zulieferer relevant ist.

Versorgungssicherheit

Mobilität und Transport sind menschliche Grundbedürfnisse und essenzieller Bestandteil moderner wirtschaftlicher Prozesse. Die Versorgungssicherheit von Energie ist somit eine essenzielle Voraussetzung.

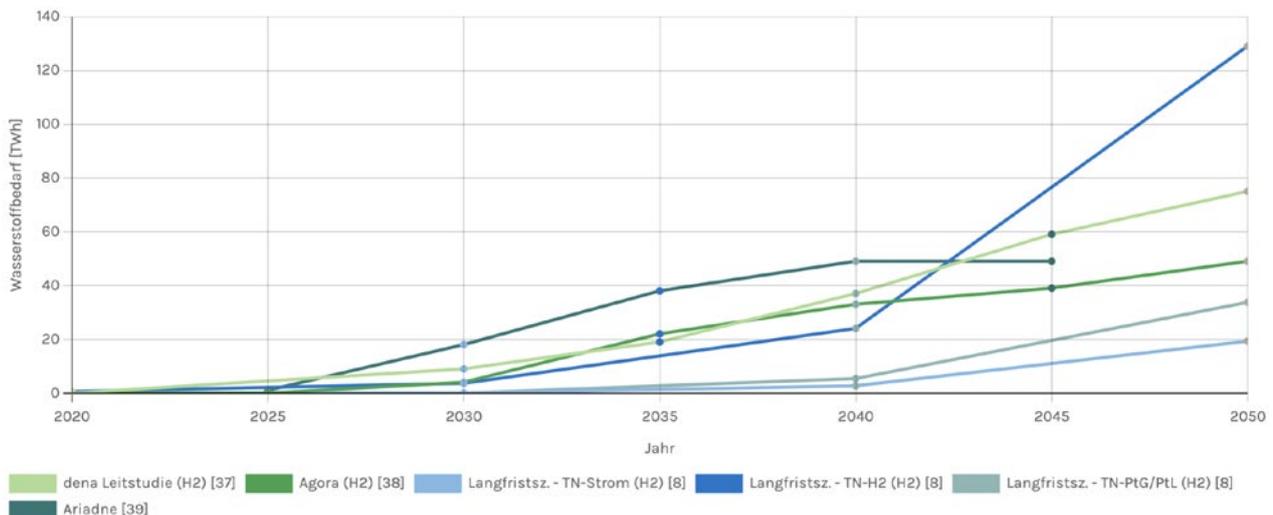
Eine breite Wasserstoffnutzung in Kraftfahrzeugen ist herausfordernd, da der damit verbundene hohe Primärenergiebedarf, zumindest auf absehbare Zeit, nur schwer zu decken ist. Zudem würde der in großen Mengen im Mobilitätsbereich verwendete Wasserstoff in anderen Bereichen, in denen es keine Alternativen zur Defossilisierung auf H₂-Basis gibt, fehlen. In einer gesamtsystemischen Betrachtung erscheint solch ein Szenario als ungünstig.

Bei einigen Anwendungen im Kraftfahrzeugbereich ist es allerdings möglich, dass batterieelektrische Lösungen nicht oder nur sehr schwer umsetzbar sind. Für diese Anwendungen sollte in diesem Fall eine Versorgung mit Wasserstoff beziehungsweise E-Fuels ermöglicht werden.

Wasserstoffbedarfe

Je nach Szenario liegen die reinen Wasserstoffbedarfe des nationalen Verkehrs (nicht nur Kraftfahrzeuge) zwischen 19 und 117 Terawattstunden im Jahr 2045/2050.^[1] Der Großteil des Wasserstoffs wird im LKW-Bereich eingesetzt. Allerdings gibt es auch hier zwischen den Szenarien große Unterschiede. Selbst in dem Szenario mit dem größtem Wasserstoffbedarf (Wasserstoffszenario der Langfristszenarien) deckt dieser nur etwa 30 Prozent des Gesamtenergiebedarfs des Verkehrs.

Wasserstoffbedarfe
im Verkehr nach Studienlage in Terawattstunden^[1]

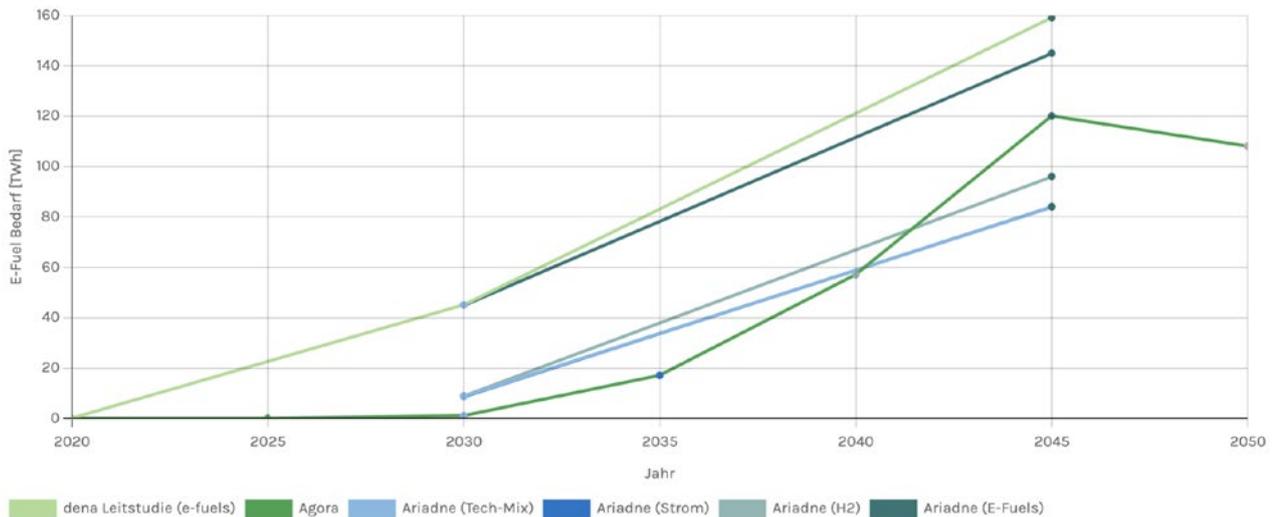


E-Fuel-Bedarfe

Synthetische Kraftstoffe beziehungsweise E-Fuels werden vor allem im Luft- und Schiffsverkehr sowie zur Defossilisierung der straßengebundenen Bestandsflotten benötigt. Je nach Szenario sind dies im Jahr 2045/2050 zwischen 84 und 159 Terawattstunden.

E-Fuel-Bedarfe

des Verkehrs nach Studienlage in Terawattstunden ^[1]



Alternativen zum PKW

Die Verkehrswende ist mehr als eine Antriebswende. Eine Verlagerung des PKW-Verkehrs auf andere Mobilitätsformen kann je nach gewählter Alternative zwischen 20 und 75 Prozent der Treibhausgasemissionen pro Personenkilometer einsparen. ^[10]

Öffentlicher Verkehr und Mikromobilität wie Fahrräder, E-Scooter, Lastenräder etc. können viele PKW-Fahrten ersetzen. Gerade in Städten mit knappem Platzangebot und gutem öffentlichen Verkehr sollten Alternativen zum PKW vorgezogen werden. Dadurch verbessert sich zudem die Luftqualität in den Städten und der öffentliche Raum gewinnt an Aufenthaltsqualität. Für längere Strecken weisen Züge und Fernbusse und die Bahn einen deutlich niedrigeren Energiebedarf auf.

Für erfolgversprechenden intermodalen Verkehr müssen Alternativen zum PKW allerdings preislich und unter Komfortgesichtspunkten attraktiv sein. Das bedeutet, dass ein zuverlässiges und kostengünstiges Angebot des öffentlichen Verkehrs mit hinreichend hoher Taktfrequenz, attraktiven intermodalen Verknüpfungspunkten (unter anderem abgestimmte Fahrpläne unterschiedlicher Anbieter, Bike & Ride, sichere Fahrradabstellanlagen) sowie sicheren Rad- und Fußverkehrsanlagen benötigt werden.

AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

- › BeniVer – Begleitforschung Energiewende im Verkehr
https://www.dlr.de/vf/desktopdefault.aspx/tabid-2974/1445_read-52897/
- › CFD4H2: Wasserstoff-Direktinblasung für effiziente Wasserstoffmotoren
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/grundlagenforschung/cfd4h2>
- › CORAL-HD: Brennstoffzellen-Elektroden mit langer Lebensdauer für Nutzfahrzeuge
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/grundlagenforschung/coral-hd>
- › DemAH: Mechanische Antriebsenergie aus Wasserstoff erzeugen
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/grundlagenforschung/demah>
- › FC-RAT: Wie Brennstoffzellen für den Schwerlastverkehr altern
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/grundlagenforschung/fc-rat>

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Technische Herausforderungen

Bei den unterschiedlichen Antriebsarten ergeben sich noch technischen Fragestellungen zu folgenden Themen:

- › Verbesserung der Energieeffizienz, etwa durch Gesamtantriebsstrang-/Fahrzeugoptimierung
- › Verbesserung der Materialeffizienz, beispielsweise durch die Reduktion des Iridium- und Platinbedarfs in Brennstoffzellen oder durch Forschung an Alternativen zu Fluorpolymeren
- › (Weiter-)Entwicklung von Motoren, die verschiedene Kraftstoffe wie Wasserstoff, Diesel oder Methan parallel verbrennen können
- › Optimierungen bei Wasserstoffverbrennungsmotoren, wie zum Beispiel bei Injektoren und Verbrennungsverläufen oder der Geräuschkulisse
- › Aktuell fallen bei der Produktion von notwendigen synthetischen Kraftstoffen auch Koppelprodukte wie Diesel an. Prozesse müssen so optimiert werden, dass der Anteil des Wunschprodukts möglichst hoch ist.
- › Nutzen von Synergien, etwa bei Transportkälte und Wasserstoffanwendungen
- › Minderung der Ruß- und Stickoxidentstehung bei Verbrennungsprozessen
Sub-zero-Emissionen

Akzeptanz

- › Wie wirkt sich die Nutzung von den Technologien auf die Akzeptanz potenzieller Nutzer*innen und Betreiberfirmen aus?
- › Unter anderem sollten Akzeptanz und Praxistauglichkeit von batterieelektrischen Schwerlastfahrzeugen geprüft werden, um daraus abzuleiten, in welchen Bereichen die Direktelektrifizierung nicht sinnvoll ist oder nicht angenommen wird und Wasserstoff oder E-Fuels zum Einsatz kommen sollten.

Verfügbarkeit von Treibstoffen

- › Kann die höhere Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien an vorteilhaften Standorten für die Produktion von Treibstoff (H₂ oder e-Fuels wie Methanol oder Ammoniak) genutzt werden?
- › Kann dies zu (systemdienlichen) Synergien führen?
- › Kann die einfachere Transportierbarkeit von Wasserstofffolgeprodukten entlegene, dafür aber besonders günstige Produktionsstandorte attraktiver machen?

Welche Verteilungsinfrastrukturen müssen wann geschaffen werden?

- › Welche Schritte in der Erzeugung können wo kostengünstig realisiert werden?
- › Wo bestehen Zielkonflikte zwischen geostrategischen Interessen, Versorgungssicherheit und volkswirtschaftlicher Effizienz?
- › Gibt es regional unterschiedliche Bedürfnisse und Voraussetzungen bei den Abnehmern?

Anwendbarkeit von E-Fuels auf Flottenemissionswerte

- › Es sollte geprüft werden, inwieweit Fahrzeughersteller E-Fuel-fähige Fahrzeuge in den Markt bringen und diese auf ihre Flottenemissionsgrenzwerte anrechnen können.
- › Müssen gegebenenfalls E-Fuels direkt vom Fahrzeughersteller vermarktet/vertrieben werden, um eine Anrechnung zu rechtfertigen?
- › Wie interagieren E-Fuels mit den Flottenemissionsgrenzwerten?
- › Können Hersteller von E-Fuels zum Beispiel über diesen Mechanismus subventioniert werden?

Technologische Entwicklungen bei Nischenanwendungen

- › Vor allem in Nischenbereichen wie Baustellenfahrzeuge, Landmaschinen, Entstörungsfahrzeuge, Speziallogistik ist bislang nur schwer abzuschätzen, welche Technologie (Batterie versus Brennstoffzelle versus Wasserstoffmotor versus E-Fuels) sich in der Praxis durchsetzen wird.
- › Insbesondere bei Fahrzeugen mit niedriger Laufleistung und hohen Ansprüchen an Verfügbarkeit und Robustheit kann Verbrennungsmotoren eine große Bedeutung zukommen.

PUBLIKATION

- › Wasserstoff-Kompass (2022): Wasserstoff im Mobilitätssektor
https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Meta-Analyse_Mobilitaet.pdf

Handlungsoptionen Wasserstoff

Brennstoffzellenantrieb

Ähnlich wie bei der batterieelektrischen Alternative treibt ein Elektromotor das Fahrzeug an. Die dafür notwendige elektrische Energie wird in einer Brennstoffzelleneinheit aus mehreren hundert Brennstoffzellen durch die chemische Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff erzeugt. Emittiert wird dabei lediglich das Reaktionsprodukt Wasser. Eine leistungsstarke Batterie kann beim Anfahren und Beschleunigen unterstützen.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

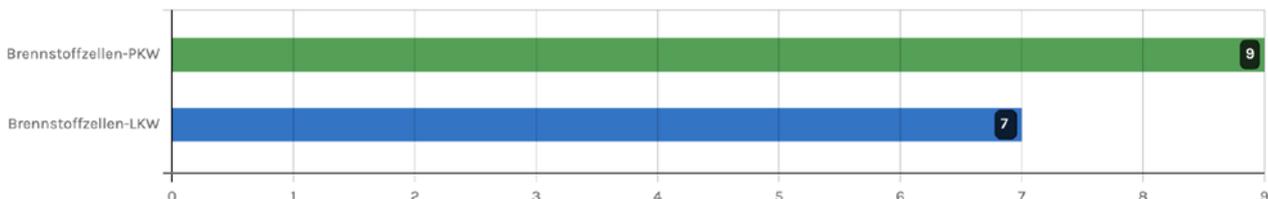


- › Im Rahmen des Round Table Schwerlasttransport herrschte unter Expert*innen Einigkeit darin, dass sich die Direktelektrifizierung überall dort durchsetzen wird, wo sie einfach umzusetzen ist. Haupttreiber hierfür seien geringere Energiekosten durch die höhere Effizienz. Wo genau die Grenze zwischen einfach oder nicht umsetzbar verläuft, kann bislang allerdings nicht genau definiert werden.
- › Expert*innen im Round Table Schwerlasttransport stimmten darin überein, dass bis 2030 Wasserstoff im Schwerlastverkehr kaum nachgefragt werden wird, da es an Wasserstoff und Fahrzeugen mangeln wird. Danach würden beide Antriebsarten einen Markt bedienen – Wasserstoff wahrscheinlich in Nischensegmenten.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad von Brennstoffzellen-PKW liegt bei 9, der von Brennstoffzellen-LKW bei 7.



Voraussetzungen

- › Ausreichende Mengen Wasserstoff müssen zur Verfügung stehen, was vermutlich nicht allein mit heimischer Produktion erreicht werden kann. Importe sind daher notwendig.
- › Ein breit ausgebautes Netz von Wasserstofftankstellen wird benötigt.

Vorteile

- › Die Brennstoffzelle erweitert die Liste der alternativen Antriebe und trägt somit dazu bei, dass Energieträger diversifiziert werden. Beim Brennstoffzellenantrieb wird lediglich Wasserdampf emittiert.
- › Brennstoffzellenantriebe sind durch die hohe Energiedichte von Wasserstoff langstreckentauglich.
- › Brennstoffzellen-Fahrzeuge senken die Lärmemissionen in den Städten.
- › Gerade der LKW-Verkehr auf der Langstrecke zeichnet sich durch einen vergleichsweise hohen Energieverbrauch aus. Wasserstoff kann hier die Energiedichte und Tankgeschwindigkeit liefern, die für batterieelektrische Lösungen herausfordernd sein können.
- › Brennstoffzellen-LKW haben die gleiche Nutzlast wie Diesel-LKW.

Nachteile

- › Durch die Umwandlungsschritte von elektrischer Energie zu Wasserstoff und wieder zurück zu elektrischer Energie haben Brennstoffzellen-PKW nur einen Wirkungsgrad von circa 30 Prozent, wohingegen batterieelektrisch betriebene PKW einen Wirkungsgrad von circa 64 Prozent besitzen (well-to-wheel). ^[18]

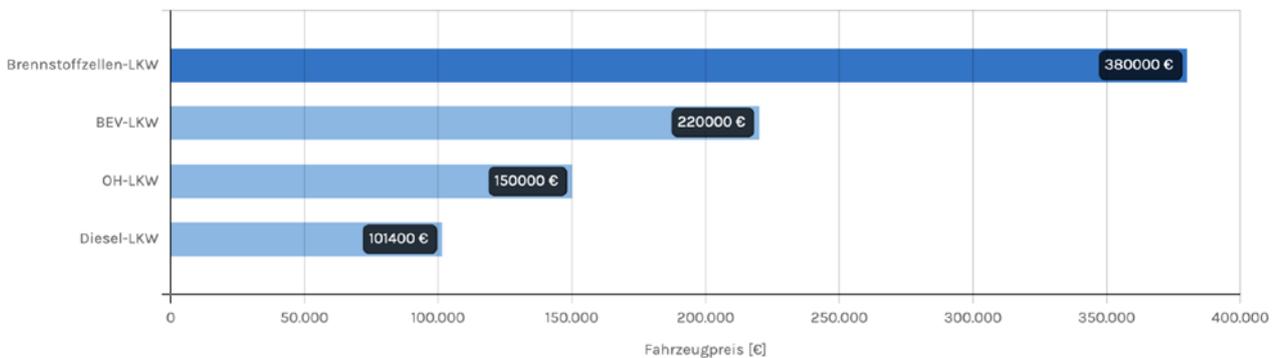
Folgen

Sofern sowohl der Einsatz batterieelektrischer als auch mit Wasserstoff betriebener Fahrzeuge ermöglicht werden soll, wird ein umfassender doppelter Infrastrukturaufbau notwendig.

Ökonomische Aspekte

Fahrzeugpreis

Für einen 40-Tonner LKW mit Brennstoffzellenantrieb wird für 2025 ein Fahrzeugpreis in der Größenordnung von 380.000€ erwartet.^[24]



Die Kosten für die Entwicklung und Herstellung der Brennstoffzellentechnologie sind noch relativ hoch. Dadurch sind BZ-Fahrzeuge teurer als Verbrennungsmotorfahrzeuge oder batterieelektrische Fahrzeuge. Zudem sind durch die großen Fahrdistanzen die Energiekosten bei Schwerlast-LKW deutlich relevanter als bei anderen Fahrzeugen. Durch die niedrigere Effizienz ist hier auch langfristig mit einem Kostennachteil gegenüber batterieelektrischen Lösungen zu rechnen.

Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, einschließlich Wasserstofftankstellen ist sehr teuer. Eine Wasserstofftankstelle mit einer Tankkapazität von einer Tonne Wasserstoff pro Tag (bei einer durchschnittlichen Betankung mit 33 Kilogramm entspricht dies 30 Betankungen am Tag) bei 2 bis 3 Betankungsplätzen kostet 1,5/2,5 Millionen Euro für eine Versorgung mit flüssigem beziehungsweise gasförmigem Wasserstoff.^[30] Größere Tankstellen mit einer Tankkapazität von 8 Tonnen Wasserstoff pro Tag mit 6 bis 9 Betankungsplätzen liegen dann bei 11 beziehungsweise 17 Millionen Euro für eine Versorgung mit flüssigem beziehungsweise gasförmigem Wasserstoff.

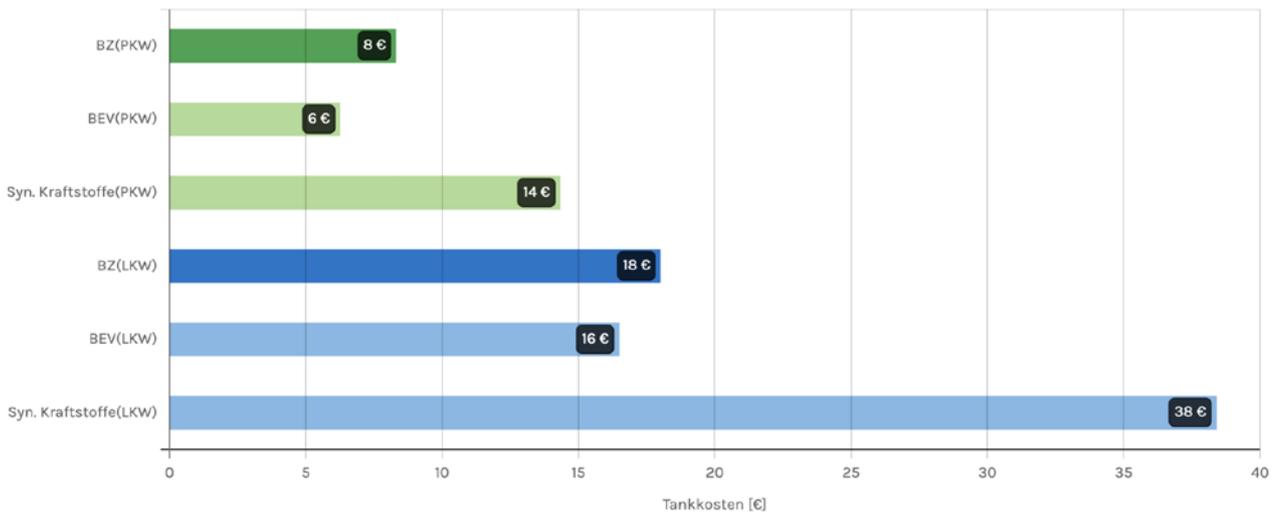
BZ-Fahrzeuge erfordern weniger Wartung im Vergleich zu Verbrennungsmotorfahrzeugen, was zu Einsparungen bei den Wartungskosten führen kann.

Bei aktuellen Wasserstoffpreisen an H₂-Tankstellen von 13,85 Euro pro Kilogramm^[27] betragen die Treibstoffkosten für den betrachteten Mittelklasse-PKW 8,30 Euro pro 100 Kilometer.

Für LKW betragen die aktuellen Wasserstoffpreise an H₂-Tankstellen 12,85 Euro pro Kilogramm. Für eine Verkehrsleistung von 100 Tonnenkilometern schlagen die Transportkosten entsprechend mit circa 18 Euro zu Buche.

Tankkosten bezogen auf eine Verkehrsleistung von 100 Kilometern (typischer Mittelklasse-PKW) bzw. 100 Tonnenkilometern (schweres Nutzfahrzeug).

Für einen typischen Mittelklasse-PKW mit Brennstoffzellenantrieb belaufen sich die Tankkosten auf ca. 8,30 Euro pro 100 Kilometer und für ein schweres Nutzfahrzeug auf ca. 18 Euro pro 100 Kilometer.^[27]



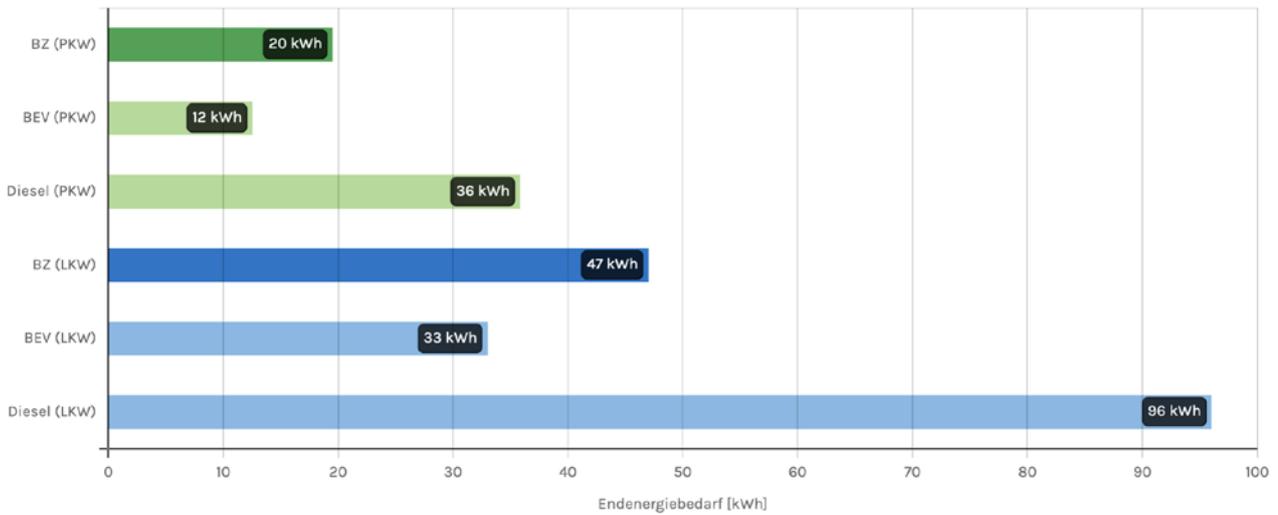
Versorgungssicherheit

Es sind keine nennenswerten Auswirkungen auf die gesamtsystemische Versorgungssicherheit bekannt.

Endenergiebedarf

Endenergiebedarf bezogen auf eine Verkehrsleistung von 100 Kilometern (typischer Mittelklasse-PKW) beziehungsweise 100 Tonnenkilometern (schweres Nutzfahrzeug).

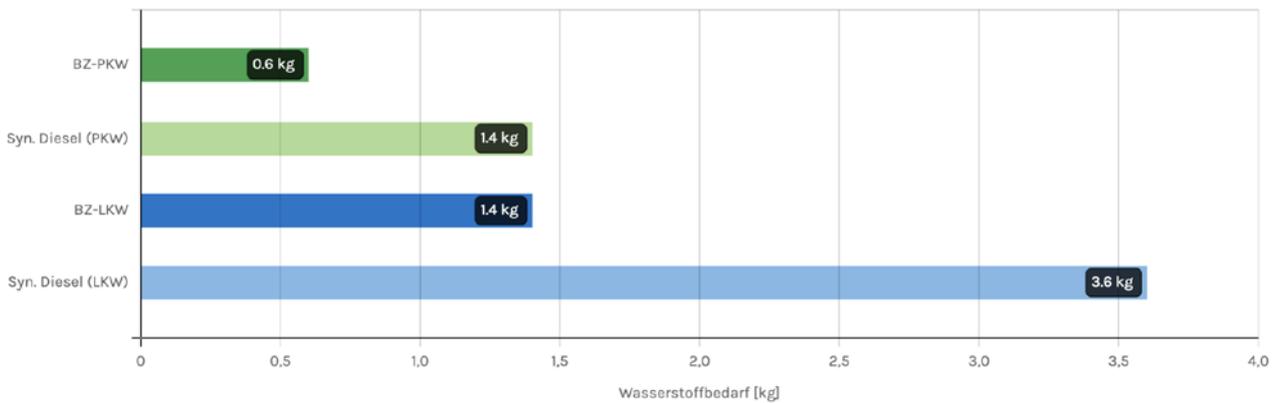
Für einen typischen Mittelklasse-PKW mit Brennstoffzellenantrieb wird nach 2025 ein Endenergiebedarf von 19,5 Kilowattstunden pro 100 Kilometer und für ein schweres Nutzfahrzeug von 47 Kilowattstunden pro 100 Tonnenkilometer erwartet.^[17]



Wasserstoffbedarfe

Wasserstoffbedarf bezogen auf eine Verkehrsleistung von 100 Kilometern (typischer Mittelklasse-PKW) bzw. 100 Tonnenkilometern (schweres Nutzfahrzeug)

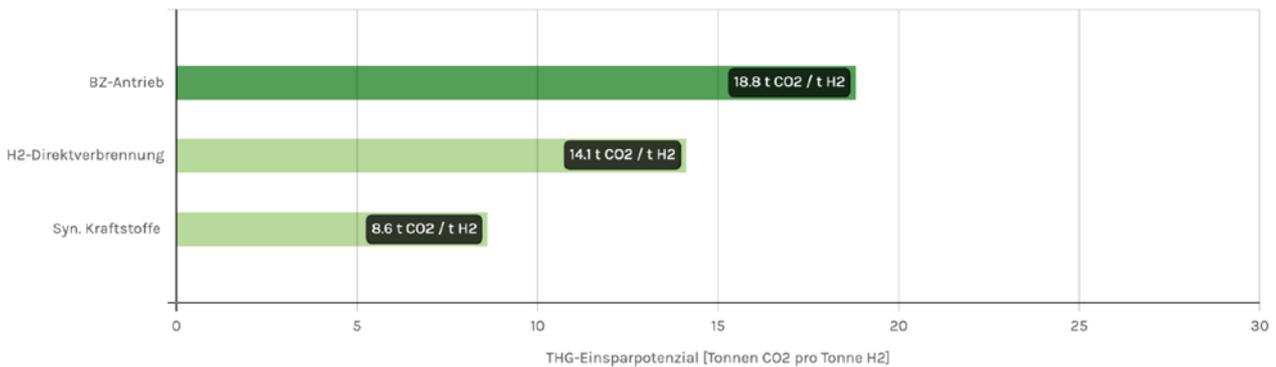
Aus den Energiebedarfen der beiden Fahrzeugtypen für die entsprechenden Verkehrsleistungen ergeben sich Wasserstoffbedarfe von 0,6 kg / 100 km (typischer Mittelklasse-PKW) bzw. 1,4 kg / 100 tkm (schweres Nutzfahrzeug)



Minderungspotential

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Brennstoffzellen-Fahrzeuge können gegenüber Dieselfahrzeugen der gleichen Klasse 18,8 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂ einsparen



Akteur*innen

> Kraftfahrzeughersteller und -zulieferer, Tankstellenbetreiber

MASSNAHME

MASSNAHME

> Kommunale H₂-Flottenversorgung

Kommunen oder kommunale Verbände können lokale Wasserstoffzentren bilden und ihre kommunalen Flotten (öffentlicher Verkehr, Müllabfuhr, Straßenreinigungsfahrzeuge etc.) auf Brennstoffzellenantriebe umstellen. Auf diese Weise wirken Kommunen als verlässliche und planbare Abnehmer für regionale Wasserstoffproduzenten und können so einen wichtigen Beitrag zum initialen Hochlauf der Wasserstoffproduktion leisten. Von den kommunalen Abnehmern nicht benötigter Wasserstoff kann an einer öffentlichen Tankstelle verkauft werden – zum Beispiel zur Betankung von Brennstoffzellen-LKW – und so zur Versorgungssicherheit im Logistikbereich beitragen. Kommunale Fahrzeuge können alternative Antriebe erfahrbar machen und so die lokale Akzeptanz dieser Technologien fördern.

INITIATOREN

> Kommunen, kommunale Verkehrsbetriebe, Stadtwerke

Direktverbrennung von Wasserstoff

Neben der üblicherweise diskutierten Nutzung von Wasserstoff in einer Brennstoffzelle kann dieser alternativ auch in einem Wasserstoffmotor direktverbrannt werden. Dieser Prozess ist einem klassischen Verbrennungsmotor mit Kraftstoffdampf ähnlich. Fahrzeuge mit Wasserstoffverbrennungsmotoren werden aktuell nur für Spezialanwendungen diskutiert.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

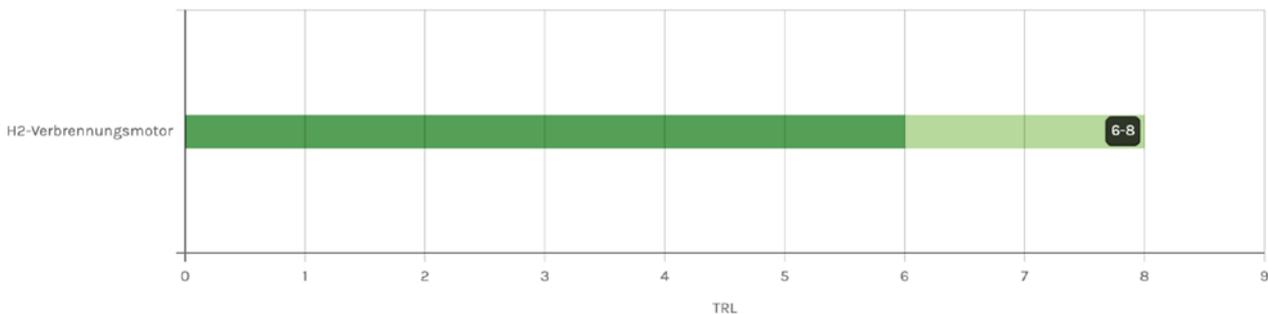


> Im Rahmen des Round Table zum Schwerlasttransport herrschte unter Expert*innen Einigkeit darin, dass sich die Direktelektrifizierung überall dort durchsetzen wird, wo sie einfach umzusetzen ist. Haupttreiber hierfür seien geringere Energiekosten durch die höhere Effizienz. Wo genau die Grenze zwischen einfach oder nicht umsetzbar verläuft, kann bislang allerdings nicht genau definiert werden.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad von H₂-Verbrennungsmotoren liegt bei 6 - 8.



Voraussetzungen

- > Ausreichende Mengen Wasserstoff müssen zur Verfügung stehen, was vermutlich nicht allein mit heimischer Produktion erreicht werden kann. Importe sind daher notwendig.
- > Ein breit ausgebautes Netz von Wasserstofftankstellen wird benötigt.

Vorteile

- › Die aktuelle Verbrennertechnik ist grundlegend bekannt und kann mit technischen Modifikationen weiter genutzt werden.
- › Abwärme kann über Abgase abgeführt werden, was die Kühlanforderungen im Vergleich zu Elektromotoren reduziert.
- › Als Abgase entstehen nur Wasserdampf und Stickoxide.
- › Die Direktverbrennung von Wasserstoff könnte einen leistungsstarken Antrieb für Fahrzeuge mit hohem Energiebedarf ermöglichen.
- › Im Vergleich zur Batterieladung kann die Wasserstoffbetankung eines Fahrzeugs schneller erfolgen. Dies kann für Spezialfahrzeuge von Vorteil sein, da es den Zeit- und Betriebsaufwand reduziert und eine effiziente Nutzung des Fahrzeugs ermöglicht.

Nachteile

- › Bei der Direktverbrennung werden 41 Prozent der in Wasserstoff gespeicherten Energie in Bewegungsenergie umgesetzt. Dies ist deutlich weniger als bei einem Brennstoffzellenantrieb (54 Prozent).^[28]
- › Lärm und NO_x-Emissionen bleiben erhalten.
- › Wasserstoff kann gängige Schmierstoffe angreifen und zersetzen und hat selbst schlechte Schmiereigenschaften. Durch Keramikbauteile, die keine Schmierung erfordern, lässt sich dieser Nachteil umgehen.

Folgen

Sofern sowohl der Einsatz batterieelektrischer als auch mit Wasserstoff betriebener Fahrzeuge ermöglicht werden soll, wird ein umfassender doppelter Infrastrukturaufbau notwendig.

Ökonomische Aspekte

Die Wirtschaftlichkeit ist umstritten, da die Technologie voraussichtlich auch langfristig kaum im PKW oder LKW zum Einsatz kommen und somit eine Nischenanwendung bleiben wird.

Versorgungssicherheit

Aufgrund der voraussichtlich geringen Bedarfe für die Direktverbrennung ist keine Auswirkung auf die Versorgungssicherheit mit Wasserstoff zu erwarten.

Endenergiebedarf

Ein Antriebsstrang mit Wasserstoffmotor hat einen Wirkungsgrad von circa 41 Prozent und liegt damit unterhalb des Wirkungsgrades für einen Antriebsstrang mit Brennstoffzelle (54 Prozent).^[28] Da der Einsatz von Wasserstoffmotoren nur für Spezialanwendungen diskutiert wird, hängt auch der Energiebedarf stark von der Art der Anwendung ab.

Synthetische Kraftstoffe

Syn-Fuels oder auch E-Fuels sind Kraftstoffe, die mithilfe von erneuerbaren Energien hergestellt werden. Fragen rund um ihre Erzeugung werden unter den Raffinerien diskutiert. An dieser Stelle wird nur deren Einsatz im KFZ-Bereich betrachtet. Alternativen für Diesel und Benzin in KFZ-Anwendungen können entweder über die Fischer-Tropsch-Route oder aus Methanol über die Methanol-to-Gasoline-Route erzeugt und über die bestehende Infrastruktur verteilt werden. Sie sind chemisch nahezu identisch mit den bisherigen fossilen Pendanten und eignen sich daher unter anderem zur Defossilisierung der Fahrzeugbestandsflotte und des Schwerlastverkehrs. Darüber hinaus gibt es eine Reihe weiterer synthetischer Kraftstoffe (unter anderem Methanol, Dimethylether, Oxymethylenether), die aufgrund ihrer guten Verbrennungseigenschaften ebenfalls als synthetische Kraftstoffe für KFZ-Anwendungen geeignet wären.^[33] Diese Alternativen bedürfen jedoch noch weiterer Anpassungen, haben bislang noch nicht die Marktreife in Deutschland erreicht und werden daher an dieser Stelle nicht weiter thematisiert.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



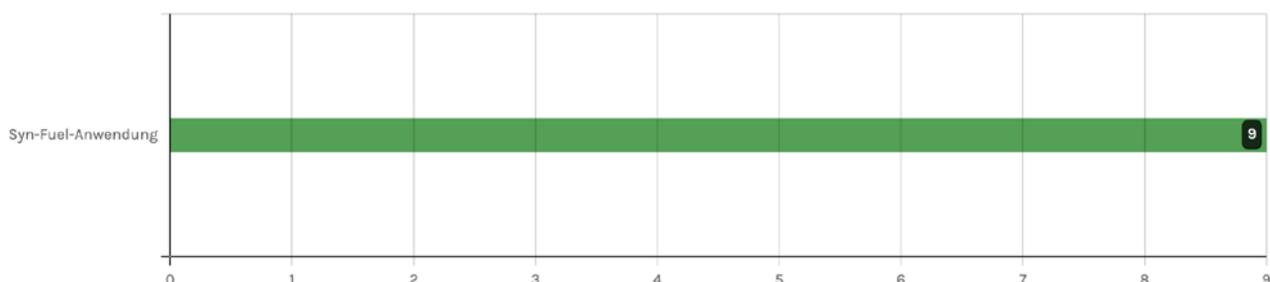
› Im Rahmen des Round Table Schwerlasttransport herrschte unter den Expert*innen Einigkeit darin, dass sich die Direktelektrifizierung überall dort durchsetzen wird, wo sie einfach umzusetzen ist. Haupttreiber hierfür seien geringere Energiekosten durch die höhere Effizienz. Wo genau die Grenze zwischen einfach oder nicht umsetzbar verläuft, kann bislang allerdings nicht genau definiert werden.

Technologiereifegrad

Während sich Anlagen zur Produktion synthetischer Kraftstoffe noch in der Pilotphase befinden, ist aufgrund der chemischen Ähnlichkeit zu Kraftstoffen, die heute im Einsatz sind, der Technologiereifegrad für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe im Verkehr mit 9 zu bewerten.

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad für die Anwendung von synthetischen Kraftstoffen in Fahrzeugen liegt bei 9: Sie sind chemisch identisch zu fossilbasierten Kraftstoffen im Einsatz.



Voraussetzungen

› Skalierung der Prozesse und Anlagen zur industriellen Produktion von synthetischen Kraftstoffen.

Vorteile

- › Synthetische Kraftstoffe sind eine einfache Möglichkeit, ohne KFZ-seitige Anpassungen die Bestandsflotte zu defossilisieren.
- › Synthetische Kraftstoffe beziehungsweise deren Vorprodukte (Methanol, Fischer-Tropsch-Crude) lassen sich gut transportieren. Ihre Produktion könnte daher kostengünstig dort erfolgen, wo ein hohes Potenzial für erneuerbare Energien vorhanden ist.^[35]
- › Flüssige Kraftstoffe sind einfach lagerbar und haben eine hohe Energiedichte. Dadurch bieten sie kritischen Mobilitätsanwendungen eine hohe Resilienz im Krisenfall.

Nachteile

- › Bis mindestens 2030 wird die Verfügbarkeit synthetischer Kraftstoffe sehr limitiert sein.^[31]
- › Hohe Betriebskosten relativ zur Direktelektrifizierung aufgrund des hohen Strombedarfs
- › Ruß-, NO_x- sowie lokale CO₂-Emissionen bleiben zumindest in Teilen erhalten (können allerdings durch gängige Technik wie Rußpartikelfilter und Nachbehandlung limitiert werden).
- › Pfadabhängigkeiten könnten im Bereich Landwirtschaft, Bergbau und Feuerwehr den Wechsel zu kostengünstigeren beziehungsweise klimaschonenderen Alternativen blockieren.

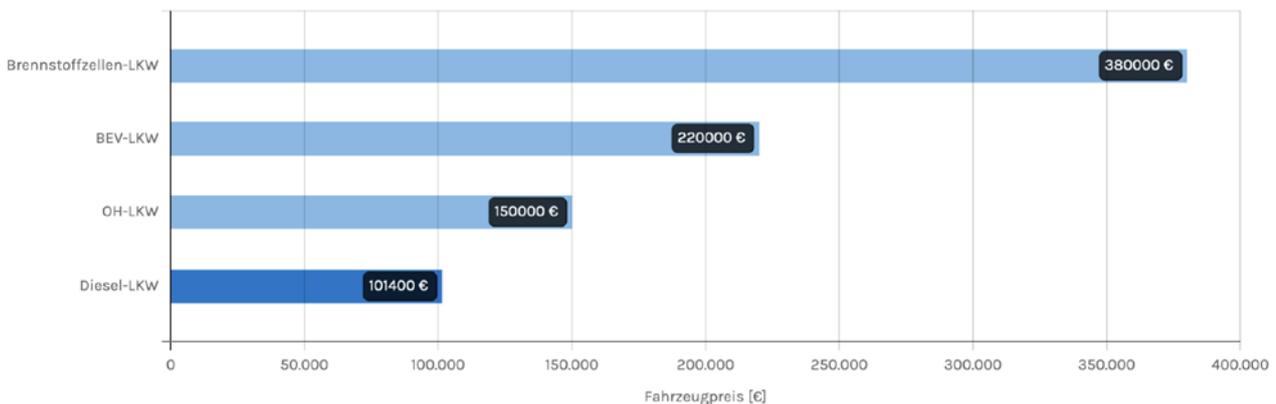
Folgen

- › Aufgrund der höheren Produktionskosten steigen die Kraftstoffpreise.

Ökonomische Aspekte

Fahrzeugpreis

Für einen 40-Tonner LKW mit Diesel-Antrieb wird für 2025 ein Fahrzeugpreis in der Größenordnung von 101.400 Euro erwartet.^[24]

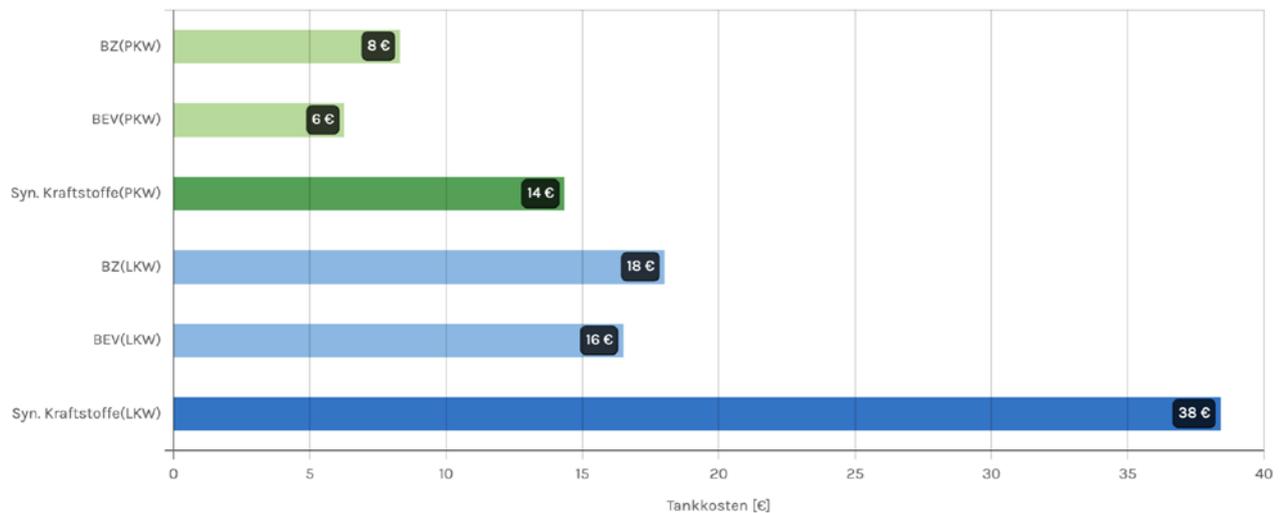


Zusätzliche Investitionen in den Aufbau einer Tankinfrastruktur sind im Gegensatz zu batterieelektrischen oder Wasserstoffantrieben nicht notwendig: Aufgrund der chemischen Ähnlichkeit zu bereits auf dem Markt käuflichen Kraftstoffen kann die bestehende Infrastruktur auch für synthetische Kraftstoffe verwendet werden.

Die Kosten für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe werden wesentlich durch Energiekosten bestimmt: Sie machen knapp die Hälfte der Gesamtkosten aus. Investitionskosten für die Anlagen, Betriebskosten, Kosten für die Veredelung des Fischer-Tropsch-Crudes sowie Transportkosten machen den Rest aus.

Tankkosten bezogen auf eine Verkehrsleistung von 100 Kilometern (typischer Mittelklasse-PKW) beziehungsweise 100 Tonnenkilometern (schweres Nutzfahrzeug).

Für einen typischen Mittelklasse-PKW würden sich aktuell Bereitstellungskosten für synthetischen Diesel im Bereich von 10,10 bis 18,22 Euro 100 Kilometer (im Mittel 14,32 Euro pro 100 Kilometer), für ein schweres Nutzfahrzeug im Bereich von 27,10 bis 48,90 Euro pro 100 Tonnenkilometer (im Mittel 38,40 Euro pro 100 Tonnenkilometer) ergeben.^[32] Hinzu kämen noch staatliche Abgaben.



Versorgungssicherheit

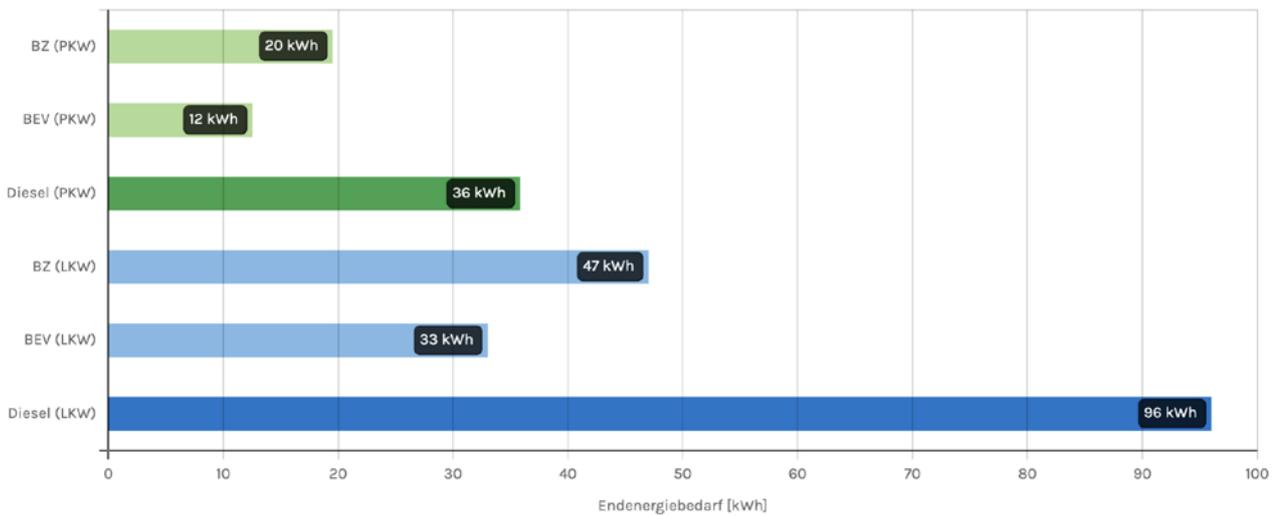
Syn-Fuels sind gut lagerbar und damit für die Energieversorgung im Katastrophenfall besonders sinnvoll.

Synthetische Kraftstoffe sind aktuell noch nicht großskalig auf dem Markt zu erwerben. Nach einer Studie des Potsdam Instituts für Klimafolgenforschung genügen die bis 2030 erwarteten globalen Erzeugungskapazitäten nicht, um die deutschen Bedarfe an synthetischen Kraftstoffen zu decken.^[31]

Endenergiebedarf

Endenergiebedarf bezogen auf eine Verkehrsleistung von 100 Kilometern (typischer Mittelklasse-PKW) bzw. 100 Tonnenkilometern (schweres Nutzfahrzeug).

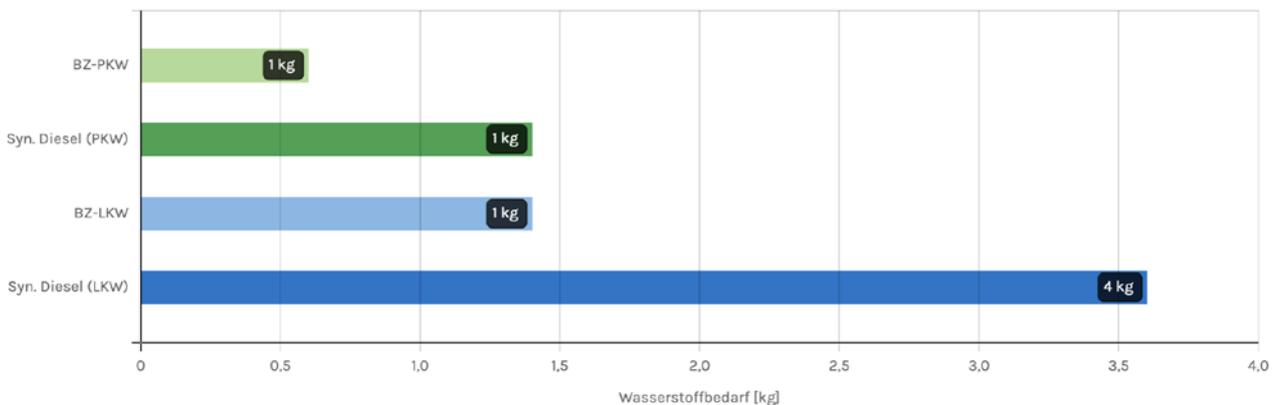
Für einen typischen Mittelklasse-PKW mit Dieselmotor wird nach 2025 ein Endenergiebedarf von 35,8 kWh (entspricht etwa 3,8 Liter Diesel) pro 100 Kilometer, für ein schweres Nutzfahrzeug von 96 kWh (entspricht 10 Liter Diesel) pro 100 Tonnenkilometer erwartet.^[17]



Wasserstoffbedarfe

Wasserstoffbedarf bezogen auf eine Verkehrsleistung von 100 Kilometern (typischer Mittelklasse-PKW) bzw. 100 Tonnenkilometern (schweres Nutzfahrzeug)

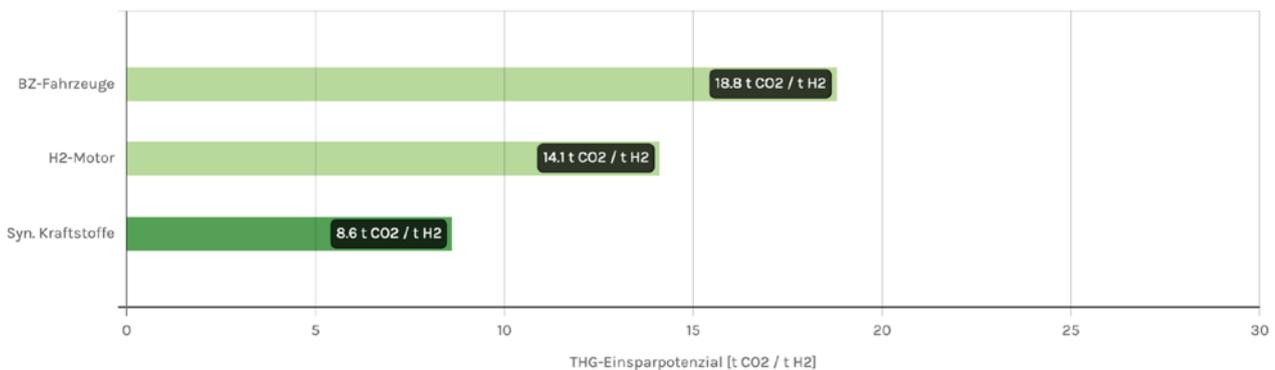
Für die Produktion von einem Kilogramm synthetischem Kraftstoff werden über die Fischer-Tropsch-Route etwa 0,45 Kilogramm Wasserstoff benötigt.^[32] Aus dem Energiebedarf der beiden Fahrzeugtypen ergibt sich ein H₂-Bedarf von etwa 1,4 kg / 100 km für den PKW bzw. von 3,6 kg / 100 tkm für das schwere Nutzfahrzeug.



Minderungspotential

Treibhausgas-minderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne H₂

Abhängig von der Kohlenstoffquelle für die Ausgangsstoffe der synthetischen Kraftstoffe (Fischer-Tropsch-Crude oder Methanol), ist das Einsparpotenzial sehr unterschiedlich groß: Kommt der Kohlenstoffdioxid aus industriellen Punktquellen und wird erneuerbarer Strom für die Synthese eingesetzt, so ist die CO₂-Intensität des synthetischen Kraftstoffs nahezu null.^[17] Es können also fast alle Emissionen des fossilen Diesels eingespart werden. Das CO₂-Minderungspotenzial liegt entsprechend bei 121 g CO₂ / km^[17] bzw. auf den eingesetzten Wasserstoff bezogen bei 8,6 t CO₂ / t H₂. Kommen biogene Kohlenstoffquellen zum Einsatz, wirkt der synthetische Kraftstoff als Kohlenstoffsenke und das Treibhausgas-minderungspotenzial ist noch deutlich höher.



Akteur*innen

Abhängig vom Anwendungsbereich entweder

- > Bundesregierung (Militär)
- > lokale Verwaltungen (Technisches Hilfswerk, Feuerwehr)
- > private Akteur*innen (Landwirtschaft, Bergbau)
- > Raffinerien
- > Kraftfahrzeughersteller und -zulieferer
- > Tankstellenbetreiber

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Vernetzung und Zusammenarbeit mit Drittstaaten

Synthetische Kraftstoffe können für die Defossilisierung der Fahrzeugbestandsflotte eingesetzt werden. Da ihre Verfügbarkeit jedoch bis circa 2030 stark limitiert sein wird, ist auch eine politische Vernetzung und Zusammenarbeit mit Drittstaaten wichtig, um an größere Mengen synthetischer Kraftstoffe kommen zu können.

MASSNAHME

> Ausgestaltung eines Importkriterienkatalogs

Um synthetische Kraftstoffe beispielsweise in der Bestandsflotte einsetzen zu können, werden große Mengen erneuerbaren H₂ beziehungsweise seiner Derivate importiert werden müssen. Aufgrund der Gefahr auf der einen Seite einer Festigung nicht nachhaltiger H₂-Erzeugungspfade und auf der anderen Seite einer Verhinderung des H₂-Hochlaufs ist die Gestaltung eines Katalogs an (Nachhaltigkeits-)Kriterien für Importe von wesentlicher Bedeutung.

MASSNAHME

> Zertifizierung von Wasserstoff und seinen Derivaten

Damit heimisch erzeugte und importierte synthetische Kraftstoffe wettbewerbsfähig werden, helfen Zertifizierungen, die ihren Beitrag zur Treibhausgasminde rung im Straßenverkehrssektor belegen.

Handlungsoptionen Andere Technologien

Batterieelektrische Antriebe und Plug-in-Hybride

Ähnlich wie bei Brennstoffzellenfahrzeugen treibt bei der batterieelektrischen Lösung ein Elektromotor das Fahrzeug an. Die dafür notwendige Energie stellt hier eine Batterie zur Verfügung.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

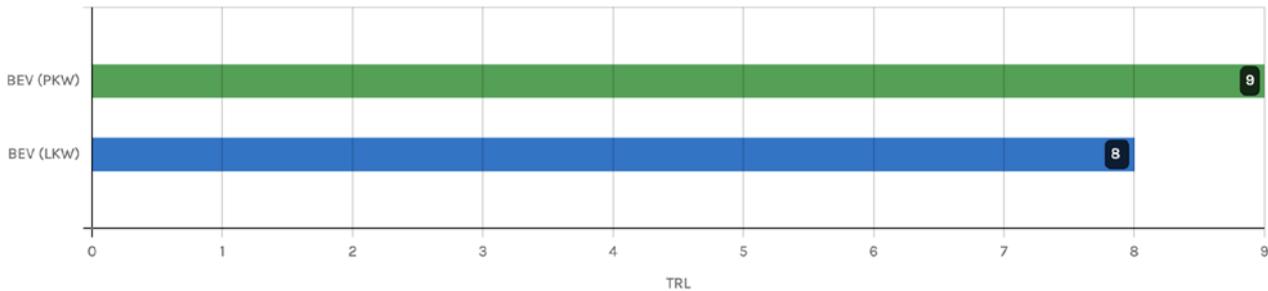


> Im Rahmen des Round Table Schwerlasttransport herrschte unter Expert*innen Einigkeit darin, dass sich die Direktelektrifizierung überall dort durchsetzen wird, wo sie einfach umzusetzen ist. Haupttreiber hierfür seien geringere Energiekosten durch die höhere Effizienz. Wo genau die Grenze zwischen einfach oder nicht umsetzbar verläuft, kann bislang allerdings nicht genau definiert werden.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad von batterieelektrischen PKW liegt bei 9, von LKW bei 8.



Voraussetzungen

- › Durch batterieelektrische Antriebe wird der Strombedarf des Verkehrs deutlich steigen. Das Stromnetz muss entsprechend optimiert und verstärkt und gegebenenfalls ausgebaut werden.
- › Eine Ladeinfrastruktur muss auf- beziehungsweise weiter ausgebaut werden. Dazu können elektrische Megawatt-Charging-Systeme mit der entsprechenden Anbindung an die Stromnetze und Umspannwerke gehören.
- › Die Gewinnung der für die Batterien relevanten Rohstoffe (wie zum Beispiel Lithium und Kobalt) muss nachhaltig erfolgen.

Vorteile

- › Batterieelektrische Antriebe zeichnen sich durch eine hohe Energieeffizienz (Wirkungsgrad) aus.
- › Batterieelektrische Antriebe senken die Lärmemissionen in den Städten.
- › Sie weisen niedrige Betriebskosten auf, da der Energiebedarf gering ist. Batterieelektrische Antriebe besitzen weniger bewegliche Teile. Dadurch reduziert sich der Wartungsaufwand (Ölwechsel, Zündkerzenwechsel, Kupplungsreparatur etc.).
- › Batterieelektrische Antriebe können zur Stromnetzstabilisierung beitragen, indem sie als Energiespeicher dienen und überschüssige Energie aufnehmen und bei Bedarf wieder ins Netz einspeisen (Vehicle to Grid: V2G).^[20] Grundsätzlich kann, mit kleineren infrastrukturellen Erweiterungen, das vorhandene Stromnetz genutzt werden. Für den initialen Hochlauf von batterieelektrischen Antrieben ist also keine neue Infrastruktur notwendig.
- › batterieelektrische Antriebe können im Fall von Stromausfällen die Notversorgung des eigenen Haushaltes sicherstellen (Vehicle to Home, V2H).

Nachteile

› Zumindest initial sind einige Anwendungen aufgrund von spezifischen Anforderungen wie langen Strecken, schwerer Lastenbeförderung oder kurzen Betankungszeiten kaum rein batterieelektrisch umsetzbar, da die derzeitige Batterietechnologie Anforderungen in Bezug auf Reichweite, Ladeinfrastruktur oder Energiedichte noch nicht vollständig erfüllen kann.

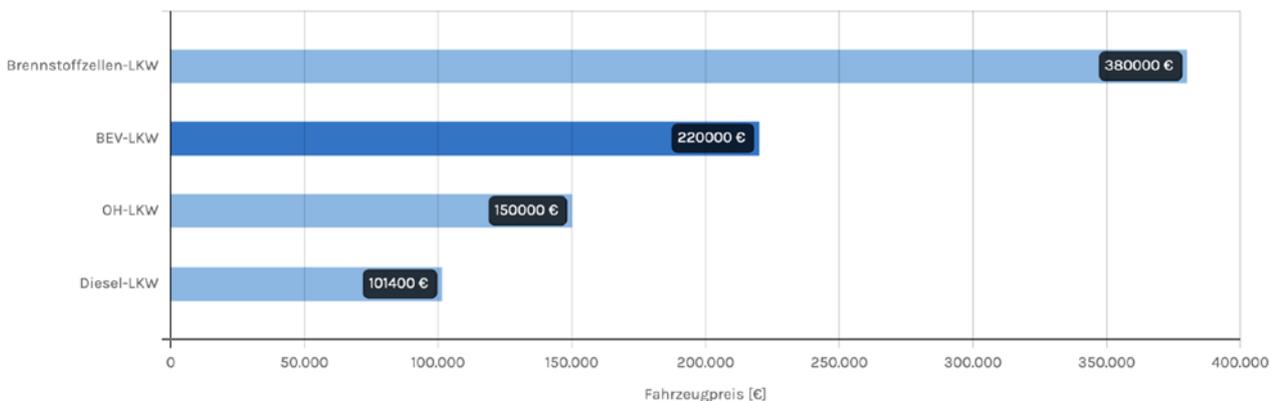
Folgen

› Keine betriebsbedingten CO₂-Emissionen: Selbst wenn batterieelektrische Fahrzeuge mit fossilem Strom betrieben werden, bleiben sie lokal emissionsfrei, da sie keine direkten Emissionen produzieren. Somit kann die Luftqualität in Städten und Gemeinden verbessert werden.

Ökonomische Aspekte

Fahrzeugpreis

Für einen 40-Tonner LKW mit batterieelektrischem Antrieb wird für 2025 ein Fahrzeugpreis in der Größenordnung von 220.000 € erwartet.^[24]



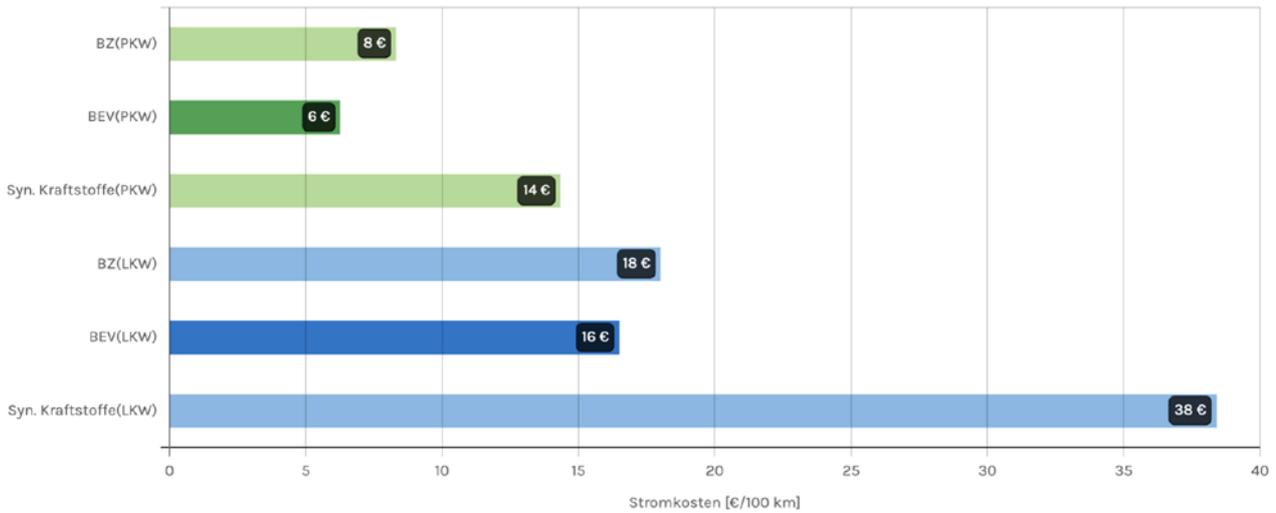
Batterieelektrische Fahrzeuge sind in den meisten Fällen voraussichtlich die wirtschaftlichste CO₂-freie Option im Straßenverkehr, vor allem mit Blick auf die Betriebskosten.

Der Ausbau der Infrastruktur für das Laden von batterieelektrischen Fahrzeugen ist im Vergleich zur Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur oder zur Produktion und Verteilung von Syn-Fuels kostengünstiger und erfordert weniger komplexe Technologien.

Technisch fällt die Komplexität eines Elektrofahrzeugs aufgrund der deutlich kleineren Anzahl an Bauteilen geringer aus als die eines Verbrenners, was entsprechend den Produktionsaufwand und somit auch Arbeitskräfte bei Zulieferern reduziert.^[9] Dem stehen die neu entstehenden Arbeitsplätze im Bereich der Batteriezellfertigung gegenüber. Die bilanziellen Berechnungen für die Entwicklung der Beschäftigtenzahlen reichen von 410.000 verlorenen Arbeitsplätzen^[6] bis zu keinerlei Veränderung in quantitativer Hinsicht.^[7]

Beladekosten

Für einen typischen batteriebetriebenen Mittelklasse-PKW belaufen sich die Stromkosten an einer öffentlichen Ladesäule auf ca. 6,25€ / 100 km.



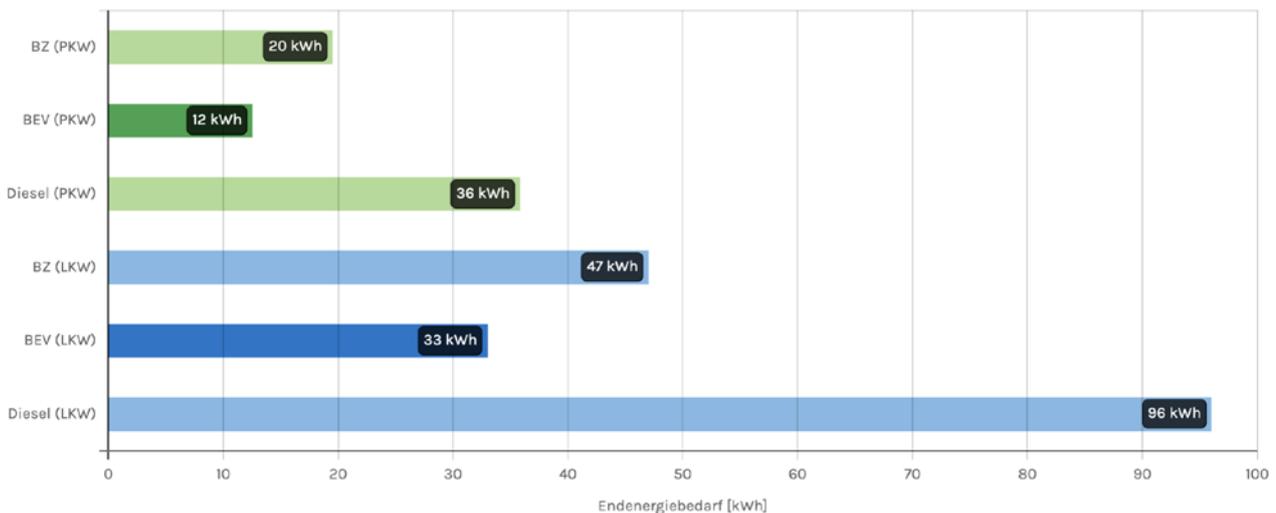
Versorgungssicherheit

Bei ungesteuertem Laden droht eine Überlastung des Stromnetzes. Bei gesteuertem oder bidirektionalem Laden ist eine Nettoentlastung der Stromnetze wahrscheinlich, da Stromerzeugung und -verbrauch besser aufeinander abgestimmt werden können.

Endenergiebedarf

Endenergiebedarf bezogen auf eine Verkehrsleistung von 100 Kilometern (typischer Mittelklasse-PKW) beziehungsweise 100 Tonnenkilometern (schweres Nutzfahrzeug).

Für einen typischen Mittelklasse-PKW mit batterieelektrischem Antrieb wird nach 2025 ein Endenergiebedarf von 12,5 Kilowattstunden pro 100 Kilometer, für ein schweres Nutzfahrzeug mit batterieelektrischem Antrieb von 33 Kilowattstunden pro 100 Tonnenkilometer erwartet.^[17]



Minderungspotential

Bezogen auf den Endenergieeinsatz können durch batterieelektrische Fahrzeuge gegenüber einem ähnlichen Fahrzeug mit Diesel-Antrieb 0,9 Kilogramm CO₂-Äquivalente pro Kilowattstunde eingespart werden.

Akteur*innen

- > Original Equipment Manufacturers (OEM: Hersteller von Originalteilen)
- > Verteilnetzbetreiber
- > Ladeinfrastrukturbetreiber
- > Energieunternehmen,
- > Städte
- > Grundstückseigentümer*innen

Oberleitungshybrid-LKW (OH-LKW)

Oberleitungsladen, auch dynamisches Laden von LKW genannt, verfolgt die Idee, den elektrifizierten LKW während der Fahrt zu laden. Der LKW benötigt dazu einen Stromabnehmer. Aktuell werden drei Pilotprojekte entlang von Bundesautobahnen mit einer Länge von je circa fünf Kilometern im Versuchsbetrieb getestet.^[16]

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

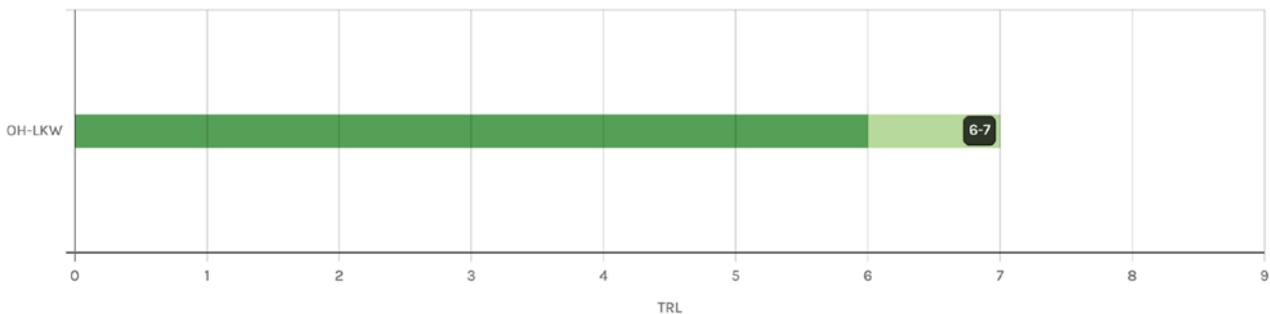


- > Im Rahmen des Round Table Schwerlasttransport herrschte unter Expert*innen Einigkeit darin, dass sich die Direktelektrifizierung überall dort durchsetzen wird, wo sie einfach umzusetzen ist. Haupttreiber hierfür seien geringere Energiekosten durch die höhere Effizienz. Wo genau die Grenze zwischen einfach oder nicht umsetzbar verläuft, kann bislang allerdings nicht genau definiert werden.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad von Oberleitungshybrid-LKW liegt bei 5.



Voraussetzungen

- > Für den Einsatz von Oberleitungs-LKW sind entsprechende Oberleitungen entlang der Autobahnabschnitte erforderlich.
- > Überlegungen und Planungen sind in den europäischen Kontext einzubetten.

Vorteile

- > Das Laden ist während der Fahrt möglich. Der Ladesäulenausbau könnte somit reduziert werden, da längere Strecken ohne Zwischenstopp zurückgelegt werden können.

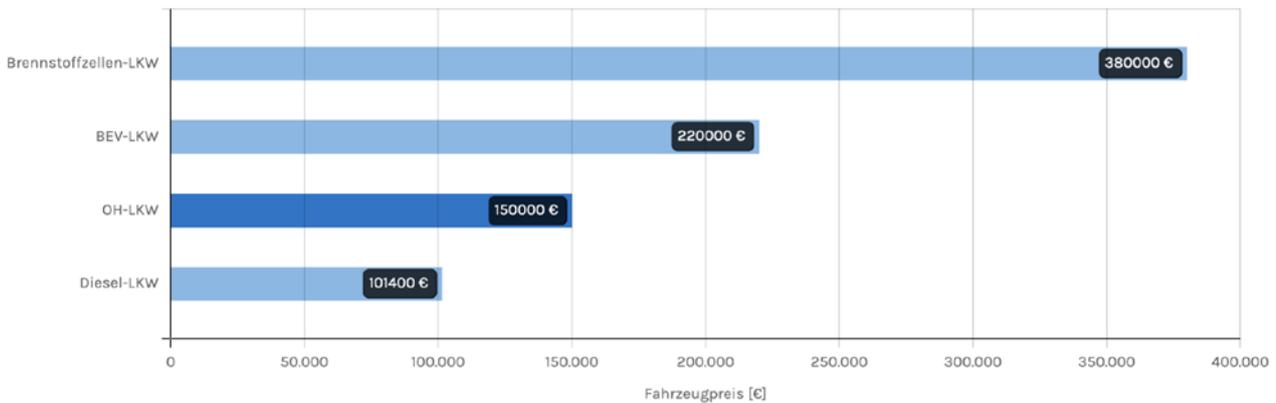
Nachteile

- > Der Bau von Oberleitungen erfordert hohe Infrastrukturkosten (zwei Millionen Euro pro Kilometer beidseitig im Jahr 2030).^[24]
- > Das Laden in einem speziellen LKW-Lade-Hub ist während der notwendigen Standzeit erheblich günstiger.
- > Durch die Stromabnehmer entsteht eine einspurige Höhenbegrenzung auf den genutzten Autobahnabschnitten, die gegebenenfalls hinderlich bei Sondertransporten werden kann.
- > Die Oberleitungen können das Landen von Rettungshubschraubern nach schweren Verkehrsunfällen einschränken.

Ökonomische Aspekte

Fahrzeugpreis

Für einen 40-Tonner Oberleitungs-LKW wird für das Jahr 2025 ein Fahrzeugpreis in der Größenordnung von 150.000 Euro erwartet.^[24]



Versorgungssicherheit

Im Vergleich zum Status quo bedeutet eine Elektrifizierung des straßengebundenen Verkehrs, dass durch die höhere Effizienz der Elektroantriebe der Primärenergiebedarf im Gesamtsystem sinkt. Zudem würde der Strom zunehmend auf der Basis erneuerbarer Energien innerhalb Deutschlands beziehungsweise Europas erzeugt. Dadurch wären weniger Energieimporte von außerhalb Europas notwendig, was der Versorgungssicherheit zugutekäme.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- › ELISA – eHighway Hessen ELISA – eHighway Hessen
<https://www.autobahn.de/ehighway>
- › eHighway.SH
<https://www.ehighway-sh.de/de/>
- › EWayBW
<https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/politik-zukunft/elektromobilitaet/ewaybw>

Akteur*innen

- › Autobahn AG
- › Stromnetzbetreiber
- › LKW-Hersteller

Literatur

- [1] **Wasserstoffkompass (2022):** Wasserstoff im Mobilitätssektor.
https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Meta-Analyse_Mobilitaet.pdf
- [2] **Umweltbundesamt:** Klimaschutz im Verkehr, zuletzt aufgerufen am: 24.07.2023.
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/klimaschutz-im-verkehr>
- [3] **Umweltbundesamt:** Fahrleistungen, Verkehrsleistung und Modal Split in Deutschland, zuletzt aufgerufen am: 24.07.2023.
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/fahrleistungen-verkehrsaufwand-modal-split>
- [4] **Umweltbundesamt:** Emissionen des Verkehrs, zuletzt aufgerufen am: 24.07.2023.
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs>
- [5] **Studie:** Wandel zur Elektromobilität kostet unter dem Strich rund 180.000 Arbeitsplätze, 01.07.2021, WirtschaftsWoche. <https://www.wiwo.de/unternehmen/industrie/arbeitsmarkt-studie-wandel-zur-elektromobilitaet-kostet-unter-dem-strich-rund-180-000-arbeitsplaetze/27381704.html>
- [6] **Buchenau, Martin-W., Menzel, Stefan und Specht, Frank, 13.01.2020:** Umstellung auf E-Mobilität gefährdet 410.000 Arbeitsplätze, Handelsblatt.
<https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/autoindustrie-umstellung-auf-e-mobilitaet-gefaehrdet-410-000-arbeitsplaetze/25405230.html>
- [7] **Becker, Andreas, 24.12.2020 Studie:** Elektromobilität doch kein Jobkiller, Deutsche Welle. <https://www.dw.com/de/studie-elektromobilit%C3%A4t-doch-kein-jobkiller/a-56043272>
- [8] **Fraunhofer ISI:** Langfristszenarien 3, zuletzt aufgerufen am: 24.07.2023.
<https://www.langfristszenarien.de/>
- [9] **Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes NRW:** Vergleich Verbrenner vs. Elektro, zuletzt aufgerufen am: 24.07.2023.
<https://www.elektromobilitaet.nrw/infos/e-auto/vergleich/>
- [10] **Umweltbundesamt:** Emissionsdaten, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023.
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/emissionsdaten>
- [12] **Europäische Umweltagentur (EEA):** Greenhouse gas emissions by source sector, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ENV_AIR_GGE___custom_4357651/default/table?lang=en
- [13] **Nationale Plattform Zukunft der Mobilität – Arbeitsgruppe 2:** Einsatzmöglichkeiten unter realen Rahmenbedingungen, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/06/NPM-AG-2_Einsatzm%C3%B6glichkeiten-unter-realen-Rahmenbedingungen.pdf
- [14] **SWR:** Stadt setzt auf Nachhaltigkeit – Mainz hat wasserstoffbetriebenes Müllfahrzeug. <https://www.swr.de/swraktuell/rheinland-pfalz/mainz/wasserstoffbetriebenes-muellauto-fuer-mainz-100.html>
- [15] **hessenschau, 15.12.22:** Wiesbaden schafft Wasserstoffbusse ab – und kauft Dieselbusse <https://www.hessenschau.de/wirtschaft/wiesbaden-schafft-wasserstoffbusse-ab--und-kauft-dieselbusse-v4,wasserstoff-busse-wiesbaden-100.html>

- [16] **Plötz et al. (2021):** Infrastruktur für Elektro-Lkw im Fernverkehr Hochleistungsschnelllader und Oberleitung im Vergleich – ein Diskussionspapier. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/BOLD_Truck_charging_discussion%20paper.pdf
- [17] **Prussi et al. (2020):** JEC Well-To-Wheels report v5, EUR 30284 EN. Publications Office of the European Union, Luxembourg. www.doi.org/10.2760/100379
- [18] **TÜV NORD:** Wirkungsgrad, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://www.tuev-nord.de/de/privatkunden/verkehr/auto-motorrad-caravan/elektromobilitaet/wirkungsgrad/>
- [19] **AVL und ZSW (2021):** Systemvergleich zwischen Wasserstoffverbrennungsmotor und Brennstoffzelle im schweren Nutzfahrzeug. e-mobil BW, Stuttgart. https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobilBW-Studie_H2-Systemvergleich.pdf
- [20] **Nationale Plattform Zukunft der Mobilität – AG 5 (2020):** Factsheet »Vehicle to Grid« – Kundennutzen und Netzintegration. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/10/201012_NPM_AG5_V2G_final.pdf
- [21] **Die Autobahn GmbH des Bundes:** eHighway ELISA, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://www.autobahn.de/ehighway-elisa>
- [22] **eHighway.SH:** Der eHighway in Schleswig-Holstein ist betriebsbereit, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://ehighway-sh.de/der-ehighway-in-schleswig-holstein-ist-betriebsbereit/>
- [23] **Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg:** eWayBW, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/politik-zukunft/elektromobilitaet/ewaybw>
- [24] **Nationale Plattform Zukunft der Mobilität – AG 1 (2020):** Infrastrukturkosten für die Investitionen der VMK. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/12/NPM_AG1_Werkstattbericht_Nutzfahrzeuge.pdf
- [25] **Rennert, David, 03.11.2022:** Die größte Emissionsquelle, die in den Klimabilanzen fehlt: Das Militär, Der Standard. <https://www.derstandard.de/story/2000140472629/die-groesste-emissionsquelle-die-in-den-klimabilanzen-fehlt-das-militaer>
- [26] **Bundesministerium für Digitales und Verkehr (2022):** Verkehr in Zahlen 2022/2023. https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2022-2023-pdf.pdf?__blob=publicationFile
- [27] **H₂Mobility:** Keep on rolling – Weiterfahren mit Wasserstoff, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://h2-mobility.de/unsere-tankstellen/>
- [28] **Handwerker, Michael; Wellnitz, Jörg und Marzbani, Hormoz (2021):** Comparison of Hydrogen Powertrains with the Battery Powered Electric Vehicle and Investigation of Small-Scale Local Hydrogen Production Using Renewable Energy Hydrogen, 2, 1, 76–100. <https://doi.org/10.3390/hydrogen2010005>
- [29] **Umweltbundesamt:** Umweltkosten des Verkehrs, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#umweltkosten-des-verkehrs>
- [30] **Ludwig-Bölkow-Systemtechnik und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (2023):** H₂-Infrastruktur für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr. e-mobil BW, Stuttgart. https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/Studie_H2_Infrastruktur_fuer_Nutzfahrzeuge_im_Fernverkehr.pdf



- [31] **Ueckerdt, Falko und Odenweller, Adrian (2023):** E-Fuels: Aktueller Stand und Projektionen. Potsdam Institut für Klimafolgenforschung, Potsdam. https://www.pik-potsdam.de/members/Ueckerdt/E-Fuels_Stand-und-Projektionen_PIK-Potsdam.pdf
- [32] **Kreidelmeyer et al. (2020):** Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Prognos AG, Schweiz. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationpfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile
- [33] **DECHEMA:** NormAKraft – Normkonformität alternativer Kraftstoffe, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://dechema.de/normakraft-path-123211,124930.html>
- [34] **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz:** E-Lkw: Klimafreundlicher Schwerlastverkehr, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://www.bmv.de/faqs/e-lkw-klimafreundlicher-schwerlastverkehr>
- [35] **Staiß et al. (2022):** Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030. Energiesysteme der Zukunft ESYS, acatech, München. <https://www.acatech.de/publikation/wasserstoff/download-pdf?lang=de>
- [36] **Nationale Plattform Zukunft der Mobilität – AG 5 (2021):** Infrastruktur für die Wasserstoffmobilität. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2021/07/NPM_AG5_Infrastrukturen-fuer-Wasserstoffmobilitaet.pdf



WASSERSTOFF
KOMPASS



MOBILITÄT UND TRANSPORT

Schifffahrt





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H₂-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt**
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte der Schifffahrt

- 2 Treibhausgasneutral bis 2050
- 3 Wasserstoffoptionen zur Defossilisierung
- 3 Ökonomische Aspekte
- 3 Versorgungssicherheit
- 3 Endenergiebedarf
- 4 Treibhausgasemissionen

5 Handlungsoptionen (Wasserstoff)

- 5 Wasserstoff in der Schifffahrt
- 9 Ammoniak im Schiffsverkehr
- 12 Methanol im Schiffsverkehr
- 15 Synthetischer Diesel aus Fischer-Tropsch-Synthese

18 Handlungsoptionen (andere Technologien)

- 18 Batterieelektrische Antriebe in der Schifffahrt

20 Literatur

Schifffahrt

- › Im Vergleich zur Land- oder Luftfracht sind die spezifischen CO₂-Emissionen pro Tonnenkilometer in der Überseeschifffahrt deutlich niedriger. Lange Entwicklungszeiträume und Lebensdauer der Schiffe erschweren aber eine schnelle Defossilisierung der Schifffahrt.
- › Eine Elektrifizierung ist aufgrund der niedrigen Energiedichte von Batterien nur über kurze Distanzen möglich. Als alternative Treibstoffe werden vor allem Wasserstoff, Ammoniak und Methanol diskutiert. Da der Einsatz von Flüssigerdgas (LNG) weit verbreitet ist, kommt auch der Einsatz von synthetischem Methan infrage.
- › In der Hochseeschifffahrt wird Wasserstoffantrieben bislang nur wenig Potenzial zugesprochen. Anwendungsszenarien fokussieren sich auf den küstennahen Betrieb und die Binnenschifffahrt.
- › Verstärkt wird auch wieder die Windkraft als alternative Antriebsform, auch für Hybridsysteme, in den Fokus gerückt: Rumpfsegler, Flettner-Rotoren oder Zugdrachen. Erste kommerzielle Anwendungen gibt es bereits.

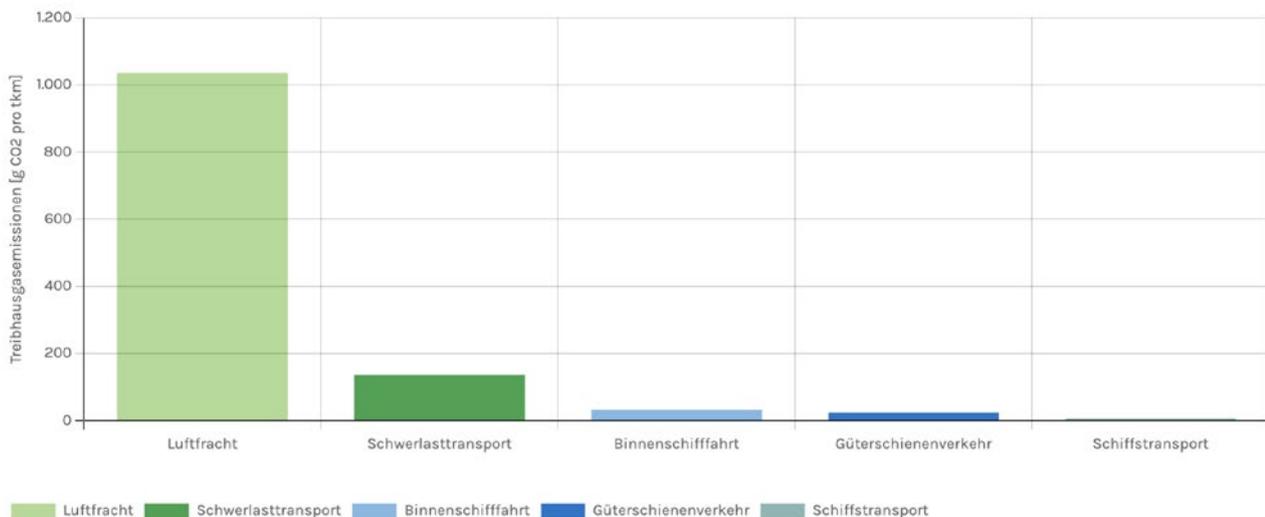
Generelle Aspekte der Schifffahrt

Die Schifffahrt ist das Rückgrat des globalen Handels. Neunzig Prozent des weltweiten Warentransfers erfolgt auf dem Seeweg.^[1] Dabei hat sich die weltweite Verkehrsleistung im Schiffsverkehr seit 1970 etwa verdreifacht. Dabei konnte der gegenüber anderen Transportwegen ohnehin günstige Energiebedarf pro transportierter Tonne vor allem durch größere Schiffe und langsame Reisegeschwindigkeiten (»Slow Steaming«) weiter gesenkt werden.^[2] Dennoch verantwortet der globale Schiffsverkehr circa zwei Prozent aller Treibhausgasemissionen.^[1]

Treibhausgasneutral bis 2050

Im Jahr 2023 verabschiedete die Internationale Seeschiffahrts-Organisation (IMO als Sonderorganisation der Vereinten Nationen) ihre überarbeitete Treibhausgasstrategie und bekannte sich hierin zu dem Ziel, bis 2050 treibhausgasneutral zu werden.^[5] Bereits zum 1. Januar 2020 wurde der globale Schwefelgrenzwert für Schiffe, die außerhalb von Emissionsschutzgebieten verkehren, von dato 3,5 auf 0,5 Prozent reduziert.

Durchschnittliche Treibhausgasemissionen nach Transportoption in der EU im Jahr 2018
in Gramm CO₂ pro Tonnenkilometer^[4]



Diese Anpassung des internationalen Rechtsrahmens hat dazu geführt, dass Schweröl als bisher primär genutzter Energieträger aufgrund seiner hohen Schwefelanteile bedeutend an Attraktivität verliert. So reduzierte sich der Anteil von Schweröl von 2019 gegenüber 2020 um knapp 42 Prozent.^{[5][6]} Ein weiterer wichtiger Schritt war die Aufnahme des Schifffverkehrs in den neuen Emissionshandels (ETS 2) der Europäischen Union (EU).

Gleichzeitig steigt der Anteil der weltweit neu bestellten Schiffe mit alternativen Treibstoffarten sprunghaft an. Im Juni 2022 waren über 33 Prozent der neu bestellten Schiffe für alternative Energieträger ausgelegt – knapp 30 Prozent auf Flüssigerdgas (Liquified Natural Gas – LNG) und jeweils circa 1,5 Prozent auf Methanol und Liquefied Petroleum Gas (LPG).^[7]

Aufgrund dieser und weiterer gesetzlicher Entwicklungen erwartet die Internationale Energieagentur (IEA) in ihrem aktuellen Szenario zur Entwicklung der CO₂-Emissionen einen Rückgang von 706 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2022 auf 605 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2030.^[8]

Wasserstoffoptionen zur Defossilisierung

Die Reduktion der Treibhausgasemissionen wird insbesondere durch den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff und seinen Derivaten erfolgen müssen. Noch wird allerdings erforscht und erprobt, welche klimafreundlichen Schweröialternativen am besten geeignet sind.

Weltweit gibt es hierzu mehr als sechzig Projekte: In Küstennähe werden batterieelektrische Lösungen und gasförmiger Wasserstoff, zum Teil kombiniert mit fossilen Kraftstoffen, favorisiert. Für die Langstrecke ist flüssiger Wasserstoff aufgrund der höheren Energiedichte denkbar.

Auch Ammoniak wird als Schiffstreibstoff erprobt. Der Vorteil: Ammoniak ist leichter lagerbar als Wasserstoff und die volumetrische Energiedichte etwa fünfzig Prozent höher. Der Nachteil: Bei relativ geringer Konzentration ist Ammoniak bereits giftig und brennbar. Da es in Gasform leichter ist als Luft, muss eine entsprechende Entlüftung vorhanden sein.

Methanol ist ein weiterer Ersatzkandidat für fossile Treibstoffe, da heutige Motoren vergleichsweise leicht auf Methanol umgerüstet werden können. Allerdings sind die Energiekosten deutlich höher, da perspektivisch CO₂ aus der Luft gewonnen werden muss.

Ökonomische Aspekte

Die maritime Wirtschaft sicherte in Deutschland 2018 insgesamt circa 450.000 Arbeitsplätze mit einer Wertschöpfung von rund 30 Milliarden Euro bei einem Umsatz von rund 87 Milliarden Euro.^[9]

Historisch betrachtet gibt es eine starke Korrelation zwischen der Entwicklung des Güterverkehrs und dem Wachstum des globalen Bruttoinlandsprodukts (BIP).^[2] Es wird von einem weiteren signifikanten Anstieg des globalen Schiffswarentransports ausgegangen – bis zu einer Verdreifachung im Jahr 2035.^[1] Ebenso wird aller Wahrscheinlichkeit nach die Anzahl von Kreuzfahrtschiffen beziehungsweise Kreuzfahrten weiter steigen.

Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit mit allen relevanten Gütern, auch Energieträgern, ist auf freie Seerouten angewiesen.

Endenergiebedarf

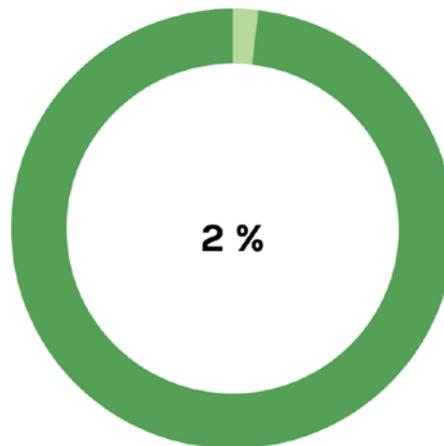
Die weltweite Seeschifffahrt hatte im Jahr 2021 einen Gesamtenergiebedarf von etwa 2.415 Terawattstunden, nahezu vollständig gedeckt durch fossile Energieträger.^[10]

Treibhausgasemissionen

In Summe ist der globale Schiffsverkehr für circa zwei Prozent aller Treibhausgasemissionen verantwortlich.^[1] Im Jahr 2021 waren dies etwa siebenhundert Millionen Tonnen Kohlenstoffdioxid (MtCO₂),^[1] was ungefähr dem Ausstoß Deutschlands im Jahr 2020 entspricht.

Treibhausgasemissionen in Megatonnen CO₂-Äquivalente

Anteil des globalen Schiffsverkehrs an globalen Treibhausgasemissionen (2021).^[1]



 Schiffsverkehr  Rest

AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

> AquaNavis

<https://aquaventus.org/projekt/aquanavis/>

PUBLIKATION

> Wasserstoff-Kompass (2022): Internationale Schifffahrt: Klimaneutrale Antriebe und Treibstoffe.

https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Schiffsverkehr.pdf

Handlungsoptionen Wasserstoff

Wasserstoff in der Schifffahrt

Wie bei Kraftfahrzeugen kann Wasserstoff auch in der Schifffahrt für Brennstoffzellenantriebe genutzt werden. Auch die Direktverbrennung stellt eine technische Option dar. Zwar existieren noch technische Hürden, aber Reedereien im Verbund mit der Forschung streben mittel- bis langfristig die Einhaltung der Treibhausgas-minderungsvorgaben der Internationale Seeschifffahrts-Organisation unter anderem mit Hilfe von Wasserstoff an.^[3]

Voraussetzungen

- › Die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger für die Schifffahrt setzt eine entsprechende Hafeninfrastruktur voraus.
- › Um die benötigten Mengen zur Verfügung zu stellen, ist der Import von Wasserstoff erforderlich.

Vorteile

- › Die Nutzung von Wasserstoff setzt keinerlei Emissionen frei; dies ist vor allem im Hafenumfeld ein wichtiger Aspekt.
- › Sofern der Wasserstoff aus erneuerbaren Energien produziert wird, kann die Schifffahrt, auch unter Berücksichtigung der Wasserstoffherstellung, vollständig emissionsfrei operieren.
- › Die Unterwasserlärmbelastung ist beim Einsatz von Brennstoffzellen niedriger als beim Einsatz von Verbrennungsmotoren.

Nachteile

- › Wasserstoff weist eine relativ geringe volumetrische Energiedichte auf. Um dies zu kompensieren, müssen mit relativ hohen Umwandlungsverlusten eine Verflüssigung oder Komprimierung vorgenommen werden.
- › Die Kosten für die Produktion, den Transport und die Speicherung von Wasserstoff sind im Vergleich zu konventionellen Schiffskraftstoffen hoch. Ohne finanzielle Anreize oder Kompensationen könnte es schwierig werden, Wasserstoff als Energieträger in der Schifffahrt zu etablieren.

Folgen

- › Wasserstoff in der Schifffahrt würde den emissionsfreien Verkehr auf kürzeren Routen erlauben.

Ökonomische Aspekte

Der Preis für schwefelarmes Schweröl (VLSFO – Very Low Sulphur Fuel Oil) belief sich im Juli 2023 aus circa 0,60 Euro je Kilogramm.^[12] Bei heutigen Containerschiffen mit 20.000 und mehr Containerplätzen ergeben sich bei einem Verbrauch von circa 2,7 Liter Schweröl pro Standard-14-Tonnen-Container und 100 Kilometer^[13] Kosten für den Transport von 20.000 Containern etwa 32.000 Euro pro 100 Kilometer.

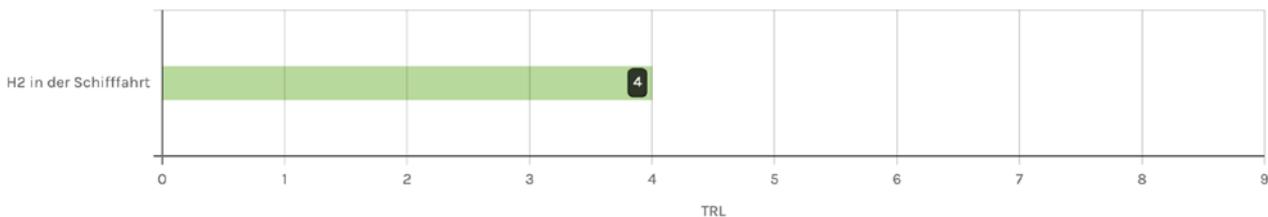
Als Beispielrechnung dient eine Ladung von 10.000 Containern über 10.000 Kilometer bei 0,60 Euro je Kilogramm schwefelarmen Schweröls und 6 Euro je Kilogramm erneuerbaren Wasserstoffs. Perspektivisch werden Preise von unter zwei Euro pro Kilogramm Wasserstoff für realistisch gehalten. Eine Preisparität zu konventionell hergestelltem Wasserstoff besteht, je nach Erzeugungsregion, bereits heute.

Sofern Wasserstoff in einem Verbrennungsmotor mit ähnlichem Wirkungsgrad verwendet würde, ergäben sich bei einem Heizwert von 33,3 Kilowattstunden pro Kilogramm gegenüber Schweröl mit 11 Kilowattstunden pro Kilogramm Mehrkosten für die Wasserstoffnutzung von circa 4 Millionen Euro. Wenn Wasserstoff in einer Brennstoffzelle verwendet würde, die mit einem Wirkungsgrad von circa 70 Prozent wesentlich effizienter ist als ein Schiffsdiesel mit circa 49 Prozent, würde sich der Kostenaufschlag in dem Rechenbeispiel auf 2,8 Millionen Euro reduzieren.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad für die Nutzung von Wasserstoff in der Schifffahrt beträgt sowohl für Brennstoffzellenantriebe als auch für Verbrennungsmotoren 4.^[14]



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

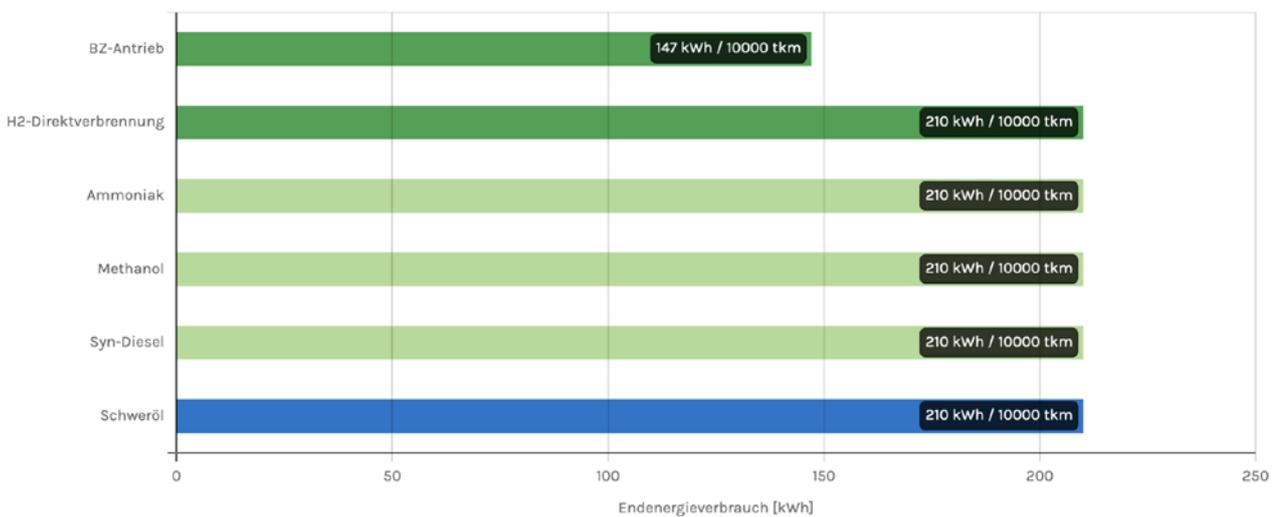


- > Zwischen den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass unterschiedliche Anwendungsfelder weiterhin unterschiedliche Kraftstoffe erfordern, beispielsweise für den Fährbetrieb, die Binnen- oder die Hochseeschifffahrt.
- > Zwischen den Stakeholder*innen bestand weitestgehend Konsens, dass der Einsatz reinen Wasserstoffs auf der Langstrecke eher eine untergeordnete Rolle einnehmen wird. Die Nachteile, insbesondere die geringe volumetrische Energiedichte, gegenüber Wasserstoffderivaten wie Ammoniak und Methanol sind hierfür die Ursache.

Endenergiebedarf

Endenergieverbrauch bezogen auf 10.000 Tonnenkilometer

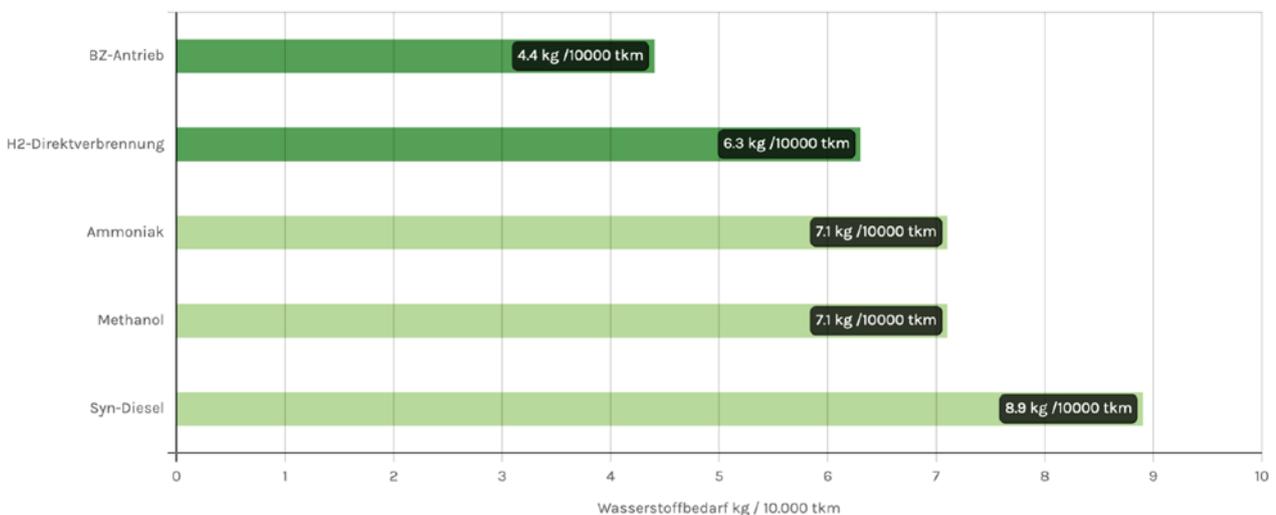
Mit Schweröl betriebene Containerschiffe der größten Klasse haben einen Energieverbrauch pro Tonnenkilometer von 0,021 Kilowattstunden (eigene Berechnung auf Basis der Werte für eines der weltweit größten Containerschiffe).^[20] Sofern Wasserstoff in einem Verbrennungsmotor verwendet würde, wäre der Endenergiebedarf bei gleichem Schiffsdesign und ähnlich hohem Wirkungsgrad unverändert. Beim Einsatz von Wasserstoff in einer Brennstoffzelle würde sich der Endenergiebedarf durch den höheren Wirkungsgrad von 70 Prozent gegenüber 49 Prozent bei Schiffsdiesel auf 0,0147 Kilowattstunden pro Tonnenkilometer reduzieren.



Wasserstoffbedarfe

Wasserstoffbedarf bezogen auf eine Verkehrsleistung von 10.000 Tonnenkilometern

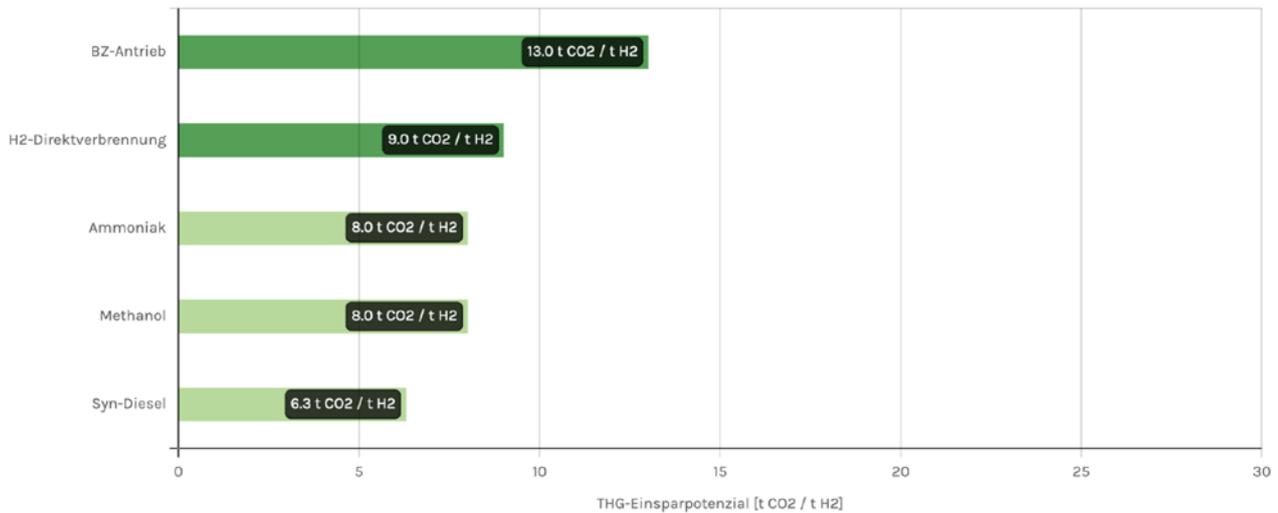
Bei einem Verbrennungsmotor würden pro Tonnenkilometer 0,63 g H₂, in einer Brennstoffzelle würden pro Tonnenkilometer 0,44 g H₂ benötigt.



Minderungspotential

Treibhausgaserminderungspotential in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Bei der Verwendung von Wasserstoff in einem Verbrennungsmotor können bis zu etwa 9 Tonnen CO₂ / t H₂ eingespart werden, bei Nutzung eines Brennstoffzellenantriebs sogar 13 Tonnen CO₂ / t H₂ erhöhen.



Akteur*innen

- > Schiffsbauer
- > Reedereien
- > Häfen

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > AquaNavis
<https://aquaventus.org/projekt/aquanavis/>

MASSNAHME

MASSNAHME

> Förderung der Nutzung von Wasserstoff im Schiffsverkehr

Eine Förderung der Nutzung zielt darauf ab, die Nachfrage zu steigern. Hierfür sind Anpassungen im regulatorischen Rahmen notwendig.

Ammoniak im Schiffsverkehr

Ammoniak ist dank seiner Eigenschaften grundsätzlich als Treibstoff für Verbrennungsmotoren geeignet.

Allerdings ist der Einsatz bisher aufgrund der hohen Zündtemperatur auf Dual-Fuel-Motoren beschränkt, bei denen ein weiterer Treibstoff eingespritzt wird. Die ersten reinen Ammoniakverbrennungsmotoren sind in der Entwicklung und sollen in den nächsten Jahren auf den Markt kommen.^[14]

Voraussetzungen

- › Die Nutzung von Ammoniak als Energieträger für die Schifffahrt setzt eine entsprechende Hafeninfrastruktur voraus.
- › Um die benötigten Mengen zur Verfügung zu stellen, ist der Import von Ammoniak erforderlich.
- › Ammoniak als Gefahrgut stellt hohe Sicherheitsanforderungen an Nutzung und Lagerung, die vorab ausreichend berücksichtigt werden müssen.

Vorteile

- › Ammoniak ist ein bereits heute international gehandeltes Produkt. Es bestehen somit langfristige Erfahrungswerte, gerade auch beim Schifftransport.
- › Ammoniak weist schätzungsweise hohe Kostenvorteile gegenüber anderen erneuerbaren Kraftstoffen auf.

Nachteile

- › Ammoniak weist eine hohe Toxizität auf, was vor allem bei der Nutzung und Lagerung in Häfen umfangreiche Sicherheitsvorkehrungen erfordert.
- › Bei der Verbrennung von Ammoniak können Stickoxide entstehen. Diese können aber effektiv über die Behandlung der Abgase minimiert werden.

Folgen

- › Ein verstärkter Einsatz in der Schifffahrt würde in Konkurrenz zur Düngemittelproduktion stehen, für die der Großteil der jährlich produzierten rund 180 Millionen Tonnen Ammoniak bisher verwendet wird.

Ökonomische Aspekte

Ein Kilogramm Ammoniak wurde für etwa 0,45 Euro je Kilogramm im Juli 2023 gehandelt.^{[15][21]} Dies entspricht voraussichtlich nicht dem zukünftigen Preis von importiertem grünem Ammoniak.

Der Preis für schwefelarmes Schweröl (VLSFO – Very Low Sulphur Fuel Oil) belief sich im Juli 2023 auf circa 0,60 Euro je Kilogramm.^[12] Bei heutigen Containerschiffen mit 20.000 und mehr Containerplätzen ergeben sich bei einem Verbrauch von circa 2,7 Liter Schweröl pro Standard-14-Tonnen-Container und 100 Kilometer^[13] Kosten für den Transport von 20.000 Containern etwa 32.000 Euro pro 100 Kilometer.

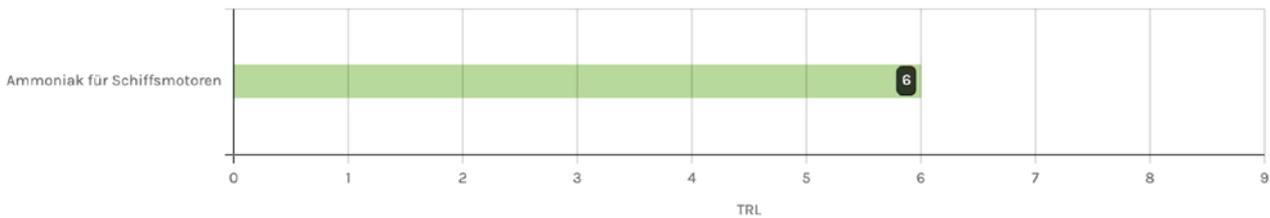
Als Beispielrechnung dient eine Ladung von 10.000 Containern über 10.000 Kilometer bei 0,60 Euro je Kilogramm schwefelarmen Schweröls und 0,45 Euro je Kilogramm Ammoniak. Es wird von einem vergleichbaren Wirkungsgrad ausgegangen.

Bei einem vergleichbaren mit Ammoniak betriebenen Containerschiff würden sich bei einer Energiedichte von 5,2 Kilowattstunden pro Kilogramm gegenüber Schweröl mit 11 Kilowattstunden pro Kilogramm Mehrkosten für den Treibstoff von circa 950.000 Euro ergeben.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad für die Nutzung von Ammoniak in Verbrennungsmotoren als alternativer Kraftstoff in der Schifffahrt beträgt 6.^[14]



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

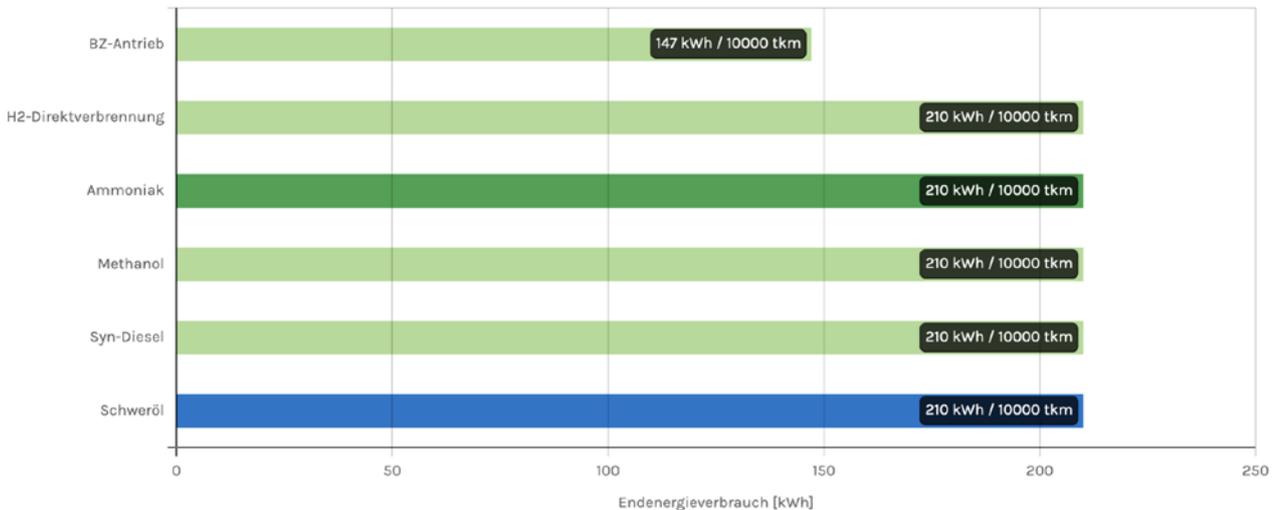
> Die Stakeholder*innen waren sich einig, dass Ammoniak aufgrund seiner Effizienz ein guter Kraftstoff für die Hochseeschifffahrt darstellt, sofern die sicherheitsrelevanten Herausforderungen berücksichtigt werden.

Endenergiebedarf

Endenergieverbrauch bezogen auf 10.000 Tonnenkilometer

Mit Schweröl betriebene Containerschiffe der größten Klasse haben einen Energieverbrauch pro Tonnenkilometer von 0,21 Kilowattstunden.

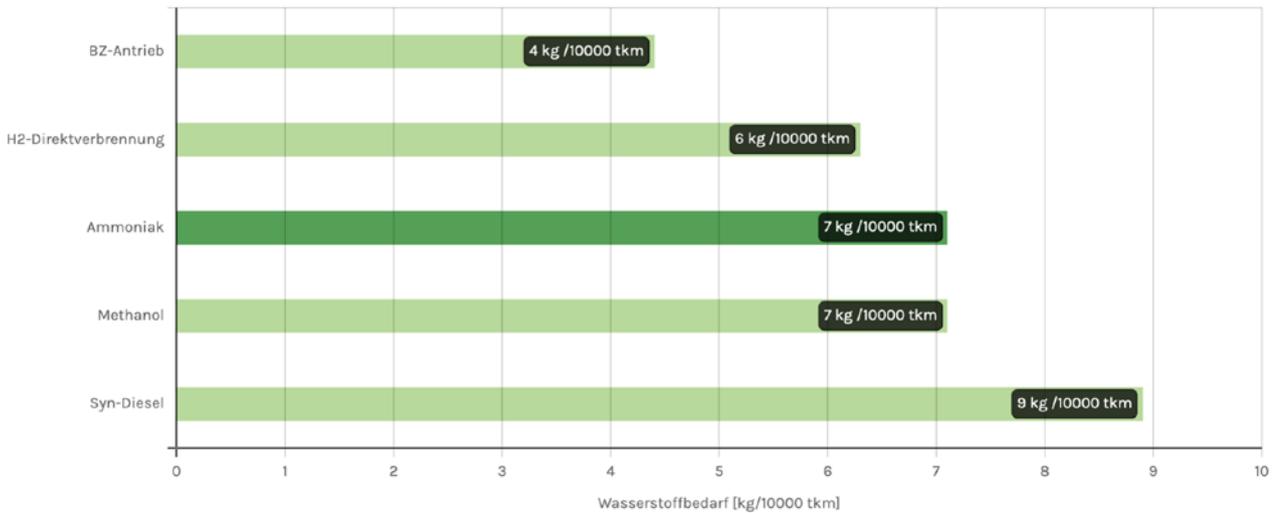
Bei Ammoniak als Treibstoff in einem Verbrennungsmotor wäre der Endenergiebedarf bei gleichem Schiffsdesign und ähnlich hohem Wirkungsgrad unverändert.



Wasserstoffbedarfe

Wasserstoffbedarf bezogen auf eine Verkehrsleistung von 10.000 Tonnenkilometern

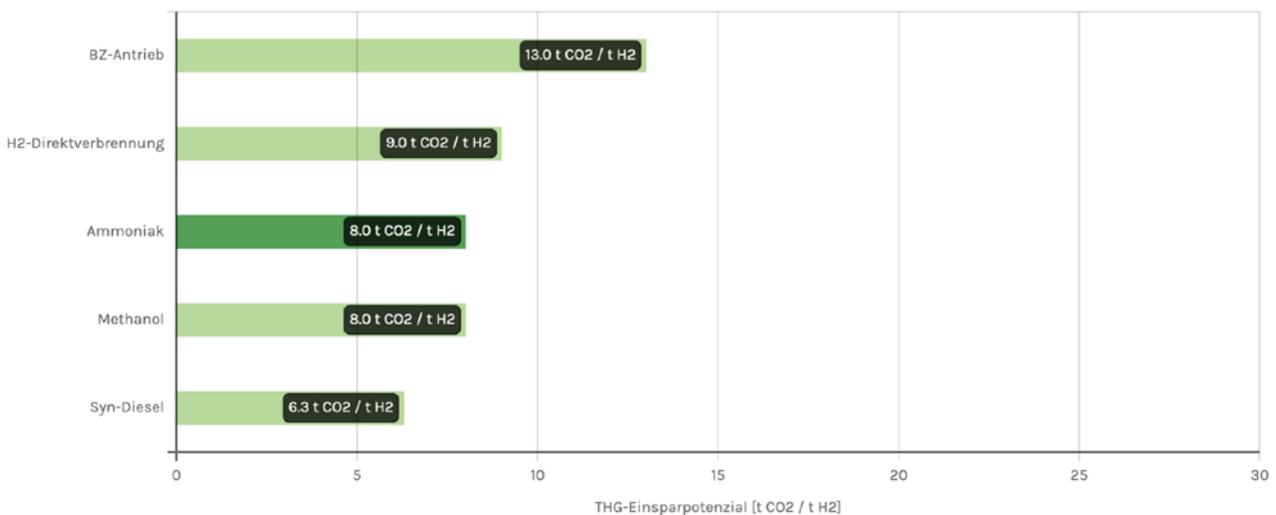
Pro Tonnenkilometer würden umgerechnet 0,71 Gramm H₂ benötigt. Dieser Wert ist vergleichbar dem von Methanol.



Minderungspotential

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Schiffe mit Brennstoffzellenantrieben können gegenüber Schweröl betriebenen Schiffen der gleichen Klasse 13 Tonnen CO₂ / t H₂ einsparen



Akteur*innen

- > Schiffsbauer
- > Reedereien
- > Häfen

MASSNAHME

MASSNAHME

> Förderung der Nutzung von Ammoniak im Schiffsverkehr

Eine Förderung der Nutzung zielt darauf ab, die Nachfrage zu steigern. Hierfür wären Anpassungen im regulatorischen Rahmen notwendig.

Methanol im Schiffsverkehr

Aufgrund seiner Eigenschaften ist Methanol grundsätzlich als Treibstoff für Verbrennungsmotoren in der Schifffahrt geeignet. Der Wirkungsgrad bewegt sich im Bereich von fünfzig Prozent, vergleichbar mit Flüssiggasantrieben.^[14] Es existieren bereits erste kommerziell verfügbare 2-Takt-Dieselmotoren und 4-Takt-Ottomotoren. In den kommenden Jahren ist mit weiteren Modellen auf dem Markt zu rechnen.

Voraussetzungen

- > Die Nutzung von Methanol als Energieträger für die Schifffahrt setzt eine entsprechende Hafeninfrastruktur voraus.
- > Um die benötigten Mengen zur Verfügung zu stellen, ist der Import von Methanol erforderlich.

Vorteile

- > Methanol ist deutlich einfacher in der Handhabung als Ammoniak, das ebenfalls als alternativer Kraftstoff im Schiffsverkehr infrage kommt.
- > Methanol kann als Drop-In-Fuel bei LNG-Schiffen genutzt werden.

Nachteile

- > Methanol ist teurer als Ammoniak. Allerdings ist in der Nachrüstung der Wechsel zu Methanol absehbar mit geringeren Investitionen verbunden.

Ökonomische Aspekte

Ein Kilogramm Methanol kostete circa 0,40 Euro je Kilogramm im Juli 2023.^[16] Dies entspricht voraussichtlich nicht dem zukünftigen Preis für importiertes grünes Methanol.

Der Preis für schwefelarmes Schweröl (VLSFO – Very Low Sulphur Fuel Oil) belief sich im Juli 2023 aus circa 0,60 Euro je Kilogramm.^[12] Bei heutigen Containerschiffen mit 20.000 und mehr Containerplätzen ergeben sich bei einem Verbrauch von circa 2,7 Liter Schweröl pro Standard-14-Tonnen-Container und 100 Kilometer^[13] Kosten für den Transport von 20.000 Containern etwa 32.000 Euro pro 100 Kilometer.

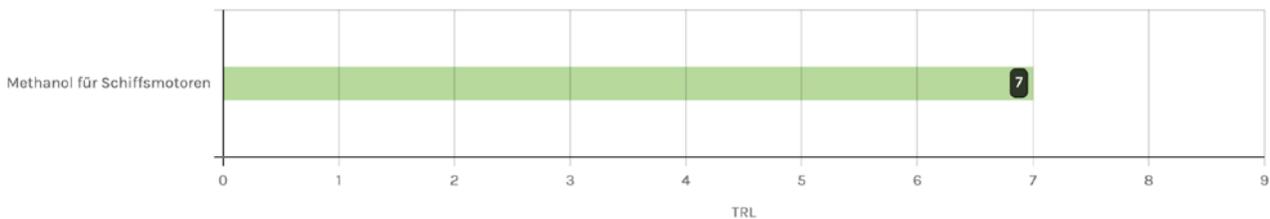
Als Beispielrechnung dient eine Ladung von 10.000 Containern über 10.000 Kilometer bei 0,60 Euro je Kilogramm schwefelarmen Schweröls und 0,40 Euro je Kilogramm Methanol. Es wird von einem vergleichbaren Wirkungsgrad ausgegangen.

Bei einem vergleichbaren, mit Methanol betriebenen Containerschiff würden sich bei einer Energiedichte von 5,5 Kilowattstunden pro Kilogramm gegenüber Schweröl mit 11 Kilowattstunden pro Kilogramm Treibstoffmehrkosten von circa 540.000 Euro ergeben.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad für die Nutzung von Methanol in Verbrennungsmotoren in der Schifffahrt beträgt 7.^[14]

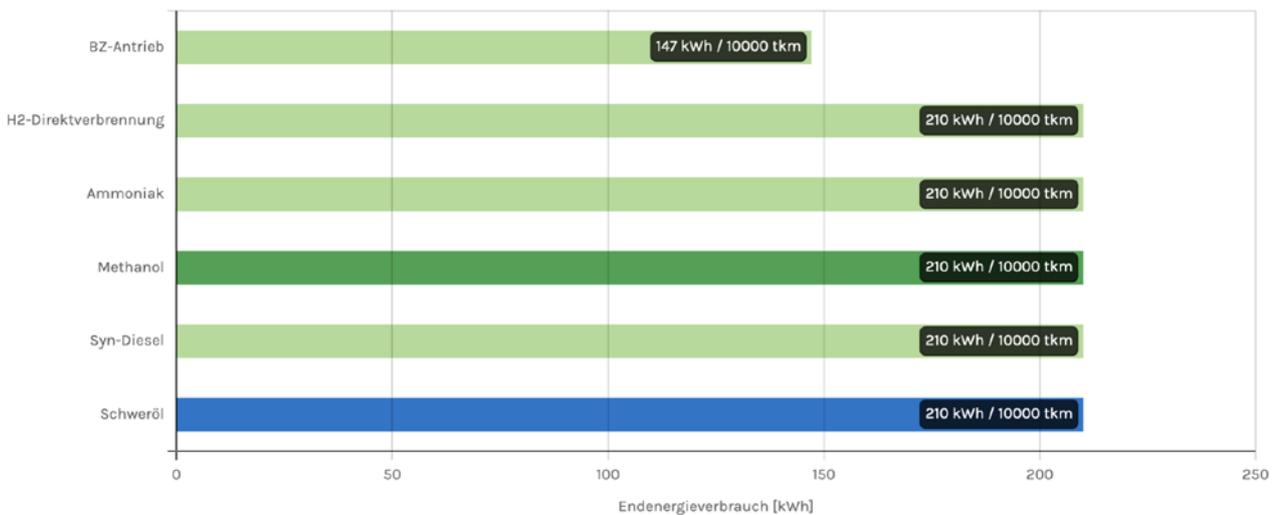


Endenergiebedarf

Endenergieverbrauch bezogen auf 10.000 Tonnenkilometer pro Kilowattstunde

Mit Schweröl betriebene Containerschiffe der größten Klasse haben einen Energieverbrauch pro Tonnenkilometer von 0,021 Kilowattstunden.

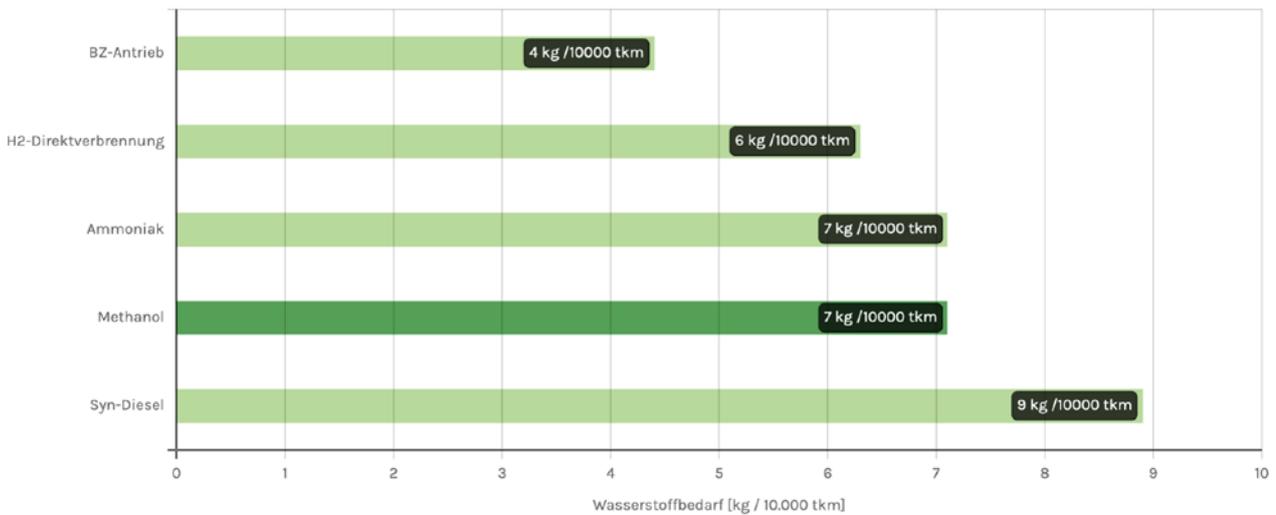
Bei Methanol als Treibstoff in einem Verbrennungsmotor wäre der Endenergiebedarf bei gleichem Schiffsdesign und ähnlich hohem Wirkungsgrad unverändert.



Wasserstoffbedarfe

Wasserstoffbedarf bezogen auf eine Verkehrsleistung von 10.000 Tonnenkilometer text="Pro Tonnenkilometer würden umgerechnet 0,71 Gramm H₂ benötigt. Dieser Wert ist vergleichbar dem von Ammoniak.

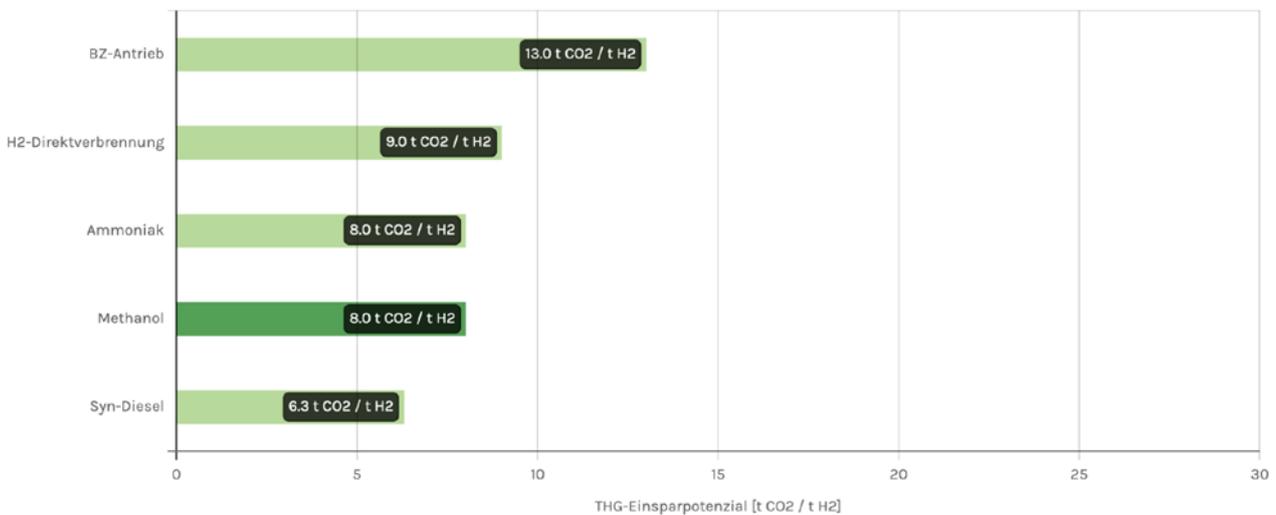
Pro Tonnenkilometer würden umgerechnet 0,71 Gramm H₂ benötigt. Dieser Wert ist vergleichbar dem von Ammoniak.



Minderungspotential

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Durch Nutzung von klimaneutral erzeugtem Methanol können 8 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂ eingespart werden.



Akteur*innen

- > Schiffsbauer
- > Reedereien
- > Häfen

MASSNAHME

MASSNAHME

> Förderung der Nutzung von Methanol im Schiffsverkehr

Eine Förderung der Nutzung zielt darauf ab, die Nachfrage zu steigern. Hierfür wären Anpassungen im regulatorischen Rahmen notwendig.

Synthetischer Diesel aus Fischer-Tropsch-Synthese

Zur Defossilisierung der Schifffahrt ist auch der Einsatz synthetisch hergestellten Diesels eine Option. Dieser wird per Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt. Die stofflichen Eigenschaften von konventionellem beziehungsweise fossilem Schiffsdiesel können durch dieses Verfahren weitestgehend nachgebildet werden. Gleichwohl gibt es derzeit noch keine nennenswerten Produktionskapazitäten für synthetischen Diesel.^[14]

Voraussetzungen

> Um signifikante Mengen synthetischen Diesel zur Verfügung stellen zu können, wäre ein erheblicher Aufbau entsprechender Erzeugungskapazitäten notwendig.

Vorteile

> Die Fischer-Tropsch-Synthese ist ein etabliertes Verfahren in der Chemie.
> Ein Großteil der globalen Bestandsschiffsflotte könnte mit synthetischem Diesel betrieben werden.

Nachteile

> Synthetische Kraftstoffe sind bezüglich ihres energetischen Gesamtwirkungsgrads vergleichsweise ineffizient.

Ökonomische Aspekte

Ein Kilogramm synthetischer Diesel kostet circa 4,5 Euro je Kilogramm.

Der Preis für schwefelarmes Schweröl (VLSFO - Very Low Sulphur Fuel Oil) belief sich im Juli 2023 auf circa 0,60 Euro je Kilogramm.^[12] Bei heutigen Containerschiffen mit 20.000 und mehr Containerplätzen ergeben sich bei einem Verbrauch von circa 2,7 Liter Schweröl pro Standard-14-Tonnen-Container und 100 Kilometer^[13] Kosten für den Transport von 20.000 Containern etwa 32.000 Euro pro 100 Kilometer.

Als Beispielrechnung dient eine Ladung von 10.000 Containern über 10.000 Kilometer bei 0,60 Euro je Kilogramm schwefelarmen Schweröls und 4,5 Euro je Kilogramm synthetischen Diesels. Es wird von einem vergleichbaren Wirkungsgrad ausgegangen.

Bei synthetischem Diesel mit einem Heizwert von 11,5 Kilowattstunden pro Kilogramm würden sich gegenüber Schweröl mit 11 Kilowattstunden pro Kilogramm Treibstoffmehrkosten von circa 9,9 Millionen Euro ergeben.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad für die Nutzung von Syn-Diesel) in der Schifffahrt beträgt 4.^[14]

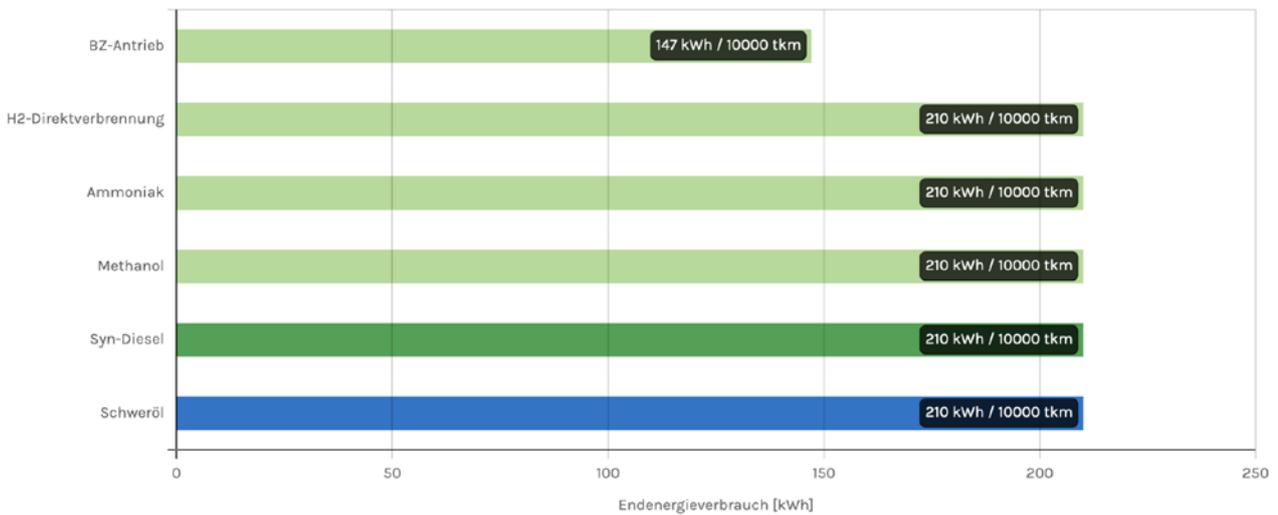


Endenergiebedarf

Endenergieverbrauch bezogen auf Tonnenkilometer pro Kilowattstunde

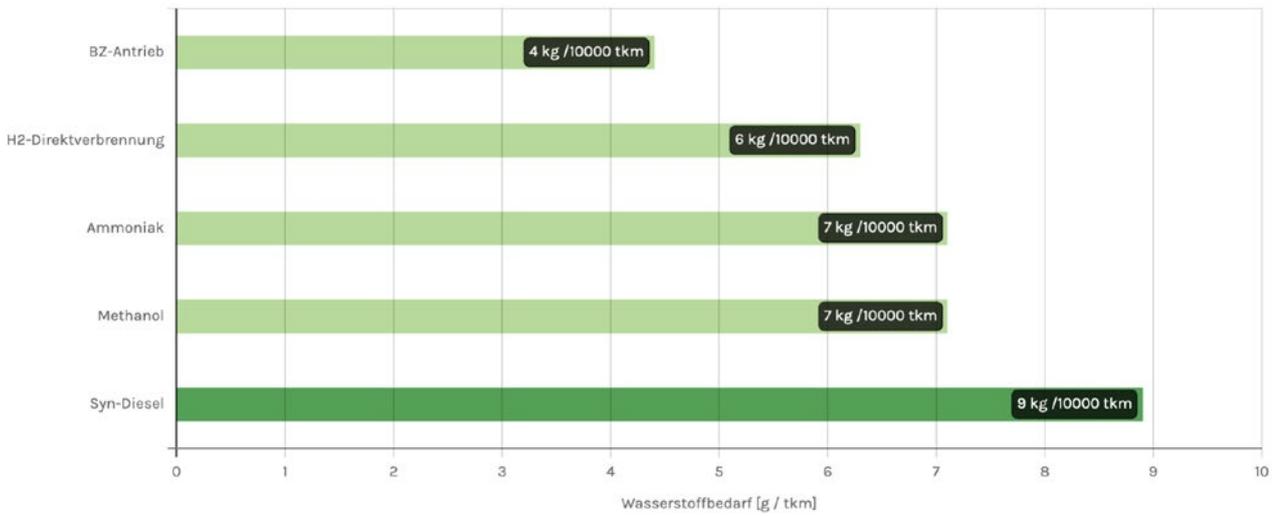
Mit Schweröl betriebene Containerschiffe der größten Klasse haben einen Energieverbrauch pro Tonnenkilometer von 0,021 kWh.

Bei Syn-Diesel als Treibstoff in einem Verbrennungsmotor wäre der Endenergiebedarf bei gleichem Schiffsdesign und ähnlich hohem Wirkungsgrad unverändert.



Wasserstoffbedarfe

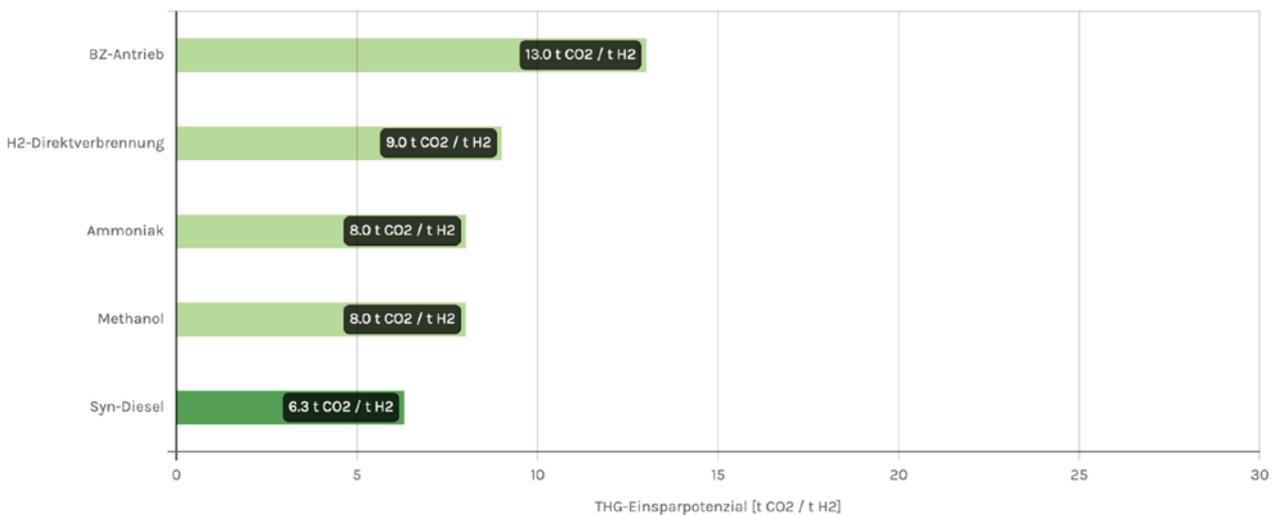
Wasserstoffbedarf bezogen auf eine Verkehrsleistung von 100 Tonnenkilometern
 Pro Tonnenkilometer würden umgerechnet 0,89 g H₂ benötigt.



Minderungspotential

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Schiffe mit synthetischem Diesel können gegenüber mit Schweröl betriebenen Schiffen der gleichen Klasse 6,3 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂ einsparen.



Akteur*innen

- > Raffinerien
- > Reedereien
- > Schiffsbauer
- > Häfen

MASSNAHME
MASSNAHME
**> Förderung der Nutzung von synthetischem Diesel
 im Schiffsverkehr**

Eine Förderung der Nutzung zielt darauf ab, die Nachfrage zu steigern. Hierfür wären Anpassungen im regulatorischen Rahmen notwendig.

Handlungsoptionen Andere Technologien

Batterieelektrische Antriebe in der Schifffahrt

Durch Fortschritte in der Batterietechnologie ist der kommerzielle Einsatz als Option zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in der Schifffahrt denkbar. Stand Juli 2023 existiert weltweit mit der Yara Birkeland ein rein batterieelektrisch angetriebenes Containerschiff.^[17] Mit einer Kapazität von 120 Containern, was gegenüber 20.000 Containern der Neopanamax-Klasse jedoch vergleichsweise gering erscheint, wird es seit 2022 in einem Zweijahres-Testbetrieb eingesetzt. Ferner existieren wenige weitere Autofähren mit batterieelektrischem Antrieb, die allerdings nicht in der Hochseeschifffahrt eingesetzt werden, sondern in Küstennähe, wo vergleichsweise geringe Batteriekapazitäten ausreichen.

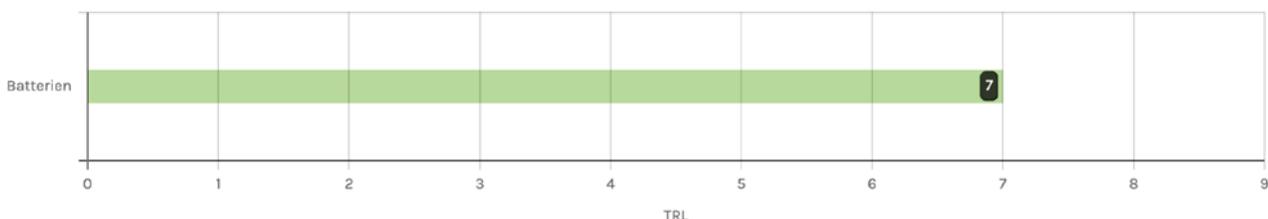
Voraussetzungen

> Gegebenenfalls sind Anpassungen der hafenseitigen Strominfrastruktur notwendig, um die Batterien der Schiffe laden zu können.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad für die Nutzung von Batterien in der Schifffahrt beträgt 7.^[19]



Vorteile

- › Sofern der Strom für das Laden der Batterien aus erneuerbaren Energien produziert wird, kann die Schifffahrt unter Berücksichtigung der Stromerzeugung vollständig emissionsfrei operieren.
- › Die Unterwasserlärmbelastung ist beim Einsatz von Batterien niedriger als beim Einsatz von Verbrennern.
- › Die Technologieoption ist bereits einsatzreif und auf kürzeren Strecken sowohl wirtschaftlich als auch praktikabel (die Batterien können während eines durchschnittlichen Aufenthalts am Hafen vollständig geladen werden).^[18]

Nachteile

- › Durch die geringe Energiedichte werden großvolumige Batterien benötigt, um genügend Energie vorhalten zu können. Dies führt zu geringeren Frachtkapazitäten.

Akteur*innen

- › Schiffsbauer
- › Reedereien
- › Häfen

Literatur

- [1] **Baumann et al. (2021):** IEA's Hydrogen TCP Task 39 Hydrogen in the Maritime – Final Report, International Energy Agency. <https://www.ieahydrogen.org/tasks-reports/>
- [2] **Wasserstoff-Kompass (2022):** Internationale Schifffahrt- Klimaneutrale Antriebe und Treibstoffe. acatech und DECHEMA, Berlin. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Schiffsverkehr.pdf
- [3] **International Maritime Organization:** International Maritime Organization (IMO) adopts revised strategy to reduce greenhouse gas emissions from international shipping, zuletzt aufgerufen am: 07.08.2023. <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/pages/Revised-GHG-reduction-strategy-for-global-shipping-adopted.aspx>
- [4] **European Environmental Agency:** Rail and waterborne – best for low-carbon motorised transport, zuletzt aufgerufen am: 04.07.2023. <https://www.eea.europa.eu/publications/rail-and-waterborne-transport>
- [5] **International Maritime Organization (2021):** Energy Efficiency of Ships – Report of fuel oil consumption data submitted to the IMO Ship Fuel Oil Consumption, Database in GISIS (Reporting year: 2019). <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Air%20pollution/MEPC%2076-6-1%20-%202019%20report%20of%20Fuel%20Oil%20Consumption%20Data%20submitted%20to%20the%20IMO%20Ship%20Fuel%20Oil%20Consumption%20Database%20in%20GISIS.pdf>
- [6] **International Maritime Organization (2021):** Energy Efficiency of Ships – Report of fuel oil consumption data submitted to the IMO Ship Fuel Oil Consumption, Database in GISIS (Reporting year: 2020). <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Air%20pollution/MEPC%2077-6-1%20-%202020%20report%20of%20fuel%20oil%20consumption%20data%20submitted%20to%20the%20IMO%20Ship%20Fuel%20Oil%20Consumption%20Database%20in%20GISIS.pdf>
- [7] **Det Norske Veritas – DNV (2022):** Maritime Forecast to 2050. <https://www.dnv.com/maritime/publications/maritime-forecast-2022/download-the-report.html>
- [8] **IEA:** International Shipping – CO₂ emissions, zuletzt aufgerufen am: 09.08.2023. <https://www.iea.org/energy-system/transport/international-shipping>
- [9] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2021):** Maritime Wirtschaft – Lebensader im Welthandel. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Infografiken/Schlaglichter/2021/07/download-maritime-wirtschaft.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [10] **IEA:** Scaling up low-carbon fuels is the key to decarbonising international shipping, zuletzt aufgerufen am: 30.06.2023. <https://www.iea.org/reports/international-shipping>
- [11] **Crippa et al. (2022):** CO₂ emissions of all world countries – 2022 Report, EUR 31182 EN, Publications Office of the European Union, 32–33. <https://dx.doi.org/10.2760/07904>
- [12] **Ship & Bunker:** VLSFO - Global 20 Ports Average, zuletzt aufgerufen am: 01.08.2023. <https://shipandbunker.com/prices/av/global/av-g20-global-20-ports-average#VLSFO>

- [13] Zellbeck, Hans (2017): Zukunft Energie Zukunft – Energiefragen im 21. Jahrhundert, Technische Universität Dresden, Lehrstuhl Verbrennungsmotoren. https://tu-dresden.de/bu/verkehr/iad/lvm/ressourcen/dateien/publikationen-wissenschaftliche-arbeiten/oeffentliche-vortraege/20170703-Mobil_mit_Energie.pdf?lang=de
- [14] Ramboll (2021): Kraftstoffanalyse in der Schifffahrt nach Segmenten Abschlussbericht. <https://dmz-maritim.de/wp-content/uploads/2022/06/20220601-Kraftstoffanalyse-in-der-Schifffahrt-nach-Segmenten-final.pdf>
- [15] S&P Global Commodity Insights, Interactive: Ammonia price chart, zuletzt aufgerufen am: 10.08.2023. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/051023-interactive-ammonia-price-chart-natural-gas-feedstock-europe-usgc-black-sea#article0>
- [16] Methanex: About Methanol – Current Posted Prices, zuletzt aufgerufen am: 10.08.2023. <https://www.methanex.com/about-methanol/pricing/>
- [17] Doll, Scooter, 25.08.2021: World's first autonomous, 7MWh electric cargo ship to make voyage with zero crew onboard, electrek. <https://electrek.co/2021/08/25/worlds-first-autonomous-7mwh-electric-cargo-ship-to-make-voyage-with-zero-crew-onboard/>
- [18] Klimareporter: Batterien lohnen sich selbst bei Containerschiffen, zuletzt aufgerufen am: 31.07.2023. <https://www.klimareporter.de/verkehr/batterien-lohnen-sich-selbst-bei-containerschiffen>
- [19] Kersey, Jessica; Popovich, Natalie D. und Phadke, Amol A. (2022): Rapid battery cost declines accelerate the prospects of all-electric interregional container shipping, Nature Energy, 7, 664-674. <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01065-y>
- [20] Preuß, Olaf, 17.04.2010: »Elly Maersk« – an Bord des größten Containerschiffs der Welt, Hamburger Abendblatt. <https://www.abendblatt.de/region/article106514532/Elly-Maersk-an-Bord-des-groessten-Containerschiffs-der-Welt.html>
- [21] Business Analytiq: zuletzt aufgerufen am 01.12.2023. <https://businessanalytiq.com/procurementanalytics/index/ammonia-price-index/>



WASSERSTOFF
KOMPASS



MOBILITÄT UND TRANSPORT

Luftverkehr





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H₂-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt
- Luftverkehr**
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte der Luftfahrt

- 2 Besondere Herausforderungen bei der Defossilisierung
- 3 Ökonomische Aspekte
- 3 Versorgungssicherheit
- 4 Endenergiebedarf
- 4 Treibhausgasemissionen
- 5 Wasserstoffbedarfe

5 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- 5 Nicht-CO₂-Effekte
- 5 Speicherung, Transport und Sicherheit
- 6 Energieträger im Vergleich
- 6 Technische Fragestellungen

7 Handlungsoptionen (Wasserstoff)

- 7 Brennstoffzellenelektrische Flugzeuge
- 12 Wasserstoff-Flugzeugturbine
- 15 CO₂-neutrales Kerosin im Flugverkehr

21 Handlungsoptionen (andere Technologien)

- 21 Batterieelektrische Flugzeuge
- 23 Flugroutenoptimierung

25 Literatur

Luftverkehr

- › Die Defossilisierung des Luftverkehrs ist besonders herausfordernd, da hier weite Strecken zurückgelegt werden und das zur Verfügung stehende Gewicht für Treibstoff oder Batterien eingeschränkt ist.
- › Zusätzlich machen Nicht-CO₂-Effekte einen Großteil des Treibhauseffekts aus. Diese können auch nur teilweise durch die Wahl einer alternativen Antriebsart vermieden werden.
- › Technologische Lösungen umfassen batterieelektrische Antriebe sowie erneuerbar gewonnene Energieträger wie Wasserstoff und nachhaltige Flugtreibstoffe (Sustainable Aviation Fuel – SAF).

Generelle Aspekte der Luftfahrt

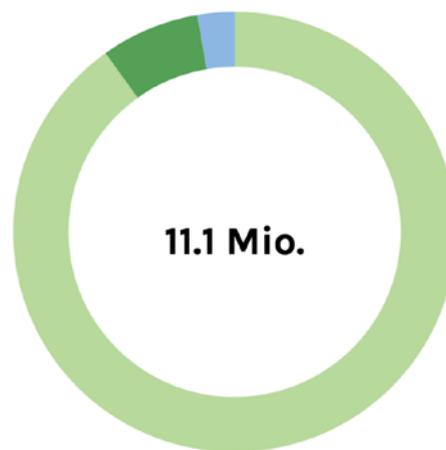
Der Luftverkehr ist in den vergangenen Jahrzehnten enorm gewachsen – in Europa wuchs die Anzahl der Flüge um durchschnittlich vier Prozent pro Jahr.^[1] Die Corona-Pandemie hat dieses Wachstum abrupt gestoppt, aber für Deutschland geht der Bundesverband der Deutschen Luftverkehrswirtschaft langfristig von einem dynamischen Wachstum aus. Entwicklungen wie ein verstärktes Klimabewusstsein, bessere Schnell- und Nachtzugverbindungen, mehr Remote-Treffen sowie gestiegene Energiepreise könnten die Wachstumsraten zumindest abschwächen.

Besondere Herausforderungen bei der Defossilisierung

Der Luftverkehr betrifft überwiegend die Passagierbeförderung. Im Jahr 2019 waren von den 11,1 Millionen Flügen in Europa 90 Prozent Passagier-, 3 Prozent Fracht- und 7 Prozent Businessflüge.^[1]

Verteilung der Flüge in Europa 2019

Anzahl an Flügen, die in Europa abgeflogen sind.^[1]



Passagierflüge Businessflüge Frachtflüge

Trotz der ständigen Effizienzsteigerung der Flugzeuge hat sich der Kraftstoffbedarf dabei zwischen 1990 und 2018 mehr als verdoppelt. Haupttreiber dafür ist der internationale Flugverkehr, insbesondere bei Flugdistanzen von 1.000 bis 5.000 Kilometern. In diesem Segment haben sich die Flugzeugkilometer zwischen 1990 und 2018 nahezu vervierfacht.^[3]

Die besondere Herausforderung bei der Defossilisierung der Luftfahrt ist einerseits ihre starke internationale Prägung und andererseits die Bedeutung nationaler Rechtsprechungen. Beispielsweise wird nur der nationale Luftverkehr im deutschen Klimaschutzgesetz betrachtet und internationale Flüge sind gemäß internationalen Abkommen von allen Steuern befreit. Dies macht eine effiziente und wirtschaftlich tragfähige Defossilisierung des Flugsektors komplex.

Darüber hinaus müssen alternative Energieträger höchste Sicherheitsanforderungen erfüllen und gleichzeitig eine hohe gravimetrische und volumetrische Energiedichte aufweisen, um auch Langstreckenflüge zu ermöglichen.

Zusätzlich verursachen Flugzeuge Kondensstreifen und NO_x-emissionen und tragen damit zum Treibhauseffekt bei. Diese Emissionen würden bei den heutigen Flugzeugmustern und Antriebstechniken auch nach Umstieg auf CO₂-neutrales Kerosin weiter auftreten.

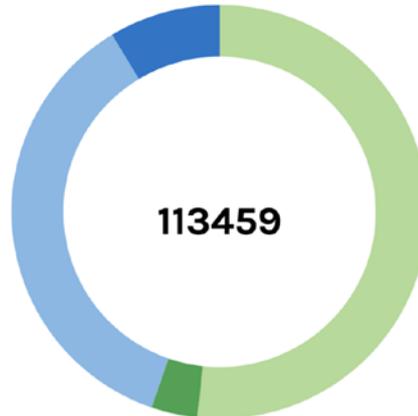
Diese Nicht-CO₂-Effekte haben einer aktuellen Studie zufolge eine doppelt so hohe Klimawirkung wie das ausgestoßene CO₂.^[2]

Mit Blick auf die angestrebte Klimaneutralität liegt hier also eine doppelte Herausforderung vor: Zum einen ist es nicht klar, wie stark technische Lösungen wie biogene oder synthetische Kraftstoffe zur Klimaneutralität beitragen können. Zwar legen neue Forschungsergebnisse nahe, dass die Nicht-CO₂-Effekte bei biogenen oder synthetischen Kraftstoffen geringer ausfallen würden.^[6] Doch eine tatsächliche Klimaneutralität ist ohne Kompensationsmaßnahmen nach aktuellem Kenntnisstand nicht zu erreichen. Zum anderen erhöht das erwartete starke Wachstum den Druck, besonders schnell klimaschonende Lösungen in die Anwendung zu bringen.

Ökonomische Aspekte

Die Luftfahrt ist ein relevanter Beschäftigungsfaktor in Deutschland. Allerdings gehen Zahlen der verschiedenen Quellen deutlich auseinander. 2014 waren nach der Bundesagentur für Arbeit 113.450 Personen sozialversicherungspflichtig in der Luftverkehrsbranche beschäftigt.^[7]

Beschäftigte in der Luftfahrt nach Bereich
nach Bundesagentur für Arbeit in 2014 ^[7]



Personenbeförderung in der Luftfahrt Güterbeförderung in der Luftfahrt ohne Raumfahrt Betrieb von Flughäfen und Landeplätzen für Flugzeuge
Erbringung von sonst. Dienstleistungen für die Luftfahrt (Schleppen)

Nach Angaben des Bundesverbands der Deutschen Luftverkehrswirtschaft sichert die Luftfahrt aktuell über 684.000 direkte und indirekte Arbeitsplätze.^[8]

Der Umsatz der Luftfahrt in Deutschland betrug zwischen 2012 und 2019 zwischen 12 und 14,5 Milliarden Euro und entsprach 2019 0,36 Prozent des Bruttoinlandsprodukts.^{[9][10]}

Versorgungssicherheit

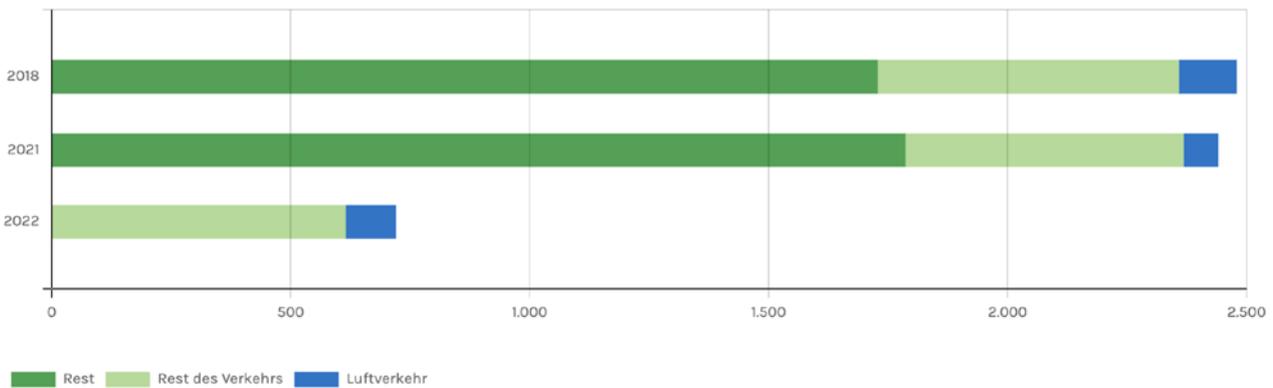
Der breite Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe hätte im Vergleich zur aktuellen Situation keine grundlegende Änderung der Energieimportabhängigkeit Deutschlands zur Folge. Eine Teilelektrifizierung würde wiederum den Primärenergiebedarf und somit die Energieimportabhängigkeit Deutschlands verringern.

Endenergiebedarf

Die Luftfahrt wurde durch die Pandemie besonders stark beeinträchtigt und ist noch nicht wieder auf repräsentative Zahlen zurückgekehrt. Daher werden hier neben den aktuellen auch die Zahlen für 2018 angegeben. Im Jahr 2018 wurden in Deutschland 121 Terawattstunden Kerosin verbraucht, was fünf Prozent des Endenergieverbrauchs entspricht.^[13]

Endenergieverbrauch

Anteil des Luftverkehrs am deutschen Endenergieverbrauch im Jahr 2018, 2021 sowie 2022 in TWh.^{[13] [25]} (Der Gesamtendenergieverbrauch ist für 2022 noch nicht bekannt.)

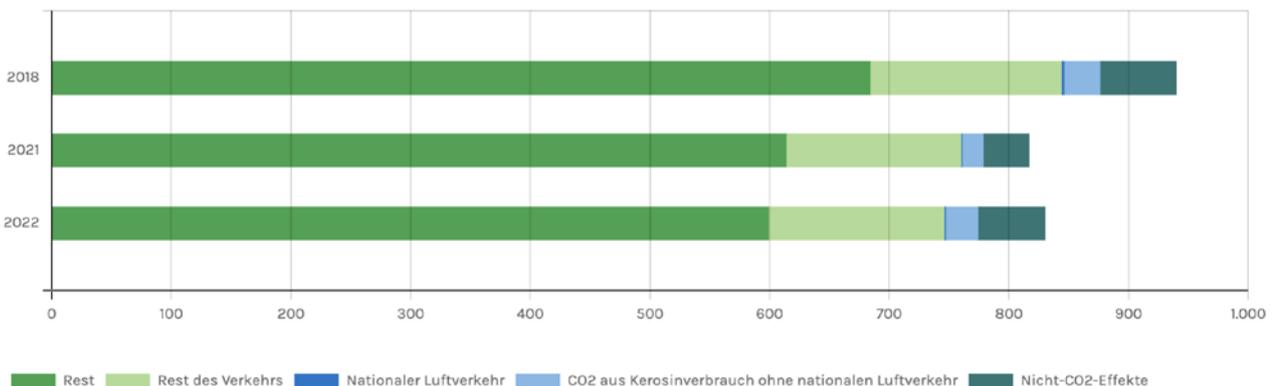


Treibhausgasemissionen

Der nationale Luftverkehr trägt im Jahr 2022 etwa eine Million Tonnen CO₂-Äquivalente (Äq.) und im Jahr 2018 etwa 2 Millionen Tonnen CO₂-Äq. zu den nationalen Treibhausgasemissionen bei.

Treibhausgasemissionen

Anteil des nationalen Luftverkehrs sowie des CO₂-Ausstoßes vom verbrauchten Kerosin an den deutschen Treibhausgasemissionen in Millionen Tonnen CO₂-Äq.^{[3] [13] [25] [38]} Die Nicht-CO₂-Effekte wurden als doppelt so groß wie der CO₂-Ausstoß angenommen.^[2]



Wasserstoffbedarfe

Zukünftige Bedarfe von Wasserstoff und aus Wasserstoff gewonnenem E-Kerosin lassen sich aufgrund der verschiedenen technischen Optionen für die Luftfahrt noch nicht abschließend einschätzen.

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Nicht-CO₂-Effekte

- › Wie stark ist die Klimawirkung von Nicht-CO₂-Effekten (vor allem Kondensstreifen-Zirren, NO_x)?
- › Wie wirken sich synthetische Kraftstoffe auf die Bildung von Kondensstreifen-Zirren und NO_x-Emissionen aus?
- › Welche anderen Maßnahmen können ergriffen werden, um diese Effekte abzufedern?
- › Wie lassen sich Wettervorhersagen verbessern, sodass Regionen mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Bildung von Kondensstreifen-Zirren umflogen werden können?
- › Welche Maßnahmen beim Flugverkehrsmanagement und bei der Flugplanung können die Klimawirkung des Luftverkehrs reduzieren? Insbesondere könnte überprüft werden, inwieweit Flüge tagsüber stattfinden können, um Kondensstreifen-Zirren mit kühlender Wirkung zu kreieren.
- › Wie wirken sich neue Technologien auf die Schallemissionen insbesondere bei Start und Landung aus?

Speicherung, Transport und Sicherheit

- › Wie kann Wasserstoff an Bord eines Flugzeugs sicher und platzeffizient gespeichert werden?
- › Wie können Flughafenprozesse inklusive Betankung sicher gestaltet werden?
- › Wie kann ein initiales Netz zur Betankung von Flugzeugen mit alternativen Energieträgern geschaffen werden? Welche Standorte sind dafür besonders geeignet?
- › Machbarkeitsstudien: Für beispielhafte Flughäfen sollte geprüft werden, ob ausreichende Netzkapazitäten zur Versorgung von batterie- oder wasserstoffbetriebenen Flugzeugen zur Verfügung stehen. Aufgrund kurzer Umschlagzeiten sind hohe Ladeleistungen und kurze Tankzeiten (Kompressorleistung und Hochdruck-Puffertank) notwendig.

- › Wie kann die Infrastruktur am Flughafen bei einer sich verändernden Flugzeugflotte mitwachsen?
- › Welche Protokolle müssten erarbeitet und welche Vorgänge müssten bei Unfällen beachtet werden?
- › Inwieweit können Book-and-Claim oder der Handel von Zertifikaten einen physischen Transport von alternativen Kraftstoffen ersetzen?

Energieträger im Vergleich

- › Was sind die Anwendungsbereiche heute und in Zukunft für batterieelektrisches, wasserstoffbasiertes oder E-Fuel-basiertes Fliegen?
- › Wie können verschiedene Technologien angemessen miteinander verglichen werden, um die Klimawirkung sinnvoll zu bepreisen?
- › Welche Distanzen sollten mit Flugzeugen zurückgelegt werden und wo gäbe es Alternativen?

Technische Fragestellungen

- › Wie müssten Turbinen gestaltet werden, dass sie entweder reinen oder beigemischten Wasserstoff verbrennen können?
- › Wie müssten Turbinen für E-Kerosin optimiert werden, sodass dieses möglichst effizient verbrannt wird?
- › Wie kann die Bestandsflugzeugflotte nach- beziehungsweise umgerüstet werden, um alternative Energieträger zu nutzen?
- › Bei der Bereitstellung großer Mengen Wasserstoff bei gleichmäßig hohem Druck an verschiedenen Gates: Wird ein zentraler Kompressor genutzt? Wie können Druckleitungen sicher ausgelegt werden? Wie kann eine Leckage detektiert werden? Sind Nachverdichter an den Gates sinnvoll?

PUBLIKATION

- › Wasserstoff-Kompass (2022): Klimaneutralität in der Luftfahrt.
https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Meta-Analyse_Flugverkehr_.pdf

Handlungsoptionen Wasserstoff

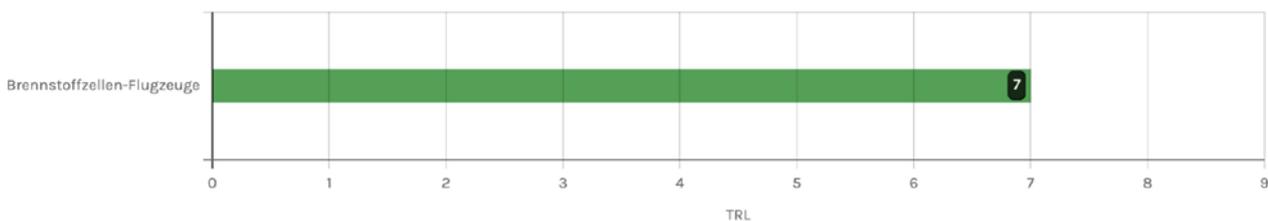
Brennstoffzellenelektrische Flugzeuge

Strom zum Betrieb von Elektromotoren in Flugzeugen kann aus Wasserstoff in Brennstoffzellen erzeugt werden. Um Volumen zu sparen, wird dabei der Wasserstoff in flüssiger Form, bei unter minus 250 Grad Celsius, in einem Tank an Bord mitgeführt. Mithilfe eines brennstoffzellenelektrischen Antriebs können sowohl CO₂- als auch Nicht-CO₂-Effekte vermieden werden.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad von brennstoffzellenelektrischen Flugzeugen liegt zwischen 7 und 8 (erfolgreiche Testflüge).^{[18] [34]}



Voraussetzungen

- › Eine entsprechende H₂-Infrastruktur muss auf ausreichend vielen Flughäfen vorhanden sein.
- › Wasserstoff muss ausreichend dicht und sicher an Bord des Flugzeugs gespeichert werden, was eine Anpassung oder Überarbeitung des Flugzeugdesigns erfordert.
- › Musterzulassungen sind erforderlich für neue Flugzeugdesigns sowie neue Komponenten.
- › Die Leistung und Leistungsdichte von Brennstoffzellen müssen ausreichend erhöht werden (auf über 2 Megawatt pro Tonne), um Startgewichte zu ermöglichen, die mit den angestrebten Kapazitäten und Reichweiten übereinstimmen.
- › Im Vergleich zum straßengebundenen Verkehr, wo der Einsatz von Brennstoffzellen fortgeschritten ist, müssen Brennstoffzellen im Luftverkehr für niedrigen Sauerstoff-Partialdruck und Ansaugtemperaturen bis zu minus 50 Grad Celsius angepasst werden.

Vorteile

- › Die Energiedichte von H₂ ist höher als bei Batterien und dementsprechend ist die Reichweite höher. Zum Beispiel sind Brennstoffzellen-Flugzeuge für 2027 mit 1.800 Kilometer Reichweite und 40 bis 80 Sitzplätzen ^[19] oder für 2035 mit 1.800 Kilometer Reichweite und bis 100 Sitzplätzen geplant. ^[22]
- › Ein Elektroantrieb beseitigt die CO₂-Emissionen sowie die Nicht-CO₂-Effekte (NO_x und Kondensstreifen). Der von der Brennstoffzelle erzeugte Wasserdampf hat eine sehr geringe Klimawirkung.
- › Elektroantriebe werden innovative und effizientere Flugzeugsdesigns ermöglichen.

Nachteile

- › Die volumetrische Energiedichte ist niedriger als bei Kerosin und begrenzt das Einsatzfeld voraussichtlich auf Kurz- und Mittelstreckenflüge. Die höhere Effizienz von Elektroantrieben und entsprechend auch effizienteren Flugzeugdesigns kompensieren zum Teil die relative niedrige volumetrische Energiedichte von Wasserstoff.
- › Wasserstoff als brennbares Gas erfordert entsprechende Sicherheitsstandards.
- › Drucktanks lassen sich nur schwer in aktuelle Flugzeugdesign integrieren.
- › Flüssigtanks sind in der Entwicklung anspruchsvoll und weisen einen Technologiereifegrad von circa 6 auf. ^[20]

Folgen

- › Anwohner*innen werden entlastet, da elektrische Motoren deutlich leiser als konventionelle Verbrenner sind.
- › Es können neue Flugzeiten ermöglicht werden, die aktuell aufgrund des Lärmschutzes nicht möglich wären.

Ökonomische Aspekte

Für einen brennstoffzellenelektrischen Viersitzer werden Treibstoffkosteneinsparungen von 30 Prozent und Gesamtkosteneinsparungen von 40 Prozent gegenüber einem konventionellen Viersitzer prognostiziert. ^[14]

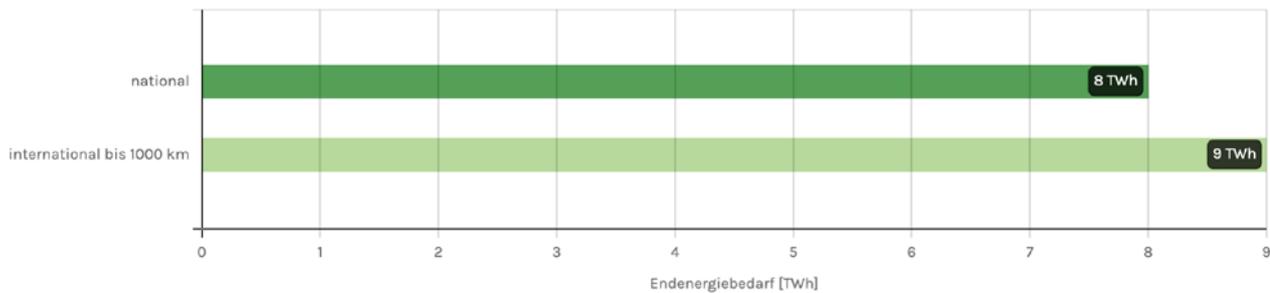
Endenergiebedarf

Durch Modellierung wurde die Verkehrsleistung (in Personenkilometer) für 2018 in national, international bis 1.000, zwischen 1.000 und 5.000, zwischen 5.000 und 10.000 sowie über 10.000 Kilometer Flugdistanz aufgeteilt. ^[3] Mit Reichweiten von bis zu 1.800 Kilometer könnten Brennstoffzellenelektrische Flugzeuge nationale und internationale bis 1.000 Kilometer Flugdistanz ersetzen.

Im Jahr 2018 haben diese Flüge 17 Terawattstunden Kerosin verbraucht. ^[3] 8 Terawattstunden fielen bei nationalen Flügen und 9 Terawattstunden bei internationalen Flügen bis 1.000 Kilometer Flugdistanz an.

Endenergiebedarf

von nationalen und internationalen Flügen bis 1.000 km Flugdistanz im Jahr 2018.



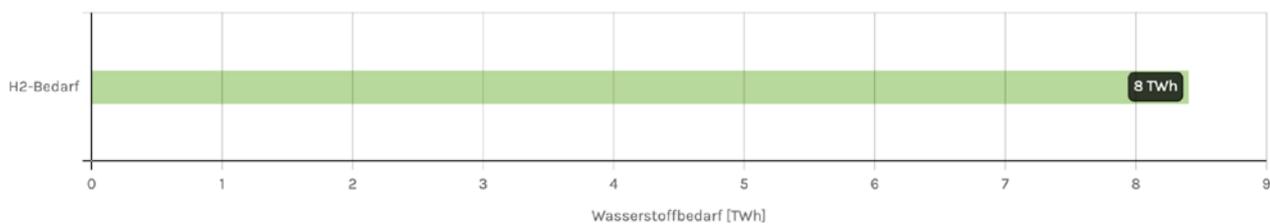
Wasserstoffbedarfe

Ein theoretisches Konzept für ein brennstoffzellenelektrisches Flugzeug mit einer Kapazität von 75 Passagieren, einer Reichweite von 1.500 Kilometern und einem Verbrauch von 0,79 Kilogramm H₂ pro 100 Personenkilometer wurde entwickelt.^[42]

Im Jahr 2018 machten nationale und internationale Flüge bis 1.000 Kilometer Flugdistanz 32 Milliarden RPK aus.^[3] Mit dem theoretischen brennstoffzellenelektrischen Flugzeugskonzept^[42] würde dies 8,4 Terawattstunden H₂ entsprechen.

Wasserstoffbedarfe

bei brennstoffzellenelektrischen Flugzeugen für alle Strecken bis 1.000 Kilometer, gemäß einem theoretischen Flugzeugskonzept.^[42]



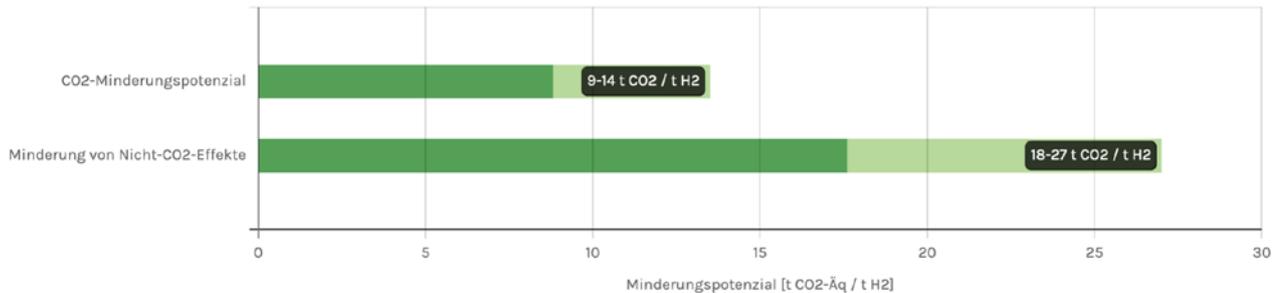
Minderungspotential

Es können 8,8 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂ eingespart werden.^[42] Mit Berücksichtigung von Nicht-CO₂-Effekten, die beim brennstoffzellenelektrischen Fliegen verhindert werden, steigt das Minderungspotenzial auf bis zu 26,4 Kilogramm CO₂-Äquivalente pro Kilogramm H₂.

Das Minderungspotenzial steigt bei kleineren Flugzeugen. Für einen Viersitzer können 13,5 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂ beziehungsweise 40,5 Kilogramm CO₂-Äquivalente pro Kilogramm H₂ mit Berücksichtigung von Nicht-CO₂-Effekten eingespart werden. (Eigene Berechnung aus dem Vergleich zwischen einem konventionellen^[33] und einem geplanten brennstoffzellenelektrischen Viersitzerflugzeug.^[14])

Minderung des Erwärmungseffekts in Tonnen CO₂-Äquivalent pro Tonne Wasserstoff

Die CO₂-Minderungspotenzial von brennstoffzellenelektrischen Flugzeugen liegt zwischen 8,8 und 13,5 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂. Die Minderungspotenzial von den Nicht-CO₂-Effekte, die mit brennstoffzellenelektrischen Flugzeugen beseitigt werden, liegt zwischen 26,4 und 40,5 Kilogramm CO₂-Äquivalente pro Kilogramm H₂.



Akteur*innen

- > Brennstoffzellenhersteller
- > Elektroantriebhersteller
- > Flugzeugbauer
- > Flugsicherung und Luftfahrtbehörden (Zulassungen)
- > Fluglinien
- > Flughäfen

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > Hydrogen Aviation Lab <https://www.lufthansa-technik.com/en/hydro-lab>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Steuerliche Bevorzugung von Wasserstoff

Kerosin ist in Europa und weltweit nahezu vollständig steuerbefreit. Wenn Wasserstoff als Alternative in der Luftfahrt etabliert werden soll, sollte dieser daher auch steuerbefreit werden.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesministerium für Digitales und Verkehr
- > Europäische Union

MASSNAHME**> Internationale Harmonisierung**

Der nationale Anteil des Flugverkehrs ist gering und verliert zunehmend an Bedeutung. Für die Einführung alternativer Kraftstoffe ist daher eine internationale Koordination und Harmonisierung mit Blick auf die finanziellen, regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen notwendig.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Digitales und Verkehr
- > Europäische Union

MASSNAHME**> Book and Claim**

Book and Claim bezeichnet ein Accounting-System, mit welchem Emissionen weltweit verrechnet werden können. Der Grundgedanke dieses Systems ist es, dass es nicht sinnvoll wäre, nachhaltigen Kraftstoff an einem Ort zu erzeugen und dann weltweit zu transportieren, wenn dieser auch lokal verbraucht werden kann. So könnte klimaneutraler Kraftstoff außerhalb von Europa beziehungsweise an europäischen Orten mit hohem Erneuerbare-Energien-Potenzial erzeugt und verbraucht werden. Die eingesparten Treibhausgasemissionen wiederum könnten international gehandelt werden. Eine Kopplung mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union wäre gegebenenfalls möglich beziehungsweise sollte angestrebt werden.

INITIATOREN

- > Internationale Zivilluftfahrtorganisation (International Civil Aviation Organization, ICAO),
- > Bundesministerium für Digitales und Verkehr
- > Europäische Union

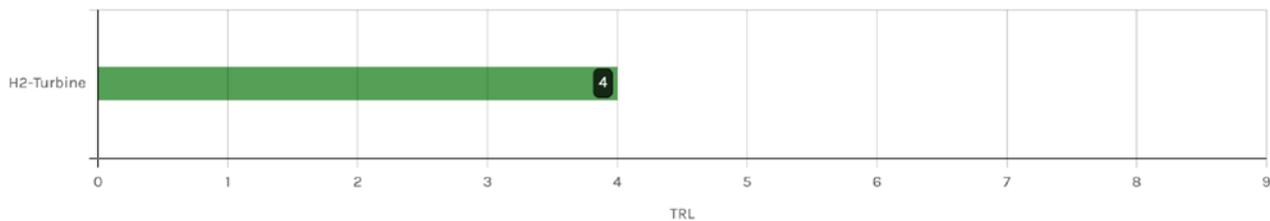
Wasserstoff-Flugzeugturbine

Wasserstoff (H₂) kann als Kraftstoff in Flugzeugturbinen verwendet werden. Dabei wird zumeist flüssiger Wasserstoff im Flugzeug gespeichert und die Energie in einer H₂-Turbine thermisch umgesetzt.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad von Wasserstoff-Flugzeugturbinen liegt bei 4.^[34]



Voraussetzungen

- › Eine entsprechende H₂-Infrastruktur muss an ausreichend vielen Flughäfen vorhanden sein.
- › Der H₂ muss ausreichend dicht und sicher an Bord des Flugzeugs gespeichert werden, was eine Anpassung oder Überarbeitung des Flugzeugdesigns erfordert.
- › Musterzulassungen sind erforderlich für neue Flugzeugdesigns sowie neue Komponenten.

Vorteile

- › Eine direkte Verwendung von H₂ in Turbinen ist effizienter als eine Umwandlung zu synthetischem Kerosin, dessen Bereitstellung 45 Prozent mehr Strom als die von flüssigem H₂ benötigt.^[21]
- › Es wird kein CO₂ in der Prozesskette freigesetzt.

Nachteile

- › Bei der Nutzung einer Turbine entstehen Nicht-CO₂-Effekte. Insbesondere können NO_x-Emissionen höher als bei Kerosin sein.
- › Die volumetrische Energiedichte von H₂ begrenzt das Einsatzfeld voraussichtlich auf Flüge bis circa 3.700 Kilometer.^[22]
- › Wasserstoff als brennbares Gas (in Verbindung mit Sauerstoff) erfordert entsprechende Sicherheitsstandards.
- › Drucktanks lassen sich nur schwer in das aktuelle Design von Flugzeugen integrieren.
- › Flüssigtanks sind in der Entwicklung anspruchsvoll und weisen einen TRL von circa 6 auf.^[20]
- › Neue Flugzeugdesigns und -bauteile erfordern Typzulassungen.

Folgen

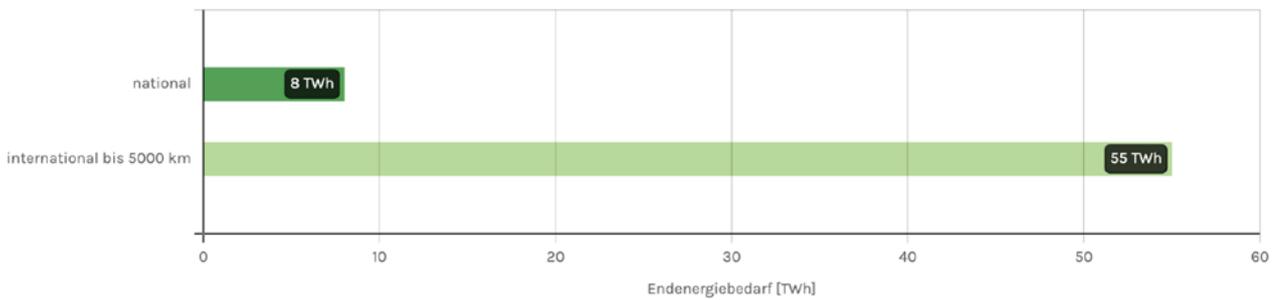
> Strecken bis circa 3.700 Kilometer können mit Flugzeugen ohne antriebsbedingte CO₂-Emissionen geflogen werden.^[22]

Endenergiebedarf

Durch Modellierung wurde die Verkehrsleistung (in Personenkilometer) für 2018 in national, international bis 1.000, zwischen 1.000 und 5.000, zwischen 5.000 und 10.000 sowie über 10.000 Kilometer Flugdistanz aufgeteilt.^[3] Die Reichweite H₂-Turbinenflugzeugen von bis zu 3.700 Kilometer betreffen die Kategorien nationale und internationale Flüge bis 5.000 Kilometer Flugdistanz.

Im Jahr 2018 haben diese Flüge 63 Terawattstunden Kerosin verbraucht.^[3] 8 Terawattstunden fielen bei nationalen Flügen und 55 Terawattstunden bei internationalen Flügen bis 5.000 Kilometer Flugdistanz an.

Endenergiebedarf



Wasserstoffbedarfe

Um alle Flüge bis 5.000 Kilometer Distanz mit H₂-Turbinen zu absolvieren, würden 63 Terawattstunden H₂ benötigt, sofern die gleiche Effizienz wie bei Kerosinturbinen angenommen wird.

Wasserstoffbedarfe

bei H₂-Turbinen-Flugzeugen für alle Strecken bis 5.000 Kilometer.

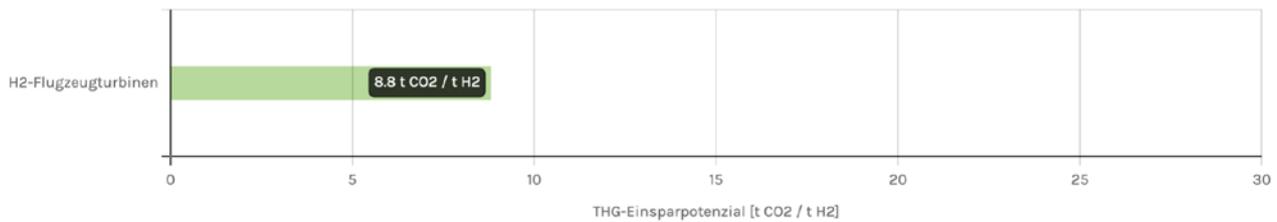


Minderungspotential

Es können 8,8 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂ eingespart werden. Nicht-CO₂-Effekte werden bei H₂-Flugzeugturbinen nicht komplett verhindert.

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

bei H₂-Turbinen-Flugzeugen, sofern die gleiche Effizienz wie bei Kerosinturbinen angenommen wird.



Akteur*innen

- > Turbinenhersteller
- > Flugzeugbauer
- > Flugsicherung und Luftfahrtbehörden (Zulassungen),
- > Fluglinien
- > Flughäfen

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > Erprobung von Wartungs- und Bodenprozessen für wasserstoffbetriebene Flugzeuge
<https://www.lufthansa-technik.com/en/hydro-lab>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Steuerliche Bevorzugung von Wasserstoff

Kerosin ist in Europa und weltweit nahezu vollständig steuerbefreit. Wenn Wasserstoff als Alternative in der Luftfahrt etabliert werden soll, sollte dieser daher auch steuerbefreit werden.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz,
- > Bundesministerium für Digitales und Verkehr
- > Europäische Union

MASSNAHME

> Internationale Harmonisierung

Der nationale Anteil des Flugverkehrs ist gering und verliert zunehmend an Bedeutung. Für die Einführung alternativer Kraftstoffe ist daher eine internationale Koordination und Harmonisierung mit Blick auf die finanziellen, regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen notwendig.

INITIATOR

- > Bundesministerium für Digitales und Verkehr

MASSNAHME

> Book and Claim

Book and Claim bezeichnet ein Accounting-System, mit welchem Emissionen weltweit verrechnet werden können. Der Grundgedanke dieses Systems ist es, dass es nicht sinnvoll wäre, nachhaltigen Kraftstoff an einem Ort zu erzeugen und dann weltweit zu transportieren, wenn dieser auch lokal verbraucht werden kann. So könnte klimaneutraler Kraftstoff außerhalb von Europa beziehungsweise an europäischen Orten mit hohem Erneuerbare-Energien-Potenzial erzeugt und verbraucht werden. Die eingesparten Treibhausgasemissionen wiederum könnten international gehandelt werden. Eine Kopplung mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union wäre gegebenenfalls möglich beziehungsweise sollte angestrebt werden.

INITIATOREN

- > Internationale Zivilluftfahrtorganisation (International Civil Aviation Organization, ICAO),
- > Bundesministerium für Digitales und Verkehr
- > Europäische Union

CO₂-neutrales Kerosin im Flugverkehr

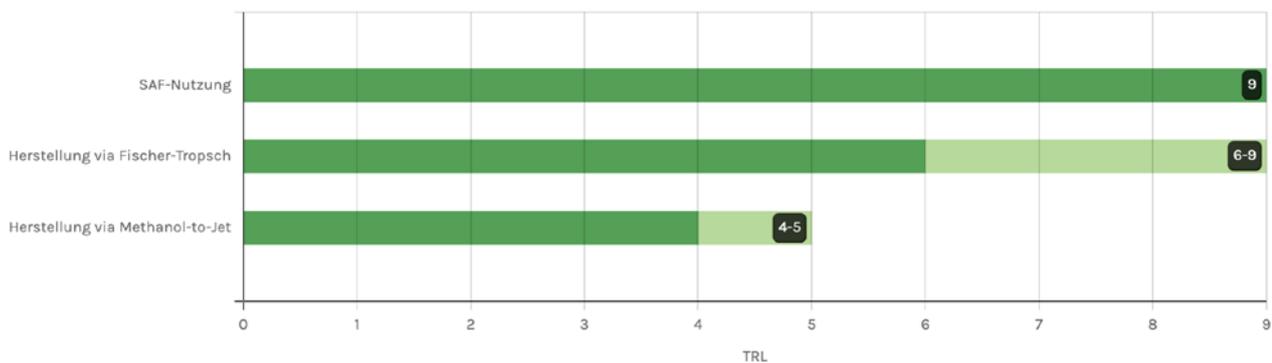
Bei der Herstellung von CO₂-neutralem Kerosin, auch nachhaltige Flugtreibstoffe (Sustainable Aviation Fuel – SAF) genannt, wird dieselbe Menge an CO₂ aus der Atmosphäre entzogen, wie bei der Verbrennung später in konventionellen Flugzeugen wieder ausgestoßen wird. Die Nicht-CO₂-Effekte bleiben bestehen.

SAF kann entweder aus CO₂ und H₂ (synthetisches Kerosin durch das Fischer-Tropsch- oder Methanol-to-Jet-Verfahren) oder aus Biomasse hergestellt werden. Eine aktuelle Studie geht davon aus, dass der Bedarf an CO₂-neutralem Kerosin im Jahr 2050 mit zwei Prozent Biokerosin gedeckt wird.^[23]

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad der Nutzung von SAF in konventionellen Flugzeugen liegt bei 9, da SAF fast identisch zu konventionellem Kerosin ist. Der Technologiereifegrad der Herstellung von synthetischen Kerosin durch Fischer-Tropsch- oder Methanol-to-Jet-Verfahren liegt zwischen 6 und 9 beziehungsweise 5 und 6.



Voraussetzungen

- › Der Atmosphäre entzogenes CO₂ muss in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen.

Vorteile

- › Synthetisches Kerosin kann CO₂-neutral im Flugverkehr eingesetzt werden, sofern der für die Synthese notwendige Kohlenstoff zuvor der Atmosphäre entzogen wurde.
- › Synthetisches Kerosin verbrennt sauberer als fossiles Kerosin. Daher werden auch die Nicht-CO₂-Effekte teilweise reduziert.
- › Vorhandene Infrastruktur und Bestandsflugzeugflotten können ohne oder mit minimalen Anpassungen weiterverwendet werden.
- › Die hohe Energiedichte und hohe Sicherheit von Kerosin im Flugverkehr bleiben erhalten.

Nachteile

- › Die Strom-zu-Kerosin-Kette ist weniger energieeffizient als die Strom-zu-H₂-Kette oder die Direktelektrifizierung.
- › Die verfügbare Menge an Biomasse ist begrenzt. Die Produktion von Biokerosin konkurriert mit anderen Anwendungen wie der Nahrungsmittelproduktion oder der chemischen Industrie.
- › Die Produktion von Biokerosin benötigt inklusive Pflanzenanbau eine siebzigmal größere Nettofläche als die Produktion von synthetischem Kerosin, wenn dabei auch die Nettofläche für die Erzeugung des erneuerbaren Stroms berücksichtigt wird.^[23]
- › Klimaneutrales Fliegen ist durch CO₂-neutrales Kerosin allein nicht möglich, da Nicht-CO₂-Effekte bestehen bleiben.

Folgen

- › Weitere Maßnahmen sind notwendig, um die Nicht-CO₂-Effekte zu verhindern oder zu kompensieren.

Ökonomische Aspekte

Eine aktuelle Studie schätzt den Preis für synthetisches Kerosin auf 1,33 bis 1,90 Euro pro Kilogramm im Jahr 2030 und auf 0,76 bis 0,88 Euro pro Kilogramm im Jahr 2050.^[23]

Der durchschnittliche Kerosinverbrauch in Deutschland wird auf 3,5 Liter pro 100 Personenkilometer geschätzt.^[3] Dies bedeutet Kosten von 3,72 bis 5,32 Euro pro 100 Personenkilometer im Jahr 2030 und 2,13 bis 2,46 Euro pro 100 Personenkilometer im Jahr 2050.

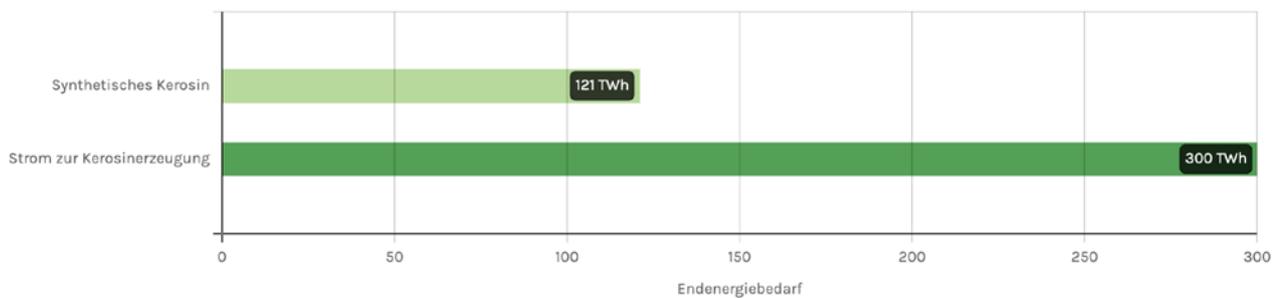
Versorgungssicherheit

Europa wird aller Wahrscheinlichkeit nach synthetisches Kerosin importieren müssen, um über ausreichende Mengen zu akzeptablen Preisen zu verfügen. Die Importabhängigkeit gegenüber dem Status quo wird somit nicht grundlegend verringert. Allerdings könnte eine Diversifizierung der Bezugsländer die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen.

Endenergiebedarf

Endenergiebedarf

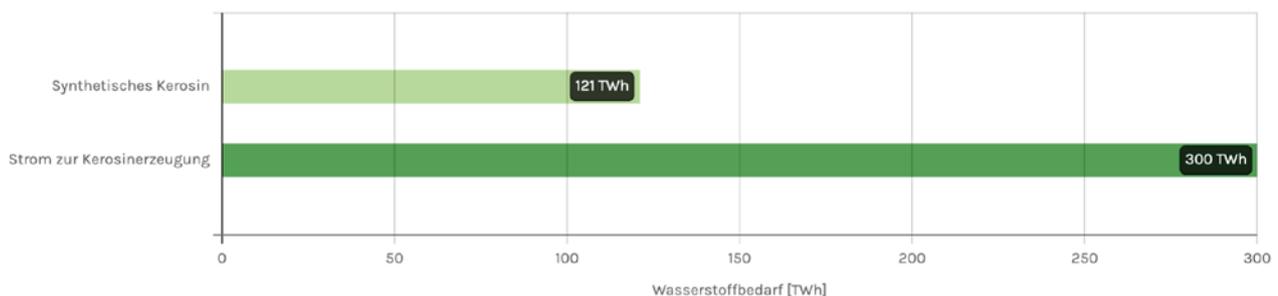
Um den gesamten deutschen Bedarf an Kerosin des Jahres 2018 zu decken, würden 121 Terawattstunden CO₂-neutrales Kerosin benötigt. Die Herstellung von 121 Terawattstunden synthetischem Kerosin benötigt über 300 Terawattstunden Strom, einschließlich der Abscheidung von CO₂ aus der Luft (englisch Direct Air Capture, DAC). (Eigene Berechnung aus Quellen^{[35][36][44]})



Wasserstoffbedarfe

H₂-Bedarfe

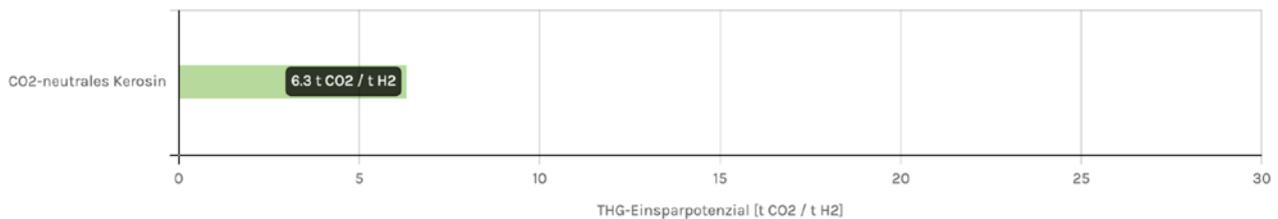
Die Herstellung von 121 Terawattstunden synthetischen Kerosin benötigt 168 Terawattstunden H₂ (eigene Berechnung aus Quellen^{[35][44]}). Beim Import von synthetischem Kerosin fallen diese Wasserstoffbedarfe nicht (vollständig) in Deutschland an.



Minderungspotential

Treibhausgasminderungspotential in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Durch die Nutzung von synthetischem Kerosin in konventionellen Flugzeugturbinen können 6,3 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂ eingespart werden.



Akteur*innen

- > Flugzeugbauer
- > Airlines
- > Flughäfen

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

Mehrere Produktionsanlagen für synthetisches Kerosin sind in Deutschland angekündigt oder in Betrieb: ^{[37][43]}

- > KEROSyN100
<https://www.kerosyn100.de/>
- > HyKero
<https://xfuels.de/hykero/>
als Teil des IPCEI-Projekts
- > LHyVE Erzeugung
<https://lhyve.de/#vision>
- > DAWN
<https://synhelion.com/solar-fuels-and-plants/solar-fuel-plants>
- > E-Kerosin-aus-der-Luft
<https://www.airliners.de/rostock-green-airport/60436>
- > Technologie-Plattform-PtL
<https://www.dlr.de/de/aktuelles/nachrichten/2023/02/strombasierte-kraftstoffe-dlr-waehlt-leuna-als-standort-fuer-technologie-plattform-ptl-aus>
- > Green Fuels Lausitz
<https://durchatmen.org/2022/07/20/3-neue-synthetische-kerosin-fabriken-in-der-lausitz/>
- > Concrete Chemicals
<https://www.concrete-chemicals.eu/>
- > SAF@STR
<https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/klimaneutrale-kraftstoffe-co2-aus-der-zementherstellung-als-rohstoff-geeignet/>

Schwesterprojekte über Biokerosin aus Algen:

- > AUFWIND – Algenproduktion und Umwandlung in Flugzeugtreibstoffe: Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit, Demonstration
<https://doi.org/10.2314/GBV:870496352>
- > OptimAL – Optimierte Algen für nachhaltige Luftfahrt
<https://doi.org/10.2314/KXP:1667612778>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Quotenregelung für synthetische Flugkraftstoffe

Quotenregelungen schreiben eine Mindestmenge an nachhaltigen Flugkraftstoffen (sustainable aviation fuel, SAF) vor. Um eine Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion zu vermeiden, listet die Europäische Union eine Reihe von biogenen Quellen, die im Rahmen der Quotenregelung zugelassen sind.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > Im Stakeholder-Dialog befürwortete eine knappe Mehrheit langfristig angelegte, sukzessiv steigende Quoten.
- > Die Stakeholder*innen waren uneins, für welche Sektoren die Quoten gelten sollten.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Digitales und Verkehr

MASSNAHME

> Internationale Harmonisierung

Der nationale Anteil des Flugverkehrs ist gering und verliert zunehmend an Bedeutung. Für die Einführung alternativer Kraftstoffe ist daher eine internationale Koordination und Harmonisierung mit Blick auf die finanziellen, regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen notwendig.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesministerium für Digitales und Verkehr
- > Europäische Union

MASSNAHME**> Book and Claim**

Book and Claim bezeichnet ein Accounting-System, mit welchem Emissionen weltweit verrechnet werden können. Der Grundgedanke dieses Systems ist es, dass es nicht sinnvoll wäre, nachhaltigen Kraftstoff an einem Ort zu erzeugen und dann weltweit zu transportieren, wenn dieser auch lokal verbraucht werden kann. So könnte klimaneutraler Kraftstoff außerhalb von Europa beziehungsweise an europäischen Orten mit hohem Erneuerbare-Energien-Potenzial erzeugt und verbraucht werden. Die eingesparten Treibhausgasemissionen wiederum könnten international gehandelt werden. Eine Kopplung mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union wäre gegebenenfalls möglich beziehungsweise sollte angestrebt werden.

INITIATOREN

- > Internationale Zivilluftfahrtorganisation (International Civil Aviation Organization, ICAO)
- > Bundesministerium für Digitales und Verkehr
- > Europäische Union

MASSNAHME**> Steuerliche Bevorzugung von CO₂-neutralem Kerosin**

Kerosin ist national wie international größtenteils steuerbefreit.^[30] Aus Sicht des Umweltbundesamts ist diese weitestgehende Steuerbefreiung eine umweltschädliche Subvention in Höhe von 8,3 Milliarden Euro Kosten im Jahr 2018.^[32] Sollte politisch entschieden werden, Kerosin höher zu besteuern, könnten CO₂-neutrale Alternativen von der Besteuerung ausgenommen werden.^[28] Dabei wäre eine weltweite Kerosinbesteuerung wirkungsvoller als eine nationale oder europäische Steuer. Denn es bestünde das Risiko, dass Wettbewerbsnachteile für europäische Fluggesellschaften entstehen oder Flüge sich in das nicht oder weniger steuerbelastete Ausland verlagern.^{[29][30][31]}

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Europäische Union

Handlungsoptionen Andere Technologien

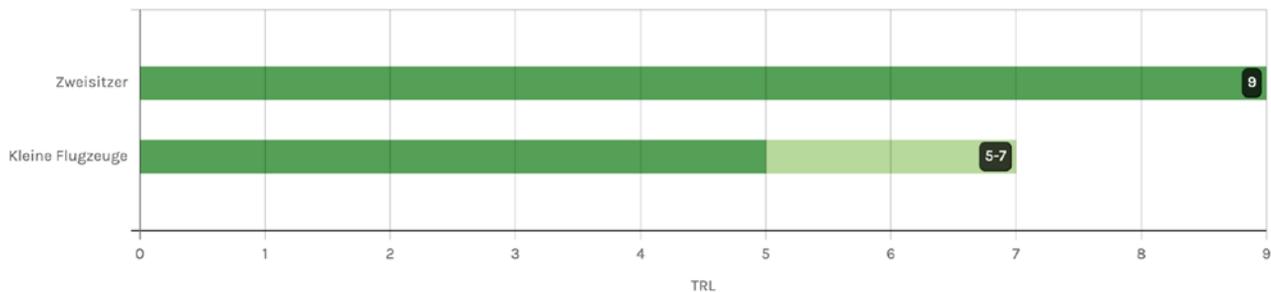
Batterieelektrische Flugzeuge

Mithilfe eines batterieelektrischen Antriebs können sowohl CO₂- als auch Nicht-CO₂-Effekte vermieden werden. Batterieelektrisches Fliegen ist insbesondere für die Kurzstrecke, den regionalen Flugverkehr und für Nischenanwendungen wie die Pilotenausbildung, die Hobby-Fliegerei oder urbane Luftmobilität (Lufttaxis mit senkrechten Start- und Landefähigkeiten) attraktiv.

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad von batterieelektrischen Flugzeugen liegt bei 9 für Zweisitzer (Flugzeug mit Typzulassung und in Produktion^[15] seit 2020), bei zwischen 5 und 7 für kleine Flugzeuge^[34] (erfolgreicher Testflug für einen Neunsitzer^[16]), und deutlich niedriger für große Flugzeuge.



Voraussetzungen

- › Standardisierte Batterielösungen
- › Gewährleistung der notwendigen Strominfrastruktur auf ausreichend vielen Flughäfen.
- › Musterzulassungen für neue Flugzeugsdesigns und Einzelkomponenten.
- › Insbesondere müssen Batterien den strengen Sicherheitsanforderungen im Flugverkehr genügen. Heute werden bereits Batterien zur Notstromversorgung mitgeführt, die allerdings deutlich geringere Leistungen haben, als es für einen Antrieb notwendig wäre.

Vorteile

- › Die Energieeffizienz eines batterieelektrischen Antriebs ist höher als bei allen anderen Optionen.
- › Es werden sowohl CO₂-Emissionen als auch Nicht-CO₂-Effekte (NO_x und Kondensstreifen) vermieden.
- › Elektroantriebe ermöglichen innovative und effizientere Flugzeugsdesigns.

Nachteile

› Die niedrige Energiedichte von Batterien beschränkt die Reichweite von Flugzeugen. Angekündigte Projekte wollen Flugzeuge mit 10 bis 30 Sitzplätzen und Reichweiten von 300 bis 500 Kilometern umsetzen.^{[16][39][40][41]} Allerdings kompensieren die höhere Effizienz von batterieelektrischen Antrieben und entsprechend auch die effizienteren Flugzeugsdesigns zumindest in Teilen die niedrige Energiedichte von Batterien.

Folgen

- › Anwohner*innen werden entlastet, da Elektromotoren deutlich leiser als konventionelle Verbrenner sind.
- › Es können neue Flugzeiten ermöglicht werden, die aktuell aufgrund des Lärmschutzes nicht möglich sind.

Ökonomische Aspekte

Ein Strompreis von 15 Cent pro Kilowattstunde würde ein Betriebspreis von 1,5 Euro pro 100 Personenkilometer bedeuten.

Versorgungssicherheit

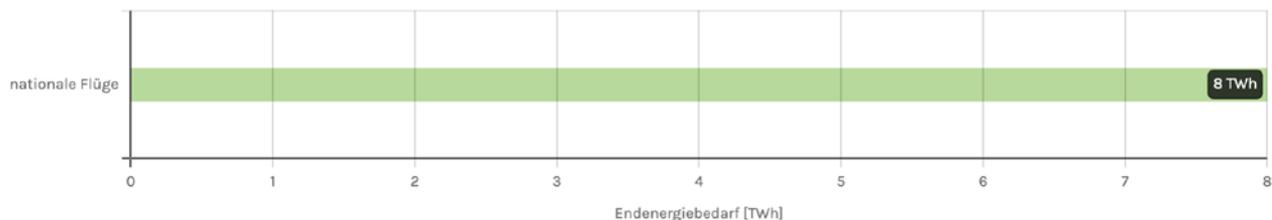
Die Direktelektrifizierung ermöglicht eine vereinfachte inländische beziehungsweise innereuropäische Energieversorgung im Luftverkehr (weniger Energieimporte von außerhalb Europas); sie ist dabei hoch effizient, was den Primärenergiebedarf verringert.

Endenergiebedarf

Mit Reichweiten bis zu 500 Kilometern könnten batterieelektrische Flugzeuge nationale Flüge ersetzen. Im Jahr 2018 haben nationale Flüge 8 Terawattstunden Kerosin verbraucht.^[3]

Endenergiebedarf

von nationalen und internationalen Flügen bis 1.000 km Flugdistanz im Jahr 2018.



Ein batterieelektrisches Flugzeug würde circa 10 Kilowattstunden Strom pro 100 Personenkilometer verbrauchen (eigene Berechnungen ausgehend von einem sich noch in der Entwicklung befindenden Neunsitzerflugzeug).^[17] Im Jahr 2018 machten nationale Flüge 9,8 Milliarden RPK aus.^[3] Mit dem oben genannten Neunsitzerflugzeug würde dies einen Verbrauch von 0,98 Terawattstunde Strom bedeuten.

Minderungspotential

Batterieelektrische Flugzeuge haben ein Minderungspotential von 2 Kilogramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom. Mit Berücksichtigung der Nicht-CO₂-Effekte, die mit batterieelektrischen Flugzeugen beseitigt werden, steigt das Minderungspotential bis zu insgesamt 6 Kilogramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom.

Akteur*innen

- › Batteriehersteller
- › Elektroantriebhersteller
- › Flugzeugbauer
- › Flugsicherung und Luftfahrtbehörden (Zulassungen)
- › Fluglinien
- › Flughäfen
- › Flugschulen
- › Städte (Flugtaxi)

Flugroutenoptimierung

Die Klimawirkung der Nicht-CO₂-Effekte (insbesondere durch Kondensstreifen und NO_x-Emissionen) ist im Flugverkehr etwa doppelt so groß wie die der reinen CO₂-Emissionen.^[2] Durch Flugroutenoptimierungen ließen sich Kondensstreifen deutlich reduzieren.

Voraussetzungen

- › Es werden hochaufgelöste und aktuelle Wettervorhersagen benötigt.

Vorteile

- › Die Maßnahme ist ohne Modifikation der Flugzeuge umsetzbar.
- › Der zusätzliche Treibstoff- und Zeitbedarf für die geänderten Routen ist vergleichsweise gering.

Nachteile

- › Das Konzept ist nur dort umsetzbar, wo der Luftraum nicht stark ausgelastet ist.

Folgen

- › Der Kraftstoffbedarf erhöht sich leicht bei klimaoptimierten Routen.

Ökonomische Aspekte

Die Mehrkosten werden auf einen niedrigen zweistelligen Prozentbereich geschätzt.^[26] Allerdings bestehen hier große Unsicherheiten.

Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit wird durch diese Option kaum beeinflusst, da die zusätzlichen Kraftstoffbedarfe verhältnismäßig gering sind.

Endenergiebedarf

Die Datenlage ist unklar. Während Teoh et al. von einem zusätzlichen Kraftstoffbedarf von unter einem Prozent für eine große Wirkung am Beispiel Japans ausgehen,^[27] sprechen Mannstein et al. von Mehrkosten im zweistelligen Prozentbereich,^[26] wobei der zusätzliche Kerosinbedarf nicht explizit abgeschätzt wird.

Minderungspotential

Nur ein Teil der Nicht-CO₂-Effekte lässt sich auf diesem Wege in Deutschland vermindern, da der Luftraum in Deutschland stark ausgelastet ist. Möglich wäre dies lediglich in den Stunden von 01:30 Uhr bis 04:30 Uhr.^[26]

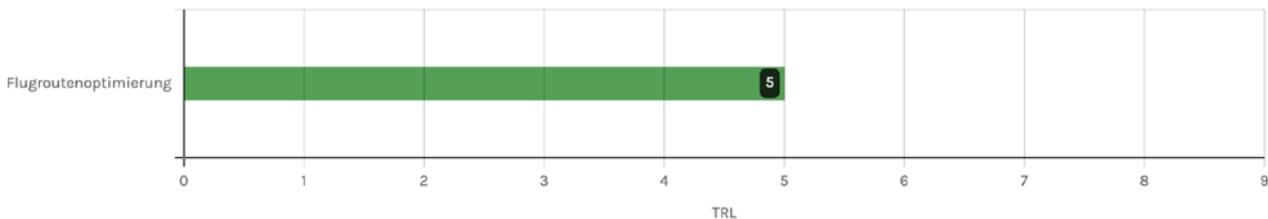
Akteur*innen

- > Regulator
- > Fluggesellschaften

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad der Flugroutenoptimierung liegt bei 5.^{[26][27]}



Literatur

- [1] **Eurocontrol**: Aviation Outlook 2050, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023.
<https://www.eurocontrol.int/publication/eurocontrol-aviation-outlook-2050>
- [2] **Lee et al. (2021)**: The contribution of global aviation to anthropogenic climate forcing for 2000 to 2018, Atmospheric Environment, 244, 117834.
<https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2020.117834>
- [3] **Umweltbundesamt (2020)**: Aktualisierung der Modelle TREMOD/TREMOD-MM für die Emissionsberichterstattung 2020.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-06-29_texte_116-2020_tremod_2019_0.pdf
- [4] **Bundesverband der Deutschen Luftverkehrswirtschaft (2021)**: Bericht über das erste Halbjahr 2021. https://www.bdl.aero/wp-content/uploads/2021/08/20210810_Halbjahreszahlen-2021-1.pdf
- [5] **Boeing (2021)**: Commercial Market Outlook.
https://www.boeing.com/content/dam/boeing/boeingdotcom/market/assets/downloads/CMO%202021%20Report_13Sept21.pdf
- [6] **Voigt et al. (2021)**: Cleaner burning aviation fuels can reduce contrail cloudiness, Communications Earth & Environment, 2, 114 (2021).
<https://doi.org/10.1038/s43247-021-00174-y>
- [7] **Hans Böckler Stiftung (2016)**: Branchenanalyse Luftverkehr.
https://www.boeckler.de/fpdf/HBS-006380/p_study_hbs_326.pdf
- [8] **Bundesverband der Deutschen Luftverkehrswirtschaft (2016)**: Luftfahrt sichert mehr als 800.000 Arbeitsplätze in Deutschland.
<https://www.bdl.aero/de/themen-positionen/bedeutung-des-luftverkehrs/luftfahrt-sichert-mehr-als-800-000-arbeitsplaetze-in-deutschland/>
- [9] **Statista (2023)**: Umsatz der Branche Luftfahrt in Deutschland von 2012 bis 2019 und Prognose bis zum Jahr 2025.
<https://de.statista.com/prognosen/924756/luftfahrt-umsatz-in-deutschland>
- [10] **Destatis (2022)**: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen.
https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Tabellen/bruttoinland-vierteljahresdaten-xls-ab-1970.xlsx?__blob=publicationFile
- [12] **Wasserstoff-Kompass (2022)**: Klimaneutralität in der Luftfahrt.
https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Meta-Analyse_Flugverkehr_.pdf
- [13] **AGEB**: Bilanzen 2018 und 2021, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023.
<https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/>
- [14] **Greentech.LIVE, 2022**: Wasserstoff-Flugzeug APUS i-2 Prototyp bei Hannover Messe, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://www.techfieber.de/green/2022/05/26/wasserstoff-flugzeug-apus-hannover-messe/>
- [15] **Pipistrel**: Velis Electro, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023.
<https://www.pipistrel-aircraft.com/products/velis-electro/>

- [16] **Rains, Taylor, 29.09.2022:** One of the newest electric planes of the future just took its first test flight— meet Alice, Business Insider. <https://www.businessinsider.com/eviations-aircraft-of-the-future-just-took-first-flight-alice-2022-9>
- [17] **Wikipedia:** Eviation Alice, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. https://en.wikipedia.org/wiki/Eviation_Alice
- [18] **ZeroAvia:** With First Flight and More, ZeroAvia Turns a Corner in 2023, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://zeroavia.com/blogs/first-flight-and-more/>
- [19] **ZeroAvia:** Homepage, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://www.zeroavia.com/>
- [20] **Gloyer-Taylor Laboratories:** Composites, zuletzt aufgerufen am: 11.08.2023. <https://www.gtlcompany.com/what-we-do/composites/>
- [21] **FlyZero (2022):** Our Vision for Zero-Carbon Emission Air Travel. <https://www.ati.org.uk/wp-content/uploads/2022/03/FZO-ALL-REP-0004-FlyZero-Our-Vision-for-Zero-Carbon-Emission-Air-Travel.pdf>
- [22] **Airbus (2022):** How hydrogen and other technologies shape the future of aviation. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/07/Wasserstoff-Vollversammlung_Wie-Wasserstoff-und-andere-Technologien-die-Zukunft-der-Luftfahrt-veraendern_06.07.22.pdf
- [23] **dena Deutsche Energie-Agentur (2022):** E-Kerosene for Commercial Aviation. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/STUDY_E-Kerosene_for_Commercial_Aviation.pdf
- [24] **Lufthansa:** 04.10.2021, From test tube to barrel – Lufthansa invests in first industrially produced carbon-neutral, electricity-based kerosene made in Germany [Pressemitteilung]. <https://newsroom.lufthansagroup.com/en/from-test-tube-to-barrel---lufthansa-invests-in-first-industrially-produced-carbon-neutral-electricity-based-kerosene-made-in-germany/>
- [25] **AG Energiebilanzen e.V. (2023):** Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/01/AGEB_Jahresbericht2022_20230413-02_dt-1.pdf
- [26] **DLR und Lufthansa (2011):** Umweltgerechte Flugrouten-Optimierung (UFO). <https://edocs.tib.eu/files/e01fb15/83771561X.pdf>
- [27] **Teoh et al. (2020):** Mitigating the Climate Forcing of Aircraft Contrails by Small-Scale Diversions and Technology Adoption, Environ. Sci. Technol., 54, 5, 2941–2950. <https://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/acs.est.9b05608>
- [28] **Bundesministerium der Finanzen:** Steuerpflicht von Prämien aus der Treibhausgasminderungs-Quote, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Steuerarten/Einkommensteuer/steuerpflicht-von-praemien-aus-der-thg-quote.html>
- [29] **Bundesverband der Deutschen Luftverkehrswirtschaft (2021):** Making the EU »Fit for 55« reform agenda a success for climate protection in aviation. https://www.bdl.aero/wp-content/uploads/2022/05/20220210-Positionspapier-Fitfor55_f_English.pdf
- [30] **Neiva et al. (2021):** Study on the taxation of the air transport sector, European Commission – DG Taxation and Customs Union, ED 14102, 2.1. <https://taxation-customs.ec.europa.eu/system/files/2021-07/Aviation-Taxation-Report.pdf>

- [31] **Transport & Environment (2020):** Kerosene taxation: How to implement it in Europe today. https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/2020_06_Kerosene_taxation_briefing.pdf
- [32] **Umweltbundesamt (2021):** Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/umweltschaedliche-subventionen-in-deutschland#umweltschaedliche-subventionen>
- [33] **Plane and Pilot:** Cirrus SR22-G3, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://www.planeandpilotmag.com/article/cirrus-sr22-g3/>
- [34] **International Energy Agency:** ETP Clean Energy Technology Guide, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?selectedSector=Aviation>
- [35] **Energy.nl:** Fischer-Tropsch fuel production, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://energy.nl/data/fischer-tropsch-fuel-production/>
- [36] **Fasihi, Mahdi; Efimova, Olga und Breyer, Christian (2019):** Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants, Journal of Cleaner Production, 224, 957-980 <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>
- [37] **PtX Lab Lausitz (2023):** PtL-Anlagen in Deutschland. https://ptxlablausitz.de/fileadmin/ptx/Dateien/Demonstrationsanlage/PtL_Anlagen_in_Deutschland_Stand_Juli_2023.pdf
- [38] **Bundesministerium für Digitales und Verkehr (2022):** Verkehr in Zahlen 2022/2023. https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2022-2023-pdf.pdf?__blob=publicationFile
- [39] **Aura Aero:** ERA, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://aura-aero.com/en/era/#characteristics>
- [40] **Heart Aerospace:** ES-30, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://heartaerospace.com/es-30/>
- [41] **SCYLAX:** E10, zuletzt aufgerufen am: 25.07.2023. <https://www.scylax.eu/the-scylax-e10>
- [42] **FlyZero, Aerospace Technology Institute (2022):** Zero-Carbon Emission Aircraft Concepts. <https://www.ati.org.uk/wp-content/uploads/2022/03/FZO-AIN-REP-0007-FlyZero-Zero-Carbon-Emission-Aircraft-Concepts.pdf>
- [43] **Bundesregierung (2021):** PtL-Roadmap – Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland. https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/LF/ptl-roadmap.pdf?__blob=publicationFile
- [44] **Energy.nl:** CO-production via reverse water gas shift, zuletzt aufgerufen am: 06.09.2023. <https://energy.nl/data/co-production-rwgs/>

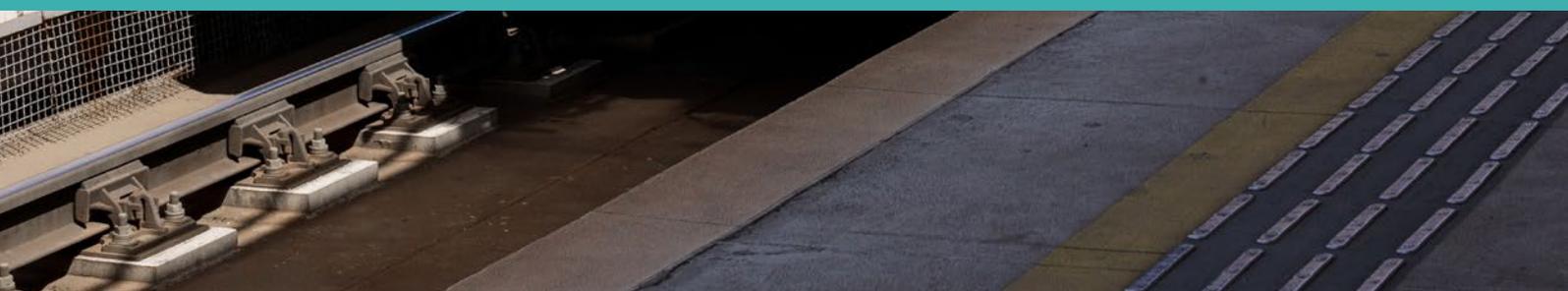
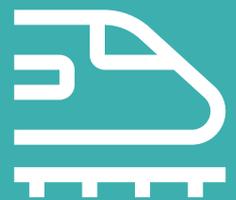


WASSERSTOFF
KOMPASS



MOBILITÄT UND TRANSPORT

Schienenverkehr





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

-  Regulatorischer Rahmen
-  Zielgerichteter H₂-Einsatz
-  Fachkräftesicherung
-  Akzeptanz und Sicherheit
-  Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

-  H₂-Erzeugung
-  H₂-Import
-  Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

-  Stahlindustrie
-  Chemische Industrie
-  Raffinerien
-  Zementindustrie
-  Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

-  Kraftfahrzeuge
-  Schifffahrt
-  Luftverkehr

Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

-  Gebäudewärme
-  Prozesswärme
-  Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte des Schienenverkehrs

- Alternativen zu Dieselszügen
- Ökonomische Aspekte
- Versorgungssicherheit
- Endenergiebedarf
- Treibhausgasemissionen
- Wasserstoffbedarfe

6 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- Kapazitätserhöhung von Drucktankssystemen
- Testung der Betankung von Zügen mit LOHC
- Testung mobiler Tankstellenkonzepte
- Konzipierung von Tankstellen für mehrere Verkehrsträger
- Optimierung von Instandhaltungskosten durch verbesserte Lebensdauer von Brennstoffzellen
- Betriebsoptimierung von HEMU aus energetischer Sicht

7 Handlungsoptionen

- Brennstoffzellentriebzüge
- Batterieelektrische Triebzüge

14 Literatur

Schienenverkehr

- › Der Schienenverkehr hat seinen Endenergieverbrauch und damit verbunden seine Treibhausgasemissionen über die Jahre bereits stark verringert.
- › In Deutschland sind bereits mehr als 60 Prozent des Schienennetzes mit Oberleitungen elektrifiziert, auf denen 90 Prozent der Verkehrsleistung erbracht werden. Dieser Anteil soll weiter erhöht werden.
- › Insbesondere Strecken des Personennahverkehrs (circa 19 Prozent), aber auch des Güterverkehrs (circa 3 Prozent) werden aktuell mit Dieselmotoren befahren. Hier kann Wasserstoff eine (Nischen-)Rolle bei der Defossilisierung spielen.

Generelle Aspekte des Schienenverkehrs

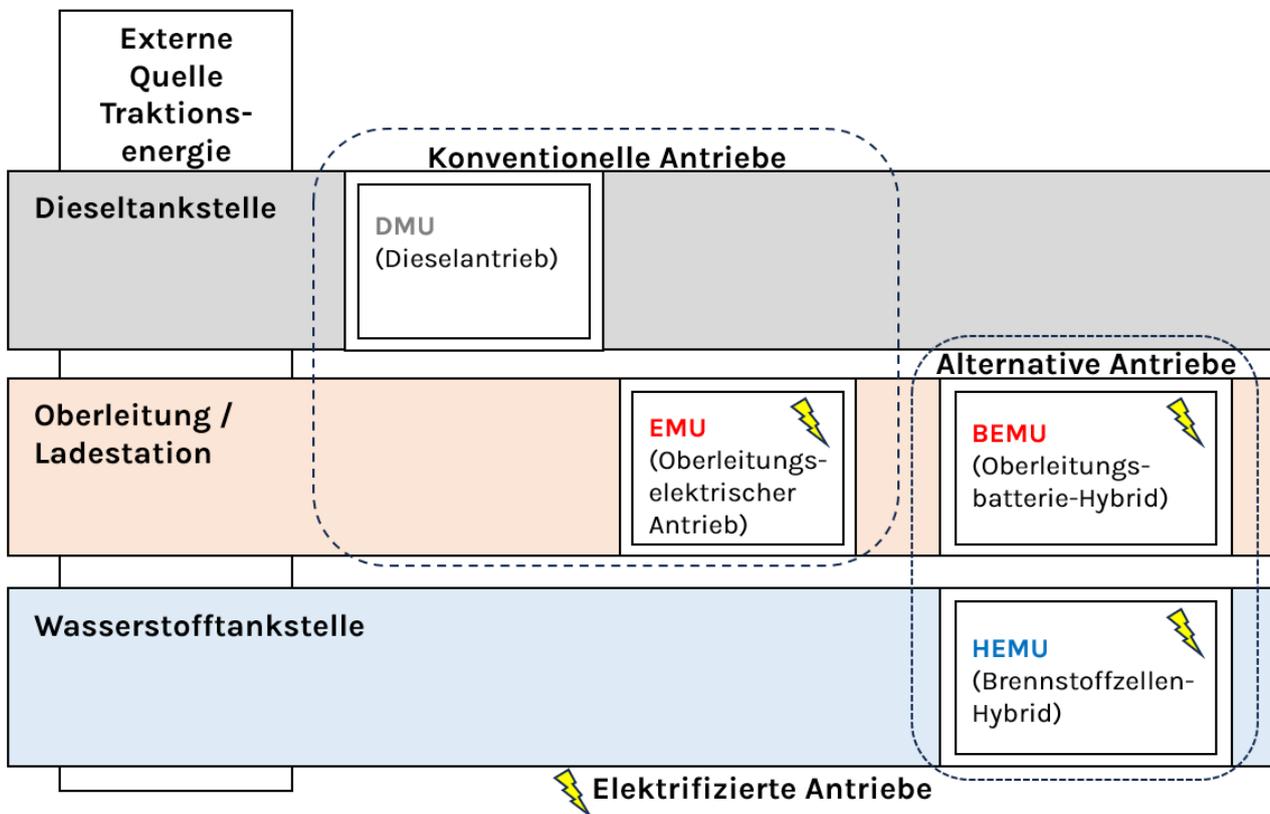
Das Gros der schienengebundenen Verkehrsleistung wird bereits per Oberleitung elektrisch erbracht und kann daher über den Strommix defossilisiert werden. Im Personennahverkehr werden aber auch noch dieselbetriebene Züge eingesetzt (19 Prozent der Verkehrsleistung), ebenso wie im Güterverkehr (3 Prozent der Verkehrsleistung).^[5] Besonders im Schienenpersonennahverkehr werden Alternativen benötigt, da eine Elektrifizierung per Oberleitung in vielen Fällen ökonomisch nicht sinnvoll erscheint.

Alternativen zu Dieselzügen

Im Schienenpersonennahverkehr (SPNV) sind Batterietriebzüge (battery electric mobile units, BEMU) eine wichtige Alternative zu dieselbetriebenen Zügen. Auch der Biokraftstoff aus hydroprozessiertem Pflanzenöl (hydrotreated vegetable oils, HVO) wird bereits in mehreren Zügen der Deutschen Bahn eingesetzt.^[6]

Zu den Wasserstoffoptionen gehören unter anderem Brennstoffzellentriebzüge (hydrogen electric mobile units, HEMU) und theoretisch auch die direkte Verbrennung von Wasserstoff (H₂) beziehungsweise seines Derivats Ammoniak oder der Einsatz synthetischer Kraftstoffe (E-Fuels) in Verbrennungsmotoren.^{[2] [35] [36] [37]} Allerdings werden nachfolgend nur die Optionen BEMU und HEMU näher beschrieben, da E-Fuels und H₂- oder Ammoniak-Direktverbrennung nach aktuellem Stand nicht als breiten-taugliche Alternativen für den SPNV verfolgt werden.

BEMU und HEMU haben mit den oberleitungselektrischen Triebzügen (electric multiple unit, EMU) gemeinsam den elektrifizierten Antrieb. Sie gelten aber als Hybridantriebe, da sie ihre Energie nicht nur aus einer Quelle, sondern jeweils zusätzlich von einer Batterie beziehungsweise einer Brennstoffzelle beziehen können.



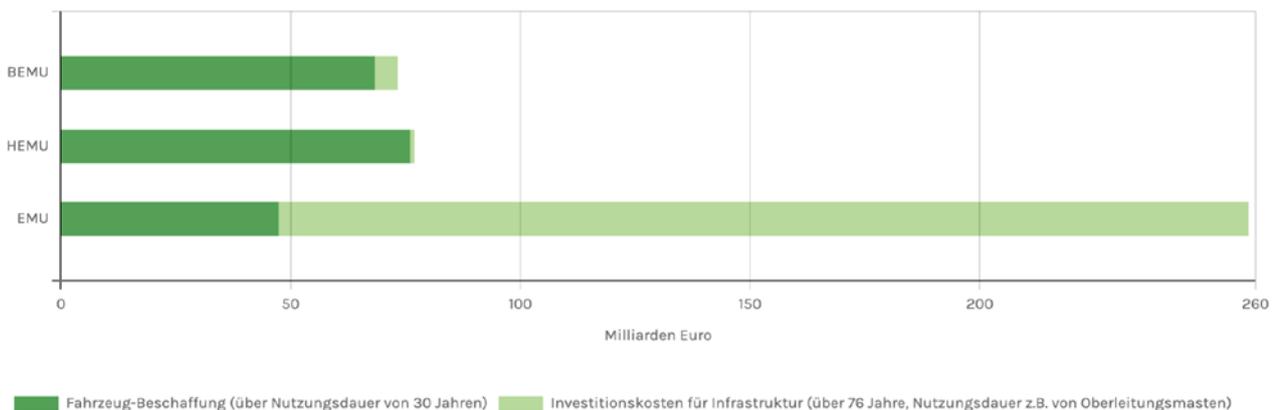
Ökonomische Aspekte

Der Einsatz der alternativen Antriebskonzepte BEMU und HEMU ist auf weniger befahrenen Strecken wirtschaftlicher als deren Elektrifizierung mit Oberleitungen (für den Einsatz von EMU). Denn Triebzüge mit alternativen Antrieben haben zwar höhere Beschaffungskosten. Unter Berücksichtigung der Infrastrukturinvestitionskosten fallen die Gesamtkosten aber im Vergleich zu EMU deutlich niedriger aus.

Zu beachten ist die strategisch wichtige Entscheidung für einen einzigen Antrieb in einer Region. Denn auch bei BEMU und HEMU sind die Investitionskosten nicht unerheblich. Der Einsatz beider alternativer Antriebe innerhalb einer Region wäre daher unwirtschaftlich.

Vergleich Beschaffungs- und Infrastrukturinvestitionskosten bei EMU, BEMU und HEMU

Der Einsatz von EMU lohnt sich nur bei ausreichender Verkehrsleistung, da die Investitionskosten für die Elektrifizierung von Strecken mit Oberleitungen vergleichsweise hoch ausfallen.^[9]



Versorgungssicherheit

Der H₂-Bedarf im Schienenverkehr würde höchstens einen sehr kleinen Anteil der nationalen H₂-Bedarfe ausmachen. Wenn Bahnbetreiber extern erneuerbar erzeugtes H₂ beziehen würden, der dann anderen Anwendungsbereichen nicht mehr zur Verfügung stünde, könnte der H₂-Einsatz in Zügen einen leicht negativen Einfluss auf die H₂-Versorgungssicherheit ausüben.

Wenn Bahnunternehmen ihre eigene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) ausbauen und dies mit der Herstellung von erneuerbarem H₂ verknüpfen, könnte sich dies umgekehrt positiv auf die H₂-Versorgungssicherheit auswirken. Das Potenzial der eigenen EE-Stromerzeugung könnte erheblich sein. Unter anderem ist vorgesehen, dass zukünftig Flächen entlang von Bahnstrecken für Photovoltaik genutzt werden.^{[24][33]}

Endenergiebedarf

Im Jahr 2021 fiel ein Endenergiebedarf von circa 14 Terawattstunden für den Schienenverkehr an, bestehend aus den Energieträgern Strom und Diesel.^[10]

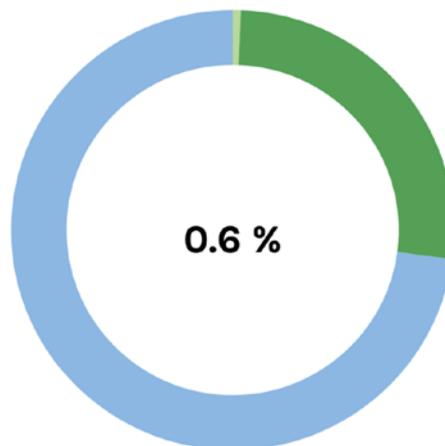
Endenergiebedarf im Schienenverkehr 2021, nach Energieträgern
in Terawattstunden.^[10]



Strom Diesel Biomasse

Endenergiebedarf in Terawattstunden

Der Endenergiebedarf des Schienenverkehrs im Jahr 2021 machte 4 Prozent des gesamten Endenergiebedarfs des Verkehrssektors und 0,6 Prozent des Gesamtendenergiebedarfs Deutschlands aus.^[26]

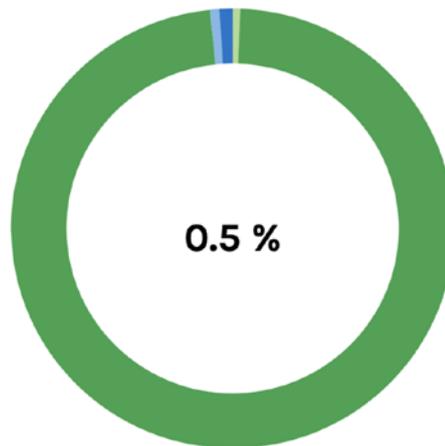


Schieneverkehr Restl. Endenergiebedarf Verkehr Restl. Endenergiebedarf

Treibhausgasemissionen

Im Schienenverkehr fielen im Jahr 2021 rund 0,8 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente an (ohne Emissionen der Energiebereitstellung), was für circa ein halbes Prozent der Emissionen des Verkehrssektors steht.^[1] Ohne den Straßenverkehr, der 98 Prozent der Treibhausgasemission im Sektor verursacht, ist der Schienenverkehr für ein Viertel der restlichen Emissionen verantwortlich.

Treibhausgasemissionen des nationalen Verkehrssektors in Megatonnen CO₂-Äquivalente
Anteil des Schienenverkehrs an den Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor 2020.^[10]



■ Schienenverkehr ■ Straßenverkehr ■ Inländischer Flugverkehr ■ Küsten- und Binnenschifffahrt

Hier ein zusammenfassender Vergleich von Endenergiebedarf, Verkehrsleistung und Treibhausgasemissionen des Schienenverkehrs gegenüber dem gesamten Verkehrssektor:

- > Der Schienenverkehr macht ungefähr vier Prozent des Endenergiebedarfs aus versus
- > 6 bis 18 Prozent der Verkehrsleistung (jeweils der Personen- und der Güterverkehr)^[25] versus
- > ein halbes Prozent der Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors.

Die relativ hohe Verkehrsleistung im Vergleich zu den Treibhausgasemissionen lässt sich vor allem auf den Energieträger Strom zurückführen. Denn elektrische Antriebe haben einen Wirkungsgrad von 85 Prozent, gegenüber nur 40 Prozent bei Dieselmotoren.^[9]

Wasserstoffbedarfe

Der H₂-Bedarf im Jahr 2045 für den Schienenverkehr wird zwischen 0 und etwa 2,5 Terawattstunden beziehungsweise maximal rund 75.000 Tonnen eingeschätzt. ^{[2][11]} Der energetische H₂-Bedarf würde geringer ausfallen als der aktuelle energetische Bedarf der Dieseltriebzüge (3 bis 4 Terawattstunden), sofern das politische Ziel der Elektrifizierung von 75 Prozent der Schienennetze erreicht wird und für die restlichen Strecken neben Brennstoffzellenzügen auch batterieelektrische Züge zum Einsatz kommen. ^{[10][2][3]}

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Kapazitätserhöhung von Drucktankssystemen

- › Durch eine Erhöhung des Drucks in Druckbehältern, beispielsweise von 350 bar auf 500 bar, könnte die Speicherkapazität von H₂ erhöht werden. ^[21]
- › Durch eine andere Form (flach statt zylindrisch) könnte die Raumnutzung solcher Systeme optimiert werden. ^[13]

Testung der Betankung von Zügen mit LOHC

- › Eine weitere Alternative zum HEMU mit gasförmigem H₂ in Drucktanks sind Brennstoffzellenzüge, die über einen Tank mit flüssigen organischen Wasserstoffträgern (Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC) und entweder eine Einheit zur Rückgewinnung des Wasserstoffs oder eine Direkt-LOHC-Brennstoffzelle verfügen. HEMU mit LOHC-Tanks und insbesondere die Direkt-LOHC-Brennstoffzelle weisen noch einen geringen technologischen Reifegrad auf, sodass hier weitere F&E-Tätigkeiten benötigt würden, bevor deren Einsatz erfolgen könnte. ^[26]

Testung mobiler Tankstellenkonzepte

- › Mobile Tankstellenkonzepte könnten konzipiert und getestet werden, um die Systemkosten des HEMU und somit die Barrieren zu seiner Nutzung weiter zu senken. ^[13]

Konzipierung von Tankstellen für mehrere Verkehrsträger

› Tankstellen, die von mehreren Verkehrsträgern wie Zügen, Bussen und Lastkraftwagen gemeinsam genutzt werden, müssten noch konzipiert und erprobt werden.

Optimierung von Instandhaltungskosten durch verbesserte Lebensdauer von Brennstoffzellen

› Aufgrund der kurzen Lebensdauer von Brennstoffzellen müssen diese mehrmals im Laufe der Lebensdauer eines Triebzugs ausgetauscht werden. Eine verlängerte Einsatzdauer von Brennstoffzellen würde die Betriebskosten des HEMU deutlich senken.^{[2][18]}

Betriebsoptimierung von HEMU aus energetischer Sicht

› Durch einen verbesserten gemeinsamen Betrieb der Brennstoffzelle und der zum Anfahren benötigten Dynamikbatterie im HEMU kann deren energetische Effizienz gesteigert werden.^[2] Hier bieten sich Lösungen mit künstlicher Intelligenz an, um die vielfältigen Variationen der nicht elektrifizierten Routen bei der Betriebsoptimierung zu berücksichtigen.^{[29][30]}

Handlungsoptionen

Brennstoffzellentriebzüge

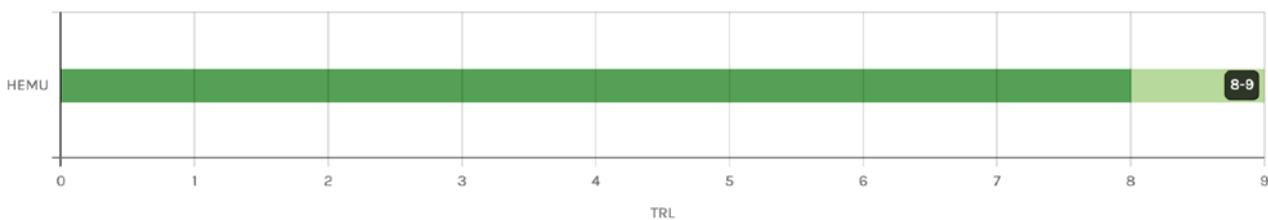
Bei diesen elektrisch angetriebenen Fahrzeugen (hydrogen electric multiple units, HEMU) wird elektrische Energie sowohl in Wasserstoff (H₂) als auch in einer sogenannten Dynamikbatterie gespeichert. Die (relativ kleine) Batterie wird für die Beschleunigung des Zugs benötigt und kann Bremsenergie speichern.^[4] In Brennstoffzellen, meist Protonenaustauschmembran-Brennstoffzellen (Proton Exchange Membrane Fuel Cells, PEMFC), reagiert H₂ mit Sauerstoff aus der Luft, um Strom zu produzieren.^{[2][9][18]}

Eine Speicherung in Gasform (und nicht in Flüssigform) ist aufgrund des niedrigeren Energiebedarfs und der geringeren Verlustrate vorteilhaft. Standard ist ein Speicherdruck von 350 bar.^[2] HEMU wiegen aufgrund der Brennstoffzelle, der Batterie sowie des H₂-Drucktanks durchschnittlich bis zu zehn Prozent mehr als Oberleitungs-Elektrotriebzüge (electric mobile units, EMU), allerdings sind sie in etwa gleich schwer wie die alternativen batterieelektrischen Triebzüge (battery electric mobile units, BEMU).^[12]

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für HEMU liegt aktuell bei 8 bis 9.^{[15] [18] [21] [23]}



Voraussetzungen

- › Wasserstoff muss in ausreichender Menge zur Verfügung stehen, beispielsweise über Importe.
- › Neue Infrastruktur (H₂-Tankstellen, Speicherlösungen, gegebenenfalls Anschluss an ein Pipelinenetz zur Versorgung mit H₂) muss aufgebaut werden.
- › H₂-Tankstellen müssen mit den nötigen Sicherheitsvorkehrungen konzipiert werden.^[20]

Vorteile

- › Luftschadstoff- und Lärmemissionen werden vermieden.^[18]
- › Durch die hohe Energiedichte sind größere Reichweiten möglich als bei batterieelektrischen Zügen – je nach Zugmodell 550 bis 1000 Kilometer.^{[2] [4] [7] [8] [9]}
- › Sowohl die Reichweite als auch die Geschwindigkeit von Brennstoffzellenzügen (maximal 140 Kilometer pro Stunde) erfüllen die Anforderungen an Fernzüge.^[20]

Nachteile

- › Die Energieeffizienz von HEMU ist geringer als bei BEMU und noch geringer als bei EMU. HEMU verlieren an Effizienz sowohl durch die Nutzung einer Batterie (beim Anfahren und beim Beschleunigen) als auch durch den Wirkungsgrad von rund sechzig Prozent der Brennstoffzelle.^{[2] [9]}

Folgen

Wenn HEMU eingesetzt werden,

- > dann könnten längere Strecken auch ohne deren Elektrifizierung zurückgelegt werden.

Wenn der Wasserstoff für HEMU in einem eigenen Elektrolyseur vor Ort erzeugt wird,

- > dann könnten an geeigneten Standorten auch andere lokale H₂-Verbraucher bedient werden.
- > dann könnte ein flexibler Betrieb des Elektrolyseurs das Management von Engpässen im Stromnetz unterstützen.^[20]

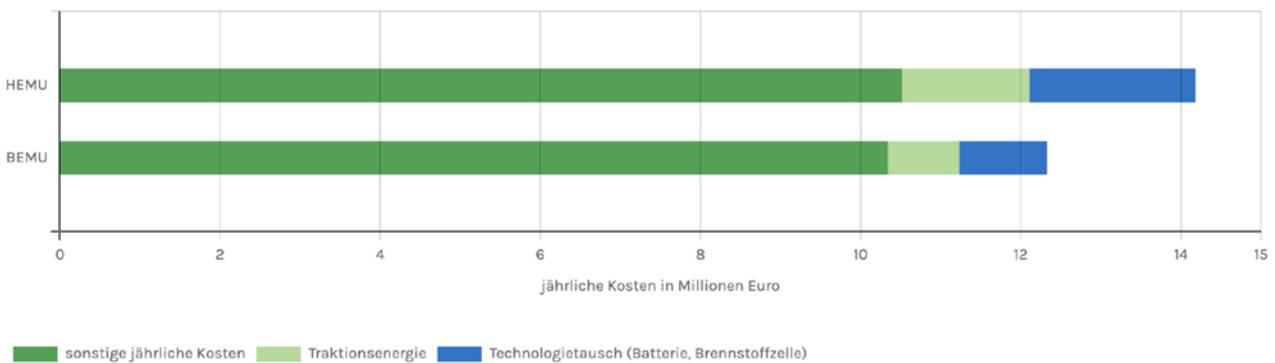
Ökonomische Aspekte

Ein Großteil der im Schienenpersonennahverkehr eingesetzten Dieseltriebzüge wurde um die Jahrtausendwende gebaut. Aufgrund deren typischen Nutzungsdauer werden die meisten voraussichtlich bis circa 2030 ersetzt.^[14]

Aufgrund des schlechteren Wirkungsgrads und der absehbaren H₂-Preise werden die Energiekosten von HEMU im Vergleich zu BEMU voraussichtlich deutlich höher ausfallen. In einem umfassenden Wirtschaftlichkeitsvergleich von HEMU und BEMU schneiden HEMU wegen der Energiekosten und auch wegen zusätzlicher Kosten für den Tausch der Brennstoffzelle schlechter ab.^[9]

Vergleich der jährlichen Kosten von HEMU und BEMU

Der Einsatz von BEMU ist aufgrund niedrigerer Kosten für die Traktionsenergie und den Tausch von Technologiekomponenten wirtschaftlich attraktiver.^[9]



Zudem sind die Investitionskosten nicht unerheblich, wenngleich niedrig im Vergleich zur benötigten Infrastruktur für rein elektrische Züge. Der Bau einer stationären H₂-Tankstelle kostet circa eine Million Euro.^[9]

Als Alternative zur Neubeschaffung ist auch eine Umrüstung eines Dieseltriebzugs (Ersatz des Dieselantriebs durch einen elektrischen Antrieb und eine Brennstoffzelle) wirtschaftlich, wenn mindestens noch die Hälfte der Nutzungsdauer des Dieseltriebzugs verbleibt.^[21]

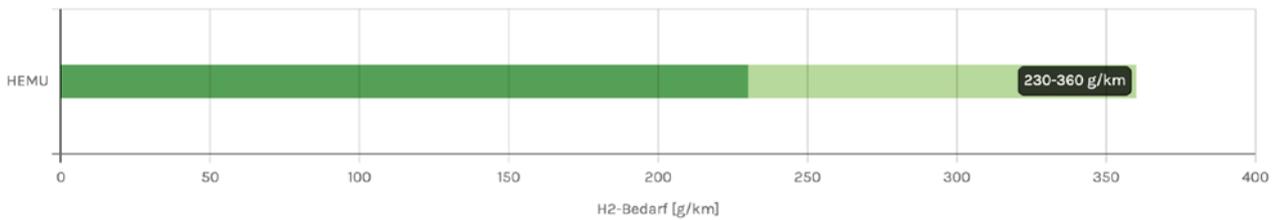
Versorgungssicherheit

Potenzielle Betreiber von Brennstoffzellenzügen treten in starke Konkurrenz zu potenziellen H₂-Anwendern, die über weniger gute Alternativen verfügen. Eine Lösung für die H₂-Versorgung könnte die Eigenproduktion sein. ^[2]

Wasserstoffbedarfe

Wasserstoffbedarfe eines HEMU im Schienenpersonennahverkehr und im -güterverkehr

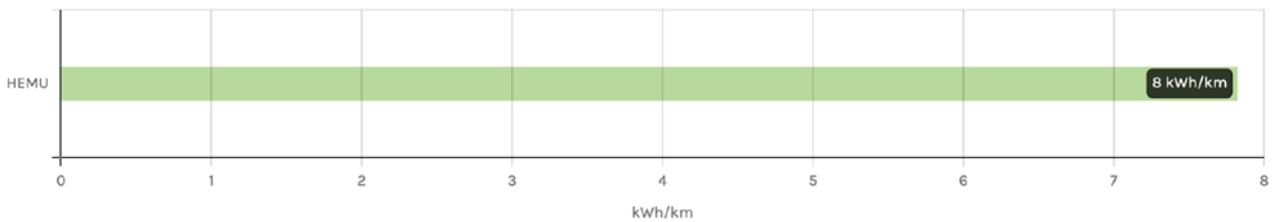
Der H₂-Bedarf pro Kilometer hängt von der Art der Strecke (Topografie, Anzahl der Halte, usw.) ab. Es wird ein Bedarf von 230 bis 360 Gramm je Kilometer geschätzt. ^{[9][20][31]}



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf

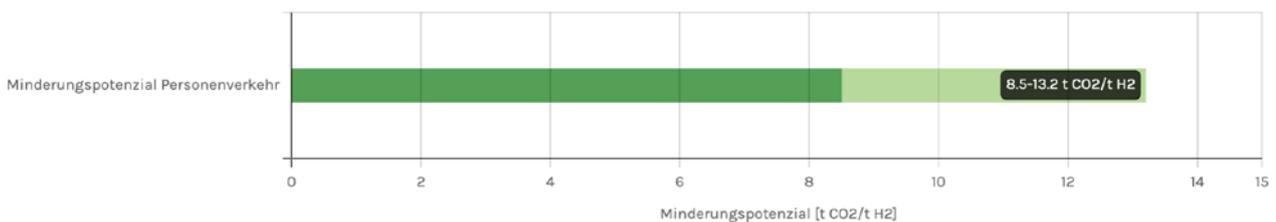
Der mittlere Endenergiebedarf eines HEMU in einem repräsentativen Streckennetz beträgt laut Literatur etwa 7,82 Kilowattstunden pro Kilometer. ^{[9][20]}



Minderungspotential

Treibhausgasminderungspotenzial

Laut einer Fallstudie, in der zwei Dieseltriebzüge auf einer Strecke des Schienenpersonennahverkehrs in Rumänien durch HEMU ersetzt werden, läge das Minderungspotenzial bei 8,5 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂. ^[31] Allerdings wird in dieser Studie von einem höheren H₂-Bedarf pro Kilometer als in anderen Studien ausgegangen. ^{[9][20]} Nimmt man einen niedrigeren H₂-Bedarf von 230 Gramm pro Kilometer an, liegt das Minderungspotenzial bei 13,2 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂.



AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- › H2goesRail
<https://www.now-gmbh.de/en/projectfinder/h2goesrail/>
- › Wasserstoffschiene Heidekrautbahn
<https://www.wasserstoffschiene-heidekrautbahn.de/>
- › Weltpremiere Wasserstoff im Schienenpersonennahverkehr
<https://www.lnv.de/wasserstoff>

Akteure

- › Betreiber von Regionalbahnen
- › Hersteller von Brennstoffzellenzügen

MASSNAHMEN

MASSNAHME

› Förderung des Infrastrukturausbaus

Investitionen in bestimmte Infrastrukturkomponenten könnten durch Förderungen angereizt werden. Dies macht besonders dann Sinn, wenn Infrastrukturen wie H₂-Tankstellen dort gebaut werden, wo unterschiedliche Verkehrsträger betankt werden können. ^[21]

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- › Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

MASSNAHME

› Wasserstoffversorgung gemeinsam mit anderen lokalen Nutzern

Durch den Zusammenschluss mit ähnlichen potenziellen Nutzern wie zum Beispiel Betreibern von Brennstoffzellenbussen würde sich die nachgefragte Menge an Wasserstoff erhöhen. Dies erleichterte auch Vertragsabschlüsse mit Lieferanten. ^[20] Im Rahmen eines lokalen H₂-Zentrums, das zum Beispiel einen lokalen oder regionalen H₂-Markt bietet, könnten sich potenzielle gemeinsame Nutzer von H₂-Infrastruktur zusammenfinden.

INITIATOREN

- › Politik auf Bundes-, Landes- sowie kommunaler Ebene, vor allem in den Bereichen Wirtschaft(-sförderung) und Verkehr

Batterieelektrische Triebzüge

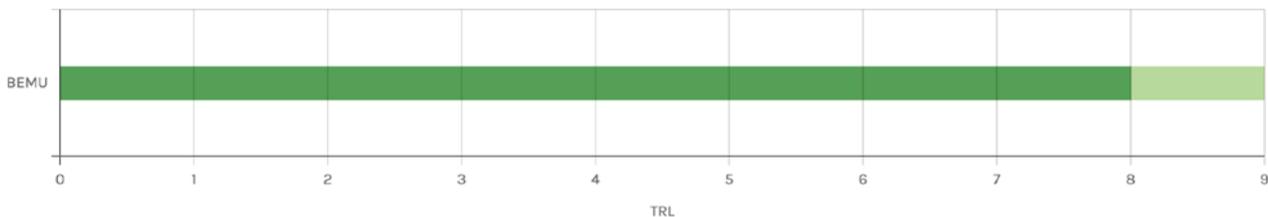
Batterieelektrische Triebzüge (battery electric multiple units, BEMU) – auch Oberleitungs-Batterie-Hybridfahrzeuge genannt – fahren wie konventionelle Züge und greifen auf nicht elektrifizierten Teilstrecken auf Batterien zurück. Die Nutzung von BEMU ist aufgrund der relativ kurzen Reichweite der Batterie mit etwa 120 Kilometern auf kurzen Strecken oder in Kombination mit einer Oberleitung sinnvoll.^{[2][14]}

BEMU wiegen aufgrund der Batterie durchschnittlich circa zehn Prozent mehr als EMU, sind allerdings nicht wesentlich schwerer als die alternativen Wasserstoff-Brennstoffzellentriebzüge (hydrogen electric mobile units, HEMU). HEMU besitzen eine kleinere Batterie als BEMU, tragen aber zusätzlich auch das Gewicht der Brennstoffzelle und des H₂-Tanks.^[12]

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für BEMU liegt aktuell bei 8 bis 9.^{[15][18]}



Voraussetzungen

- › Für eine klimaneutrale Alternative zu Dieseltriebzügen muss der für die Batterieladung verwendete Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden.
- › Für einen Einsatz von BEMU auf längeren, nicht elektrifizierten Strecken müssen zusätzlich Oberleitungen (»Oberleitungsinseln«) für das punktuelle Laden der Batterie installiert werden.

Vorteile

- › BEMU sind im Vergleich zu den auch für teilelektrifizierte Strecken geeigneten HEMU einfacher aufgebaut und somit in den meisten Fällen günstiger.
- › Es werden Luftschadstoff- und Lärmemissionen vermieden.^[18]

Nachteile

- › Das regelmäßige Laden der Batterien verursacht hohe punktuelle Leistungsnachfragen im Stromnetz, sofern nicht stationäre Stromspeicher eingesetzt werden.^[2]
- › Die Batterien benötigen Materialien wie Lithium, Nickel oder Kobalt, die zu den kritischen Rohstoffen gehören.^[15]

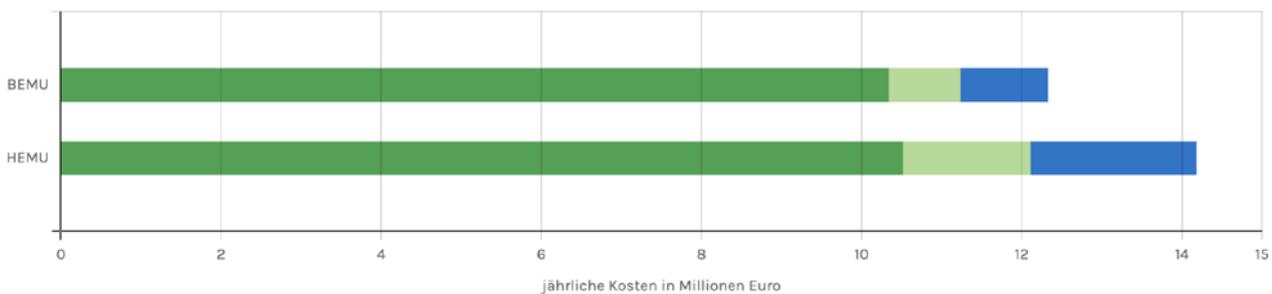
Ökonomische Aspekte

Ein Großteil der im Schienenpersonennahverkehr eingesetzten Dieseltriebzüge wurden rund um die Jahrtausendwende gebaut. Aufgrund deren typischen Nutzungsdauer werden die meisten bis circa 2030 ersetzt.^[14]

In einem umfassenden Wirtschaftlichkeitsvergleich der BEMU und HEMU schneiden BEMU wegen günstigerer Stromkosten im Vergleich zu H₂ und aufgrund der weniger komplexen Bauart (niedrigere Kosten beim Austausch der Technologiekomponenten) besser ab.^[9]

Vergleich der jährlichen Kosten von BEMU und HEMU

Der Einsatz von BEMU ist aufgrund niedrigerer Kosten für die Traktionsenergie und den Tausch von Technologiekomponenten wirtschaftlich attraktiver.^[9]



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf

Der mittlere Endenergiebedarf von BEMU auf einem repräsentativen Streckennetz beträgt 5,03 Kilowattstunden pro Kilometer.^[9]



Minderungspotential

BEMU könnten nahezu einhundert Prozent des Dieserverbrauchs im Bahnverkehr ersetzen. Unter Berücksichtigung des CO₂-Emissionsfaktors für Dieselmotoren (74 Tonnen CO₂ pro Terajoule)^[34] und der unterschiedlichen Wirkungsgrade von Dieseltriebzügen (40 Prozent) und BEMU (77 Prozent im Batteriemodus)^[9] läge das Minderungspotenzial von BEMU bei circa 0,5 Kilogramm CO₂-Äquivalenten pro Kilowattstunde.

Akteur*innen

- > Betreiber von Regionalbahnen
- > Hersteller von batterieelektrischen Zügen

Literatur

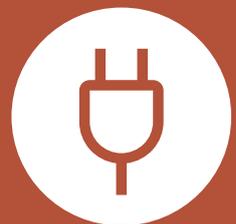
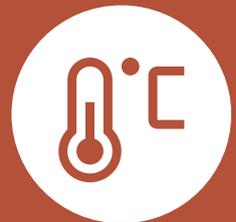
- [1] **Bundesministerium für Digitales und Verkehr (2022):** Verkehr in Zahlen. 2022/2023. 51. Jahrgang. https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2022-2023-pdf.pdf?__blob=publicationFile
- [2] **Benz et al. (2022):** VDI/VDE-Studie. Wasserstoff für den Schienenverkehr. <https://www.vde.com/resource/blob/2208680/856e76b3bf2c31104030c12127e0f0bd/wasserstoff-fuer-den-schieneverkehr-data.pdf>
- [3] **Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90/Die Grünen und Die Freien Demokraten (FDP) (2021):** Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021–2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90/Die Grünen und den Freien Demokraten (FDP). Berlin. https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf
- [4] **dena Deutsche Energie-Agentur (2018):** Nicht elektrifizierter Schienenverkehr. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Factsheet_PowerFuels_Nicht_elektrifizierter_Strassenverkehr.pdf
- [5] **Allianz pro Schiene: Elektrifizierung erklärt:** Das Schienennetz muss unter Strom stehen, zuletzt aufgerufen am: 23.07.2023. <https://www.allianz-pro-schiene.de/themen/infrastruktur/elektrifizierung-bahn/>
- [6] **Deutsche Bahn (2022):** Integrierter Bericht 2022. Deutsche Bahn AG, Berlin. https://ibir.deutschebahn.com/2022/fileadmin/pdf/db_ib22_de_web.pdf
- [7] **Stephan et al. (2021):** Systementscheidung zum Einsatz einer alternativen Antriebsform im VVO-Dieselnetz und Handlungsempfehlung für das Ostsachsenetz. Verkehrsverbund Oberelbe GmbH (VVO), Dresden. <https://www.vvo-online.de/doc/VVO-Broschuere-Alternative-Antriebe.pdf>
- [8] **Pagenkopf, Johannes; Böhm, Mathias und Schirmer, Toni (2019):** Einsatzpotenzial hybrider Antriebe im deutschen Schienenpersonennahverkehr (Studie für NOW – aktueller Stand). DLR, Stuttgart. https://elib.dlr.de/127331/1/1-%C3%96V-8_Pagenkopf-DLR.pdf
- [9] **Klebsch, Wolfgang; Guckes, Nina und Heininger, Patrick (2020):** Bewertung klimaneutraler Alternativen zu Dieseltriebzügen: Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen am Praxis-Beispiel »Netz Düren«. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik, Frankfurt am Main. <https://edocs.tib.eu/files/e01fn20/1737544083.pdf>
- [10] **Umweltbundesamt:** Indikator: Endenergieverbrauch des Verkehrs, zuletzt aufgerufen am: 20.07.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltindikatoren/indikator-endenergieverbrauch-des-verkehrs#die-wichtigsten-fakten>
- [11] **Kopernikus-Projekt Ariadne (2021):** Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Potsdam. <https://doi.org/10.48485/pik.2021.006>
- [12] **Nationaler Wasserstoffrat (2023):** Stellungnahme. Versorgung des Verkehrssektors mit grünem Wasserstoff und seinen Derivaten. Leitstelle Wasserstoff, dena, Berlin. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-02-01-NWR_Stellungnahme_Wasserstoff-im-Verkehr.pdf

- [13] **Nationaler Wasserstoffrat (2023):** Informations- und Grundlagenpapier. Forschungs- und Entwicklungsbedarfe: Speicherung, Transport und Betankung von Wasserstoff im Bereich Straßenfahrzeuge und Bahn. Leitstelle Wasserstoff, dena, Berlin. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-03-29_Grundlagenpapier_F_E-Bedarfe-Strasse-und-Bahn.pdf
- [14] **Pagenkopf et al. (2020):** Marktanalyse alternativer Antriebe im deutschen Schienenpersonennahverkehr. NOW, Berlin. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now_marktanalyse-schienenverkehr-1.pdf
- [15] **Thorne, Rebecca; Amundsen, Astrid H. und Sundvor, Ingrid. (2019):** Battery Electric and Fuel Cell Trains. Maturity of Technology and Market Status. TØI Report. 1737/2019. Institute of Transport Economics, Oslo. <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=52027>
- [16] **Deutscher Bundestag (2020):** Drucksache 19/25231. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Torsten Herbst, Frank Sitta, Dr. Christian Jung, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP – Drucksache 19/24799. Energieverbrauch der Deutschen Bahn AG. <https://dserver.bundestag.de/btd/19/252/1925231.pdf>
- [17] **Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2021):** Informationsblatt CO₂-Faktoren Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft – Zuschuss. BAFA Eschborn. https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_infoblatt_co2_faktoren_2021.pdf;jsessionid=DB778EB4665EF03CBB4F213F827BC735.intranet662?__blob=publicationFile&v=2
- [18] **Frank, Fabio und Gnann, Till (2022):** Alternative Antriebe im Schienenverkehr. Working Papers Sustainability and Innovation, No. S 01/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2022/WP01-2022_Alternative_Antriebe_im_Schienerverkehr_Frank_Gnann.pdf
- [19] **Boeswillwald et al. (2022):** SteFanS. Strategie für lokal-emissionsfreie Fahrzeugen auf nicht elektrifizierten Strecken. TransportTechnologie-Consult Karlsruhe GmbH (TTK), Karlsruhe. https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/PM_Anhang/Schlussbericht_SteFanS-Studie_NVBW_18012023.pdf
- [20] **Scholz et al. (2016):** Auf dem Weg zur Emissionsfreiheit im Zugverkehr. Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene. Fahrplan für den Einsatz von Brennstoffzellentriebwagen in Deutschland. NOW Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie. Berlin. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/broschuere_wasserstoff-infrastruktur-fuer-die-schiene-online-version.pdf
- [21] **VDB Verband der Bahnindustrie in Deutschland (2022):** Emissionsfreier Schienenverkehr – Leitfaden für den Einsatz von Triebzügen mit wasserstoff-basiertem Antrieb in Deutschland. VDB, Berlin. https://bahnindustrie.info/fileadmin/user_upload/220915_VDB_Leitfaden_Wasserstoff.pdf
- [22] **Shell Deutschland und Wuppertal Institut (2017):** Shell Wasserstoff-Studie. Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂. Shell Deutschland Oil GmbH, Hamburg. www.shell.de/wasserstoffstudie
- [23] **IAC Partners (2020):** Strategic roadmap for Hydrogen in the rail transportation sector. <https://www.iacpartners.com/wp-content/uploads/2022/07/IAC-Partners-Strategic-roadmap-for-Hydrogen-in-the-railway-sector.pdf>

- [24] **mcm, Fraunhofer ISE:** 16.03.2023, Solarstrom für das Bahnstromnetz – Projekt »PV4Rail« startet [Pressemitteilung]. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2023/solarstrom-fuer-das-bahnnetz-projekt-pv4rail-startet.html>
- [25] **Umweltbundesamt:** Fahrleistungen, Verkehrsleistung und Modal Split in Deutschland, zuletzt aufgerufen am: 29.07.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/fahrleistungen-verkehrsaufwand-modal-split#fahrleistung-im-personen-und-guterkehr>
- [26] **Wasserscheid et al. (2019):** Neue Optionen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoffzügen durch Nutzung der LOHC-Technologie? Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt/Energy & Environment, Band/Volume 453. Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich. https://juser.fz-juelich.de/record/861708/files/Energie_Umwelt_453.pdf
- [27] **Westfalen AG:** 14.10.2021, Auf dem Weg zur klimaneutralen Mobilität: Westfalen präsentiert mobile Wasserstoff-Tankstelle – NRW-Wirtschaftsminister testet Zukunftstechnologie [Pressemitteilung]. https://www.westfalen.com/fileadmin/user_upload/dateien-de/pdf/cc/pi-2021-25-westfalen-hyvent.pdf
- [28] **Deutsche Bahn:** 09.09.2022, Deutsche Bahn und Siemens testen erstmals Wasserstoffzug und mobile Wasserstofftankstelle [Pressemitteilung]. https://www.deutschebahn.com/de/presse/pressestart_zentrales_uebersicht/Deutsche-Bahn-und-Siemens-testen-erstmal-Wasserstoffzug-und-mobile-Wasserstofftankstelle--8801164
- [29] **Projektträger Jülich (PtJ) (2022):** Langfassung der Expertenempfehlung Forschungsnetzwerk Wasserstoff. PtJ, Jülich. https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/fnepublications/DBF8D4CA3A3570CEE0537E695E867B90/live/document/FNEH2_Langfassung.pdf
- [30] **Wille et al. (2020):** Innovatives Triebfahrzeug – Abschlussbericht. »Identifizierung von Forschungsansätzen und technischen Grundlagen zur Entwicklung eines leiseren, umweltfreundlicheren und betriebswirtschaftlich darstellbaren innovativen Triebfahrzeugs für bislang nicht elektrifizierte Netze«. Im Auftrag des Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)SCI Verkehr, Köln. https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/E/innovatives-trieffahrzeug-abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile
- [31] **Ruf et al.(2019):** Study on the use of fuel cells & hydrogen in the railway environment. Report 2. Shift2Rail Joint Undertaking and Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. <https://rail-research.europa.eu/wp-content/uploads/2019/04/Report-2.pdf>
- [32] **Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages (2019):** CO₂-Emissionen im Verkehrsbereich. WD 8 - 3000 - 056/19. Deutscher Bundestag. <https://www.bundestag.de/resource/blob/660794/dfdee26b00e44b018b04a187f0c6843e/WD-8-056-19-pdf-data.pdf>
- [33] **Koalitionsausschuss (2023):** Modernisierungspaket für Klimaschutz und Planungsbeschleunigung. https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Beschluesse/20230328_Koalitionsausschuss.pdf



- [34] **Juhrich, Kristina (2022):** CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Aktualisierung 2022. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_28-2022_emissionsfaktoren-brennstoffe_bf.pdf
- [35] **eolos (2022):** Study on alternatives to fossil diesel use in railways. Im Auftrag der Association of European Rail Rolling Stock Lessors (AERRL). https://aerrl.eu/wp-content/uploads/2023/04/AERRL_Report_Study-on-alternatives-on-fossil-diesel-use-in-railways_final-Version_2001232.pdf
- [36] **Deutsche Bahn:** 04.10.2022, Deutsche Bahn entwickelt emissionsfreien Ammoniak-Wasserstoffmotor [Pressemitteilung]. https://www.deutschebahn.com/de/presse/pressestart_zentrales_uebersicht/Deutsche-Bahn-entwickelt-emissionsfreien-Ammoniak-Wasserstoffmotor--8924848
- [37] **Chorowski et al. (2023):** Challenges of Application of Green Ammonia as Fuel in Onshore Transportation, *Energies*, 16, 4898. https://mdpi-res.com/d_attachment/energies/energies-16-04898/article_deploy/energies-16-04898-v2.pdf?version=1687676302



Energieversorgung



**WASSERSTOFF
KOMPASS**



ENERGIEVERSORGUNG

Gebäudewärme





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H₂-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme**
- Prozesswärme
- Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte zur Gebäudewärme

- 2 Wohnflächenentwicklung und Energiemix
- 3 Energetische Sanierungen
- 3 Vielzahl klimaneutraler Alternativen
- 4 Ökonomische Aspekte
- 5 Versorgungssicherheit
- 6 Endenergiebedarf
- 7 Treibhausgasemissionen
- 8 Wasserstoffbedarfe

9 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- 9 Allgemeine Forschungs- und Entwicklungsbedarfe
- 10 Technologien zur Beheizung von Gebäuden mit Wasserstoff
- 10 Begleitforschung

11 Handlungsoptionen (Wasserstoff)

- 11 Wasserstoffbeimischung in Erdgasverteilnetze
- 16 Wasserstoffinselnetze
- 21 Wasserstoff in der Nah- und Fernwärme
- 25 Wasserstoff als Baustein (semi-)autarker Gebäude
- 28 Indirekte Nutzung von Wasserstoff: Abwärme von Elektrolyseuren
- 33 Synthetisches Methan in der Gebäudewärme
- 37 Einsatz synthetischen Heizöls
- 41 Direkte und indirekte Nutzung von Wasserstoff im Quartier

46 Handlungsoptionen (andere Technologien)

- 46 Biomassenutzung
- 49 Biomethan in der Gebäudewärme
- 52 Elektrifizierung mit Wärmepumpen
- 55 Energetische Sanierungen

56 Literatur

Gebäudewärme

- › 21 Millionen beheizte Gebäude, davon circa 80 Prozent Wohngebäude, sind in Deutschland mit Wärme zu versorgen.^[3]
- › Die Wärmeversorgung von Gebäuden ist ein sehr heterogenes Feld mit deutlichen regionalen beziehungsweise lokalen Unterschieden. Abhängig von den örtlichen Verhältnissen werden deshalb unterschiedliche Lösungen zum Einsatz kommen.
- › In Energiesystemstudien wird insbesondere die Rolle von Wärmepumpen beziehungsweise von erneuerbarem Strom hervorgehoben.
- › Wasserstoff und synthetische Energieträger sind vor allem für Nah- und Fernwärme oder (innerstädtische) Inselnetze von Bedeutung. Von einem breiten Wasserstoffeinsatz in der Gebäudewärme gehen nur wenige Akteure aus.

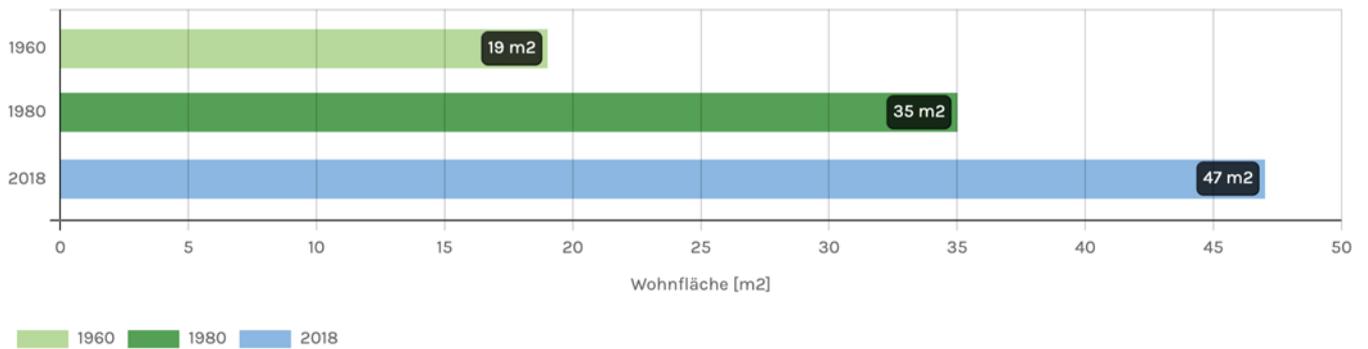
Generelle Aspekte zur Gebäudewärme

Je nach lokalen Gegebenheiten werden in der Gebäudewärme derzeit verschiedene Energieträger genutzt und auf unterschiedlichen Wegen bereitgestellt. Relevant für eine zukünftige klimaneutrale Wärmebereitstellung sind somit im Wesentlichen lokale Aspekte, vor allem die vorhandene Infrastruktur. Aber auch Gebäudetyp und -alter sowie die erwartete Bevölkerungsentwicklung spielen eine wesentliche Rolle. Orientierung kann hier eine kommunale Wärmeplanung bieten. Für eine klimaneutrale Wärmeversorgung wird daher in Zukunft vermutlich eine Vielzahl technologischer Möglichkeiten in unterschiedlichem Maße eingesetzt werden.

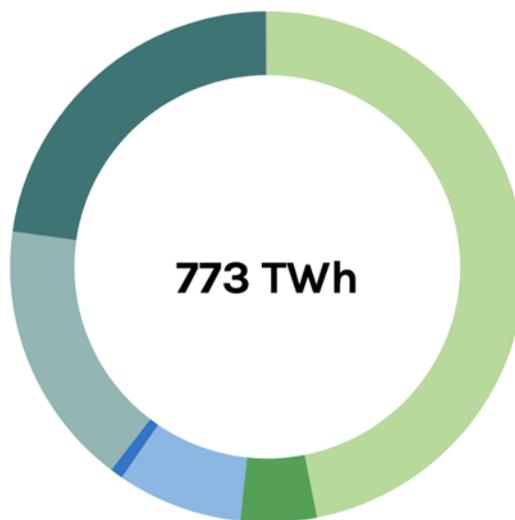
Wohnflächenentwicklung und Energiemix

Die Wohnfläche pro Person steigt mit zunehmendem Wohlstand seit Jahrzehnten.^[3] Dies bedeutet, dass insgesamt mehr Fläche beheizt werden muss. Der Endenergiebedarf des Sektors beträgt etwa 770 Terawattstunden.^[6] Derzeit wird Gebäudewärme (Raumwärme und Warmwasser) hauptsächlich aus Erdöl und Erdgas bereitgestellt.^[6]

Entwicklung der Wohnfläche pro Person in Quadratmetern ^[3]



Endenergieverbrauch 2020 in der Gebäudewärme in Terawattstunden nach Energieträgern ^[6]



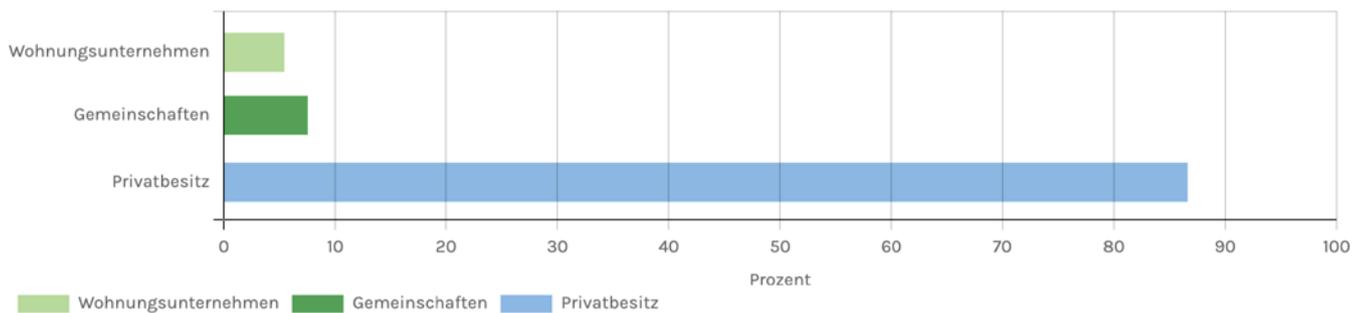
Gas Strom Fernwärme Kohle Erneuerbare Öl Sonstige

Energetische Sanierungen

Energetische Sanierungen (zum Beispiel Fassadendämmung, Fenster- oder Heizungs austausch) verringern den Endenergiebedarf von Gebäuden. Für die Erreichung der Klimaziele ergaben Modellierungen notwendige jährliche Sanierungsraten von etwa 1,4 bis 2 Prozent.^{[1] [2] [3] [4] [5]}

Die tatsächliche Sanierungsrate der letzten Jahre lag hingegen unterhalb von einem Prozent. Unsicherheiten bezüglich neuer gesetzlicher Vorgaben und hohe Investitionsausgaben verzögern energetische Sanierungen. Verstärkend wirkt, dass die meisten Privateigentümer*innen sich in einem fortgeschrittenen Lebensalter befinden. Längere Amortisationszeiten sind für sie häufig unattraktiv.^[3]

Eigentümer*innenstruktur von Wohngebäuden
in Prozent ^[3]



Vielzahl klimaneutraler Alternativen

In einem zukünftigen klimaneutralen Energiesystem müssen daher etwa achtzig Prozent des jetzigen Endenergiebedarfes durch klimaneutrale Alternativen bis spätestens 2045 ersetzt werden. Details dieser Transformation regelt das novellierte Gebäudeenergiegesetz.^[12] Technisch betrachtet gibt es mehrere Möglichkeiten:

- › Einsatz von erneuerbarem Strom in Wärmepumpen
- › Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff
- › Ersatz von Erdgas durch synthetisches oder biogenes Methan
- › Ersatz fossilen Heizöls durch synthetische und/oder biogene Alternativen
- › Bereitstellung klimaneutraler Fernwärme, zum Beispiel durch Nutzung von Abwärme oder durch eine der bereits genannten Optionen

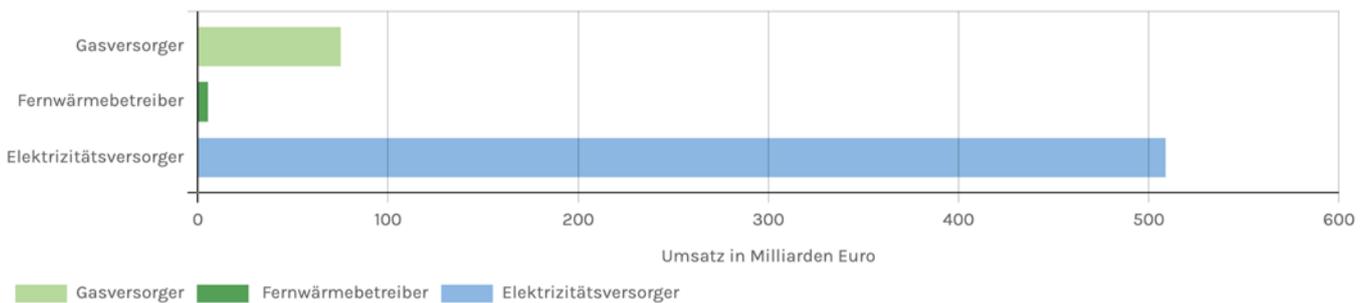
Für eine klimaneutrale Wärmeversorgung werden in Zukunft vermutlich alle genannten Optionen in unterschiedlichem Maße eingesetzt werden. Besonders deutlich wird in Energiesystemstudien^{[1] [2] [3] [4] [5]} die Rolle von Wärmepumpen beziehungsweise erneuerbarem Strom hervorgehoben.

Aber auch Wasserstoff und synthetische Energieträger werden aufgeführt, im Besonderen für die Bereitstellung von Nah- und Fernwärme oder in Inselnetzen, etwa in Innenstädten. In diesen kann der Einsatz von Wärmepumpen unter derzeitigen Rahmenbedingungen (zum Beispiel Auflagen zum Lärmschutz in Wohngebieten) und technischen Aspekten (unter anderem zu geringe Vorlauftemperaturen für unsanierte Altbauten) schwierig sein.

Ökonomische Aspekte

Zur Einordnung der wirtschaftlichen Relevanz der Gebäudewärme können Umsätze und Beschäftigungszahlen der Gas-, Fernwärme- und Elektrizitätsversorger dienen.

Umsätze der Gas-, Fernwärme- und Elektrizitätsversorger
bezogen auf das Jahr 2019 ^[6]



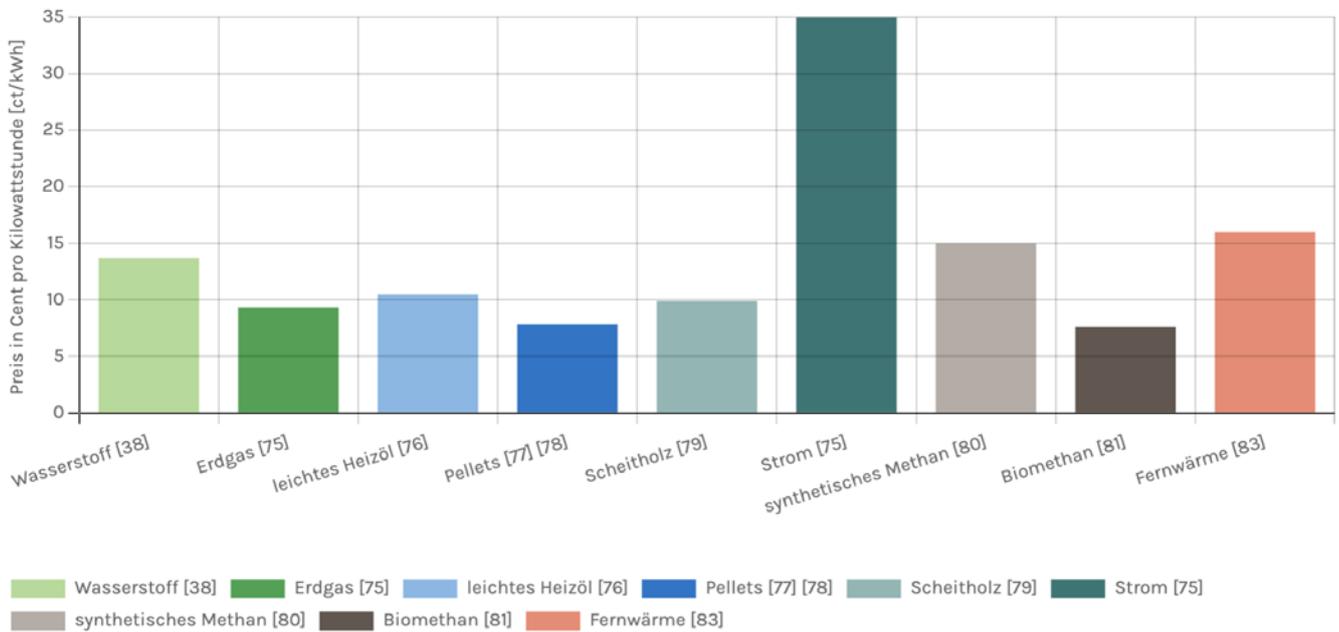
Im Bereich der Gebäudetechnik sind rund 500.000 Beschäftigte tätig; im Bereich Klempnerei, Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik sind es rund 300.000.^[10]

Wegen vieler verschiedener Einflussfaktoren, wie beispielsweise Rohstoffkosten, die für die Produktion von Brennstoffzellen oder Wärmepumpen benötigt werden, oder schwankender Brennstoff- beziehungsweise Energiepreise können nur schwer generelle Aussagen zur Preisentwicklung in der Gebäudewärme getroffen werden. Wettbewerbsfähige Technologien müssen aber in jedem Fall besonders energieeffizient sein.

Einen zunehmenden Einfluss wird im Zeitverlauf der steigende CO₂-Preis

Vergleich von Brennstoffpreisen

in Cent pro Kilowattstunde zum 1. August 2023.^{[30][61] [62][63][64][65][66][67] [68][69]} Für Wasserstoff und synthetisches Methan wurde eine Preiserwartung für das Jahr 2030^{[30] [66]} und für Strom und Gas der durchschnittliche Haushaltsstrompreis im 2. Quartal 2023 hinterlegt.^[61]



haben. Aktuell regelt das nationale Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) die CO₂-Bepreisung für die Gebäudewärme in Deutschland. Die Einbindung des Gebäudesektors in ein zweites Europäisches Emissionshandelssystem ist für 2027 geplant.^[9]

Versorgungssicherheit

Wärmebereitstellung ist ein wichtiger Aspekt der öffentlichen Daseinsvorsorge. Der Aspekt der Versorgungssicherheit hat somit besondere Relevanz. Zukünftig können insbesondere Abwärmenutzung und Sektorenkopplung den Primärenergieverbrauch senken und den Anteil heimischer Energiequellen erhöhen.

Geringere Importmengen beziehungsweise -anteile erhöhen tendenziell die Versorgungssicherheit in Bezug auf das deutsche Gesamtenergiesystem, vor allem mit Blick auf außereuropäische Energieimporte. Dies ist vor allem abhängig von einem schnellen Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland sowie einer entsprechenden Speicherinfrastruktur.

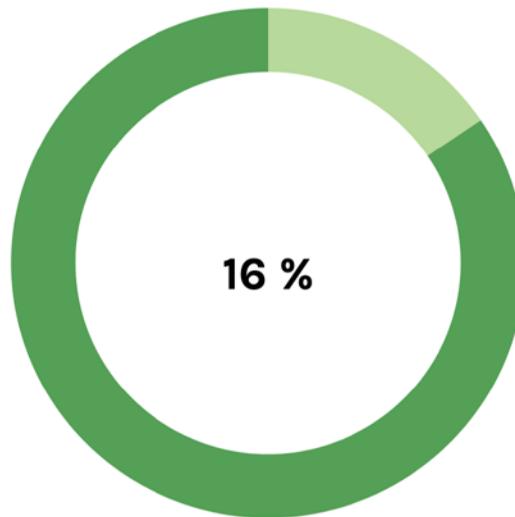
Eine breite Wasserstoffnutzung in der Gebäudewärme würde hohe Wasserstoffbedarfe generieren. Bei begrenzter Verfügbarkeit erneuerbaren Wasserstoffs würden in der Regel die in der Gebäudewärme eingesetzten Wasserstoffmengen dann zu Versorgungsdefiziten in anderen Sektoren, in denen es keine Defossilisierungsalternativen zu Wasserstoff und seinen Derivaten gibt, führen.



Treibhausgasemissionen

Im Bereich der Gebäudewärme fielen im Jahr 2021 118 Millionen Tonnen CO₂ an.^[8]

Anteil der Treibhausgasemissionen im Gebäudebereich
im Jahr 2021 in Millionen Tonnen ^[8]



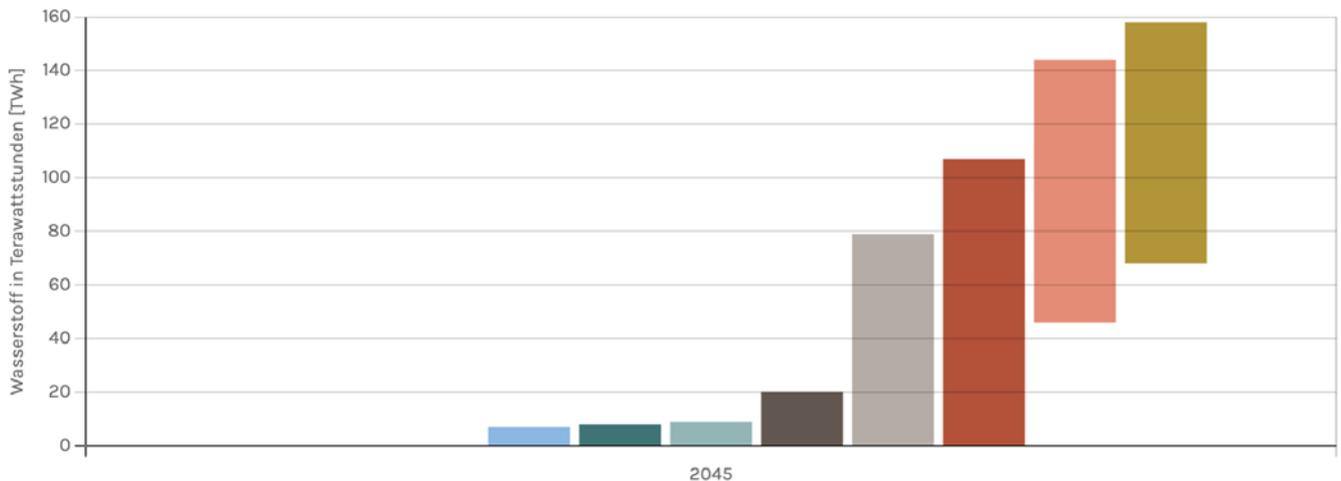
■ Gebäudewärme ■ restl. Emissionen

Wasserstoffbedarfe

Der Gesamtbedarf an Wasserstoff für die Gebäudewärme in einem klimaneutralen Energiesystem wird zwischen 0 und 150 Terawattstunden bis zum Jahr 2045/2050 eingeschätzt.^{[1][2][3][4][5]} Dies ist abhängig vom jeweiligen Szenario und insbesondere davon, ob darin Wasserstoff großflächig in den Gasverteilnetzen zum Einsatz kommen soll.

Wasserstoffbedarf in der Gebäudewärme

aus Studien für das Jahr 2045.^{[1][2][3][4][5]} Die unterschiedlichen Meinungen in der Stakeholderschaft spiegeln sich auch in den erwarteten Wasserstoffbedarfen aus Studien wider. In einigen Szenarien gibt es keinen Einsatz von Wasserstoff, wohingegen in anderen Wasserstoff in der Breite angewendet wird.



- LFS 3, T45-Strom [4]
- Agora, KN 2045 [2]
- Ariadne Elec_Dom [1]
- Ariadne Bal [1]
- Ariadne Elec_Imp [1]
- Ariadne SynF [1]
- BDI Zielpfad [5]
- dena-Leitstudie [3]
- LFS 3,T45-H2 [4]
- Ariadne H2_Dom [1]
- Ariadne H2_Imp [1]

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Allgemeine Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Vermutlich wird es nicht nur eine Lösung, sondern viele verschiedene Wege der klimaneutralen Wärmebereitstellung im gesamten Bundesgebiet geben. Die Defossilisierung kann mithilfe der folgenden Energieträger erfolgen:

- › Wasserstoff
- › synthetisches Methan
- › Biogas/-Methan
- › Strom

Diese können über verschiedene Infrastrukturen zur Verfügung gestellt werden:

- › Erdgasnetze
- › Wasserstoffnetze
- › Stromnetz
- › Wärmenetze
- › hausinterne Systeme (unter anderem Photovoltaik und Solarthermie)

Zudem kann die Skalierung der Wärmebereitstellung auf folgenden Ebenen betrachtet werden:

- › Wohnung
- › Ein- und Zweifamilienhaus
- › Mehrfamilienhaus
- › Quartier oder Kommune

Zusätzlich können mehrere Technologien innerhalb eines Gebäudes oder Quartiers miteinander kombiniert werden.

Technologien zur Beheizung von Gebäuden mit Wasserstoff

Wasserstoff kann auf verschiedenen Wegen in einem Gebäude zum Einsatz kommen, je nach lokaler Infrastruktur und/oder kommunaler Wärmeplanung. Bei einem Wasserstoffeinsatz in der Gebäudewärme ergeben sich Forschungsbedarfe zu diesen Technologien und Ansätzen:

- › H₂-ready-Gasbrennwerttherme
- › Wasserstoffbrennwerttherme
- › Brennstoffzelle
- › Kopplungen an hybride Systeme, wie etwa die Wärmepumpe oder eine Solarthermieanlage
- › Technologien zur Bereitstellung von Fernwärme, wie etwa Gas- und Dampfturbinen

Weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht hinsichtlich:

- › Materialversprödung durch Wasserstoff von Anschlüssen, Leitungen und Komponenten
- › Wasserstoff-Reinheitsanforderungen
- › Netz- oder Systemdienlichkeit bei der Nutzung
- › Anpassung von Brennprozessen beim Wechsel von Erdgas auf Wasserstoff
- › Lokale Speichermöglichkeiten
- › Effizienzverbesserung

Begleitforschung

Neben den technologischen Forschungsbedarfen könnten weitere Fragestellungen aufkommen, etwa zur sozialen Akzeptanz und zu regionalen Umsetzungsmöglichkeiten. Auch weiterführende ökonomische und ökologische Analysen könnten notwendig sein.

PUBLIKATION

- › Wasserstoff-Kompass (2022): Fact Sheet. Wasserstoff im Gebäudesektor
https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/fact_sheet_wasserstoff_waerme.pdf

Handlungsoptionen Wasserstoff

Wasserstoffbeimischung in Erdgasverteilnetze

Grundsätzlich ist eine Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasverteilnetz möglich, um die Wärmeversorgung zu defossilisieren. Das technische Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) regelt die Höhe des Wasserstoffanteils in Erdgasgemischen im Netz. Dies sind derzeit zehn Volumenprozent.^[15] Aufgrund von Prüfungen und Laboruntersuchungen wird erwartet, dass Gasthermen mit Wasserstoffgehalten von bis dreißig Volumenprozent betrieben werden können.^[16]

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



› Im Fall einer Beimischung von bis zu 20 Volumenprozent in Erdgasverteilnetze sollte dies laut einer deutlichen Mehrheit (70 Prozent der Befragten in unserer Stakeholderumfrage) bis zum Jahr 2030 geschehen. Allerdings gaben 13 Prozent an, dass eine solche Beimischung überhaupt nicht stattfinden sollte.^[13] Dieser Meinungsunterschied löste im Rahmen des Stakeholder-Dialogs eine kontroverse Diskussion aus (siehe auch Vor- und Nachteile).^[13] Einerseits kann eine Beimischung den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft unterstützen, indem sie eine hohe Nachfrage generiert. Andererseits könnte dies zu Lock-in-Effekten führen und somit (teilweise) den Einsatz effizienterer Technologien verhindern.

Voraussetzungen

- › Nach der Novelle des Gebäudeenergiegesetzes ist ein Investitions- und Transformationsplan für die Umstellung auf Wasserstoff nötig.^[18]
- › Es muss genug Wasserstoff zuverlässig vorhanden sein, um diesen großflächig in Verteilnetze einspeisen zu können, zum Beispiel über den Anschluss an das European Hydrogen Backbone.
- › Wasserstoffimporte gelten als notwendige Voraussetzung für eine ausreichende Wasserstoffbereitstellung, da die prognostizierten Bedarfe die inländische Erzeugung signifikant übersteigen werden.
- › Leitungen müssen Wasserstoff gegenüber beständig sein (beispielsweise muss eine Versprödung durch Wasserstoff, die bei manchen Stahlsorten auftritt, ausgeschlossen werden).
- › Regulatorische Änderungen und technische Lösungen sind nötig: Wenn beispielsweise Methan-Tankstellen im Verteilnetz vorhanden sind, dürfen aktuell nur bis zu zwei Prozent Wasserstoff beigemischt werden.^[15]

Vorteile

- › Es ist ein schneller Hochlauf der Wasserstoffnachfrage bei vergleichsweise einfachem Ersatz fossilen Erdgases möglich. Die Verteilnetze können bereits große Mengen Wasserstoff bei niedrigen Beimischungsquoten aufnehmen und somit ausreichende Nachfrage zu Beginn des Markthochlaufs generieren.
- › Eine Weiternutzung vorhandener Infrastruktur, insbesondere von Gasleitungen, ist möglich.
- › Variable Wasserstoffmengen können aufgenommen werden. Dadurch können anfangs schwankende Liefermengen ausgeglichen werden.
- › Eine geringe Beimischung (bis zu zehn Volumenprozent) ist voraussichtlich mit geringem beziehungsweise keinem Aufwand für Privathaushalte verbunden.
- › Geringe Schwankungen in der Gaszusammensetzung sind voraussichtlich für Privatkund*innen unproblematisch.

Nachteile

- › Es ergibt sich eine geringe relative Treibhausgasminderung (circa sieben Prozent bei zwanzig Volumenprozent Wasserstoffbeimischung).
- › Es entsteht ein Entmischungsaufwand bei Abnehmenden, die Erdgas stofflich nutzen und/oder eine gleichmäßige Leistung und somit ein konstantes Gasgemisch benötigen.
- › Möglicherweise besteht keine homogene Gasmischung (Dichteschwankungen). Das bedeutet: Es könnten Bereiche mit unterschiedlichen Konzentrationen von Wasserstoff und Erdgas im Verteilnetz entstehen.
- › Die Gesamtenergieeffizienz fällt geringer aus als bei anderen Optionen, wie etwa der Wärmepumpe.
- › Es werden Anpassungen nötig bei Software, Flussmassenmessern, eventuell hausinternen Leitungen, und gegebenenfalls auch Endgeräten.

Folgen

- › Lock-in-Gefahr: Bei einer Beimischung von Wasserstoff wird Erdgas als Energieträger weitergenutzt, statt frühzeitig auf eine klimaneutrale Alternative umzusteigen. Dies kann einen Aufschub von energetischen Sanierungen in Privathaushalten (wie beispielsweise den Umstieg auf Wärmepumpen) zur Folge haben, da langfristig eine Steigerung auf 100 Volumenprozent Wasserstoff in Aussicht gestellt wird.
- › Eine Beimischung von 20 Volumenprozent Wasserstoff geht mit sehr hohen Wasserstoffbedarfen von bis zu 58 Terawattstunden einher.

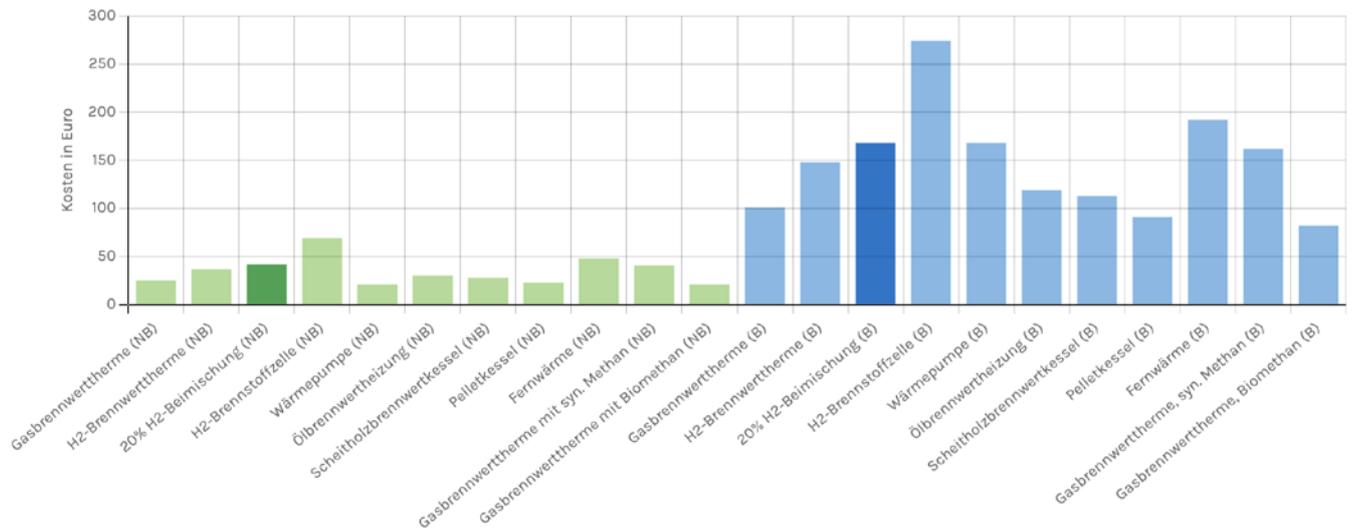
Ökonomische Aspekte

Trotz geringer Beimischung von Wasserstoff können bei manchen Endkund*innen Anpassungen beziehungsweise Investitionen nötig werden (Wechsel der Gasthermen, Leitungen, Software). Eventuell müssen Wasserstoff und Erdgas bei manchen Abnehmern wieder entmischt werden, etwa in der Industrie.

Auch bei Wasserstoffbeimischungen von weniger als dreißig Volumenprozent können Investitionen in die Infrastrukturnötig sein. Allerdings sollten diese geringer ausfallen als bei einer Umstellung auf einhundert Prozent Wasserstoff.

Abschätzung der Heizkosten

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien, basierend auf Preisen vom 1. August 2023.^{[30][61][62][63][64][65][66][67][68][69]} Für Wasserstoff und synthetisches Methan wurde eine Preiserwartung für das Jahr 2030^{[30][66]} und für Strom und Gas wurde der durchschnittliche Haushaltsstrompreis im 2. Quartal 2023 hinterlegt.^[61] Leider konnte keine konkrete Preisabschätzung für synthetisches Heizöl hinterlegt werden. Die hier gezeigten Kosten für fossiles Heizöl dürften unterhalb der Kosten für synthetisches Heizöl liegen. Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.



Versorgungssicherheit

Solange die Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff gering ist, kann der Einfluss einer Wasserstoffbeimischung auf die Versorgungssicherheit mit Wasserstoff nicht endgültig abgeschätzt werden:

Anfangs könnte eine Wasserstoffbeimischung dazu beitragen, Wasserstoff bei schwankender Verfügbarkeit flexibel abzunehmen und damit den Aufbau der heimischen Produktion zu stützen, während sich die Nachfrage noch entwickelt.

Grundsätzlich bedeutet die Wasserstoffbeimischung allerdings, dass hohe Bedarfe anfallen. Solange die Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff begrenzt ist, würde dieser dann eventuell anderen Sektoren und Branchen ohne Defossilisierungsalternativen zu Wasserstoff und seinen Derivaten nicht zur Verfügung stehen, beispielsweise der Stahl- oder der Chemieindustrie. Der Einfluss der Wasserstoffbeimischung auf das nationale Energiegesamtsystem kann derzeit nicht beurteilt werden.

Akteur*innen

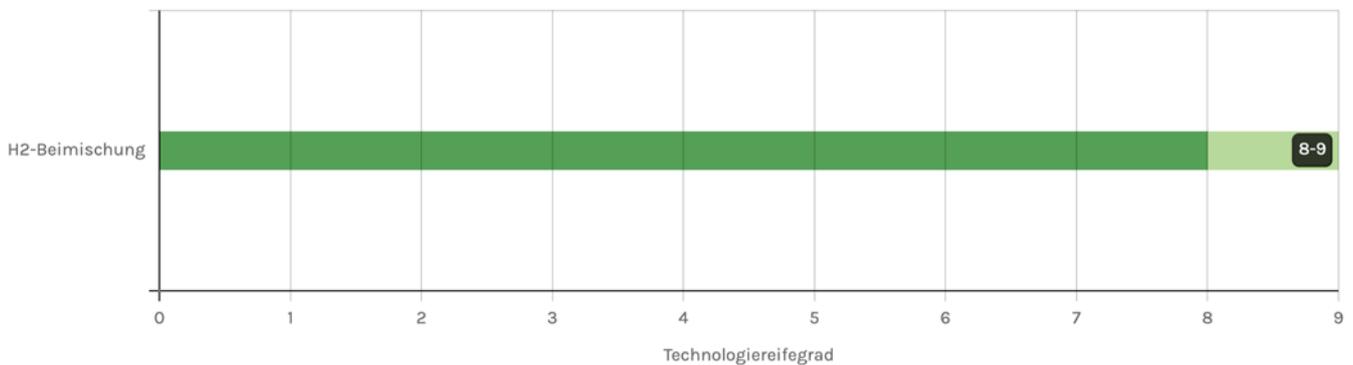
> Verteilnetzbetreiber (zum Beispiel Stadtwerke), Hauseigentümer*innen

Technologiereifegrad

Aktuell werden hierzu mehrere Projekte mit höheren Wasserstoffanteilen durchgeführt, beispielsweise H₂^[17] mit bis zu 20 Volumenprozent oder Wasserstoffinsel Öhringen^[21] mit bis zu 30 Volumenprozent. Niedrigere Anteile (weniger als zehn Volumenprozent) können dem Erdgasnetz bereits beigemischt werden, wie etwa derzeit in Haßfurt.^[19]

Technologiereifegrad

Technology Readiness Level (TRL)

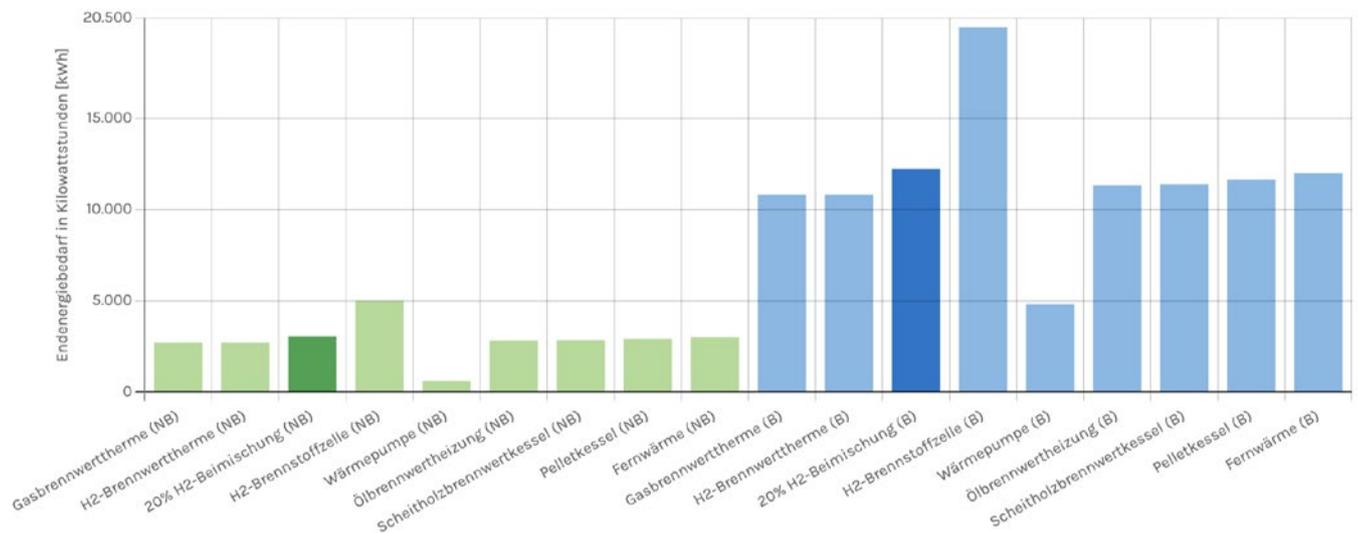


Endenergiebedarf

Der derzeitige Erdgaseinsatz in der Gebäudewärme beträgt 362 Terawattstunden, davon fallen 301 Terawattstunden in der Raumwärme und 62 Terawattstunden für die Bereitstellung von Warmwasser an.^[6] Ein Teil dieses Erdgases würde bei einer Wasserstoffbeimischung ersetzt werden.

Abschätzung der Endenergiebedarfe

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien. Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.



H₂-Bedarfe

Der Wasserstoffbedarf ist abhängig vom beigemischten Volumen. Bei einem Ersatz von 20 Volumenprozent des jetzigen Erdgasverbrauches würden beispielsweise 58 Terawattstunden Wasserstoff benötigt. Dadurch sinkt allerdings auch die gesamte transportierte Energiemenge wegen der unterschiedlichen Energiedichten von Erdgas und Wasserstoff. Im Fall einer Beimischung würde Wasserstoff sowohl in der Gebäude- als auch in der Prozesswärme zum Einsatz kommen, da die Verteilnetze auch Industrie und Gewerbe versorgen.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> H2-20

<https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-20/>

> Windgas Haßfurt

<https://green-planet-energy.de/blog/wissen/windgas/neuartiger-windgas-elektrolyseur-in-hassfurt-startet-testbetrieb/>

> Wasserstoffinsel Öhringen

<https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/wasserstoff-insel>

> H2Mix

<https://www.h2-mix.de/>

Minderungspotential

Bei der Verbrennung von Erdgas entstehen 201 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde.^[20]

Es könnten 6,7 Tonnen CO₂ pro eingesetzter Tonne erneuerbaren Wasserstoffs anstelle von Erdgas bei einer Annahme von 201 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Endenergie eingespart werden. Hierbei werden keine Emissionen von Wasserstoff über den Lebenszyklus berücksichtigt.

MASSNAHME

MASSNAHME

> Ausgestaltung der Netzzugangsregeln für lokal erzeugten Wasserstoff

Anlagenbetreiber erhielten die Möglichkeit, ihren Wasserstoff in das lokale Verteilnetz einzuspeisen. Die Netzbetreiber würden somit verpflichtet, diese Anlagen anzuschließen, analog zu Regelungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).^[22] Dadurch kann eine heimische Wasserstoffproduktion angereizt werden.

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Wasserstoffinselnetze

Abhängig von den lokalen Gegebenheiten könnten Leitungen weitergenutzt oder umgerüstet werden. Teilweise könnte auch ein Neubau sinnvoll sein. In Deutschland umfassen Erdgasverteilnetze etwa 450.000 Kilometer. Grundsätzlich könnten diese bestehenden Erdgasverteilnetze auf eine Nutzung mit einhundert Prozent Wasserstoff umgestellt werden. Da übergangsweise noch Erdgas benötigt wird, kann eine Umstellung vermutlich nur schrittweise erfolgen. Dies könnte entweder zu kleineren, eigenständigen Netzteilen (Inselnetzen) oder zur Umstellung des gesamten Verteilnetzes führen.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > Sollte es zu einer Umstellung von Verteilnetzen auf 100 Prozent Wasserstoff kommen, dann sollte dies laut 10 Prozent der Befragten (in unserer 2021 durchgeführten Stakeholderumfrage) bis 2030 und laut weiteren 40 Prozent bis 2040 geschehen.

Voraussetzungen

- › Nach der Novelle des Gebäudeenergiegesetzes ist ein Investitions- und Transformationsplan ^[18] für die Umstellung auf Wasserstoff nötig.
- › Die durchgehende Versorgung mit großen Mengen an Wasserstoff muss sichergestellt sein. Dies würde auch entsprechende Kapazitäten an H₂-Speichern erfordern.
- › Rechtliche und regulatorische Voraussetzungen für Wasserstoffnetze müssen geschaffen werden.
- › Teilweise müssen technische Anpassungen und Umrüstungen erfolgen, beispielsweise durch den Tausch von Dichtungen oder der Kompressoren.
- › Zu erwartende erforderliche Anpassungen bei Privathaushalten betreffen unter anderem die eingesetzte Software, Massenflussmesser und eventuell auch Modifikationen an hausinternen Gasleitungen.

Vorteile

- › Der Einsatz von Wasserstoff könnte eine klimaneutrale Wärmeversorgung in Bereichen mit enger Bebauung, mit Altbestand oder denkmalgeschützten Objekten, etwa in Innen- oder Altstädten ermöglichen.
- › Die Weiternutzung vorhandener Infrastruktur, insbesondere von Gasleitungen, ist möglich, wenn auch eventuell mit Anpassungen.

Nachteile

- › Beim Einsatz von H₂ handelt es sich nicht um die energieeffizienteste Möglichkeit der Wärmeversorgung, da H₂ zunächst erzeugt werden muss. Im Erzeugungsprozess treten dabei größere Energieverluste auf.
- › Es werden höhere Kosten für eine entsprechende auf Wasserstoff ausgelegte Infrastruktur erwartet, beispielsweise wegen anfallender Kosten für Neubau und Umrüstung sowie höherer Betriebskosten von Kompressoren, die mit erneuerbarem Strom betrieben werden sollten.

Folgen

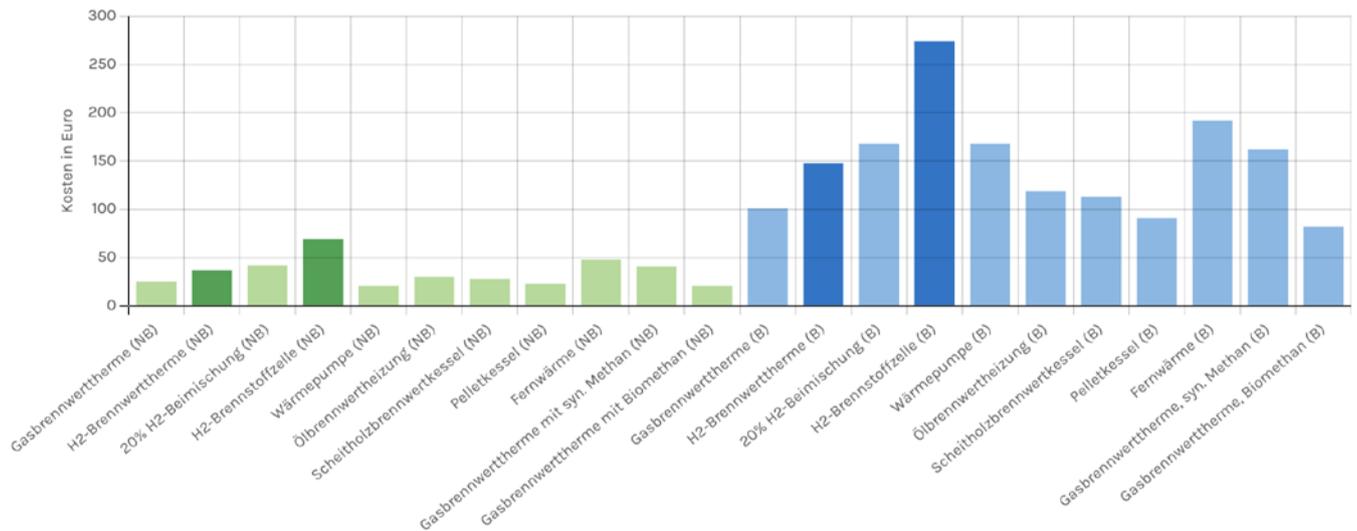
- › Es besteht die Möglichkeit, dass Inselnetze in Innenstädten eine Vorbildfunktion einnehmen und davon ausgehend ein weitflächiger Einsatz von H₂ im Gasverteilnetz gewünscht wird.
- › Ein möglicherweise angereizter breiter H₂-Einsatz im Gasverteilnetz hätte (teils regional) sehr hohe Wasserstoffbedarfe und die mögliche Gefahr eines fossilen Lock-ins zur Folge.
- › Entsprechend könnte es (regional) zu einem Aufschub von energetischen Sanierungen in Privathaushalten (wie etwa dem Umstieg auf Wärmepumpen) kommen.

Ökonomische Aspekte

Die Weiternutzung vorhandener Infrastruktur ist grundsätzlich ökonomisch vorteilhaft, erfordert allerdings auch zusätzliche Investitionen in weitere Infrastrukturmaßnahmen.

Abschätzung der Heizkosten

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien, basierend auf Preisen vom 1. August 2023.^{[30][61] [62][63][64][65][66][67] [68][69]} Für Wasserstoff und synthetisches Methan wurde eine Preiserwartung für das Jahr 2030^{[30] [66]} und für Strom und Gas wurde der durchschnittliche Haushaltsstrompreis im 2. Quartal 2023 hinterlegt.^[61] Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt. Leider konnte keine konkrete Preisabschätzung für synthetisches Heizöl hinterlegt werden. Die hier gezeigten Kosten für fossiles Heizöl dürften unterhalb der Kosten für synthetisches Heizöl liegen.



Versorgungssicherheit

Die Abhängigkeit von hochpreisigem Wasserstoff in großen Mengen kann zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen. Solange die Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff begrenzt ist, würde dieser dann eventuell anderen Sektoren, in denen es keine Defossilisierungsalternativen zu Wasserstoff und seinen Derivaten gibt, nur unzureichend zur Verfügung stehen.

Akteur*innen

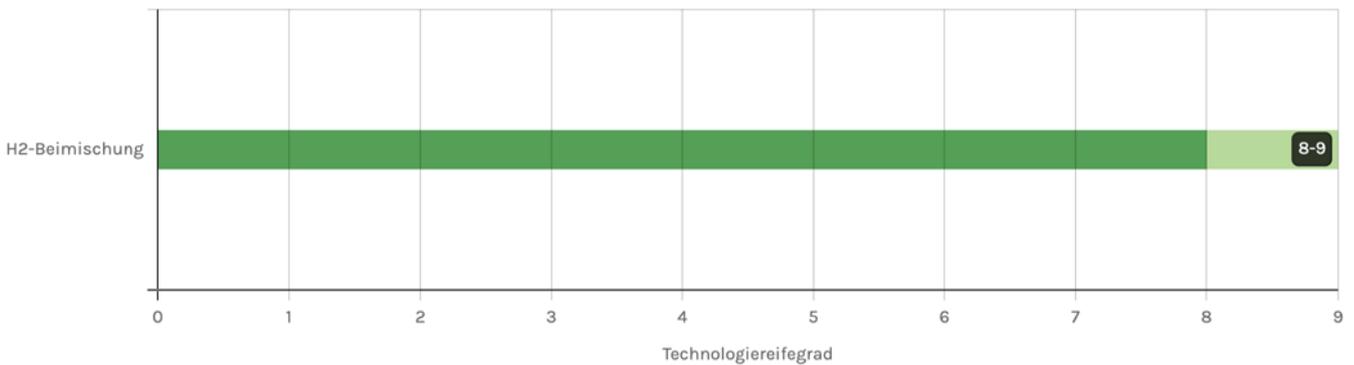
> Verteilnetzbetreiber (zum Beispiel Stadtwerke)

Technologiereifegrad

H₂-Leitungen sind bisher vor allem in der chemischen Industrie vorzufinden.
H₂-Brennwertthermen werden verkauft, aber die Umstellung auf einhundert Prozent H₂ wird noch erprobt, zum Beispiel im Projekt H₂Direkt.

Technologiereifegrad

Technology Readiness Level (TRL)

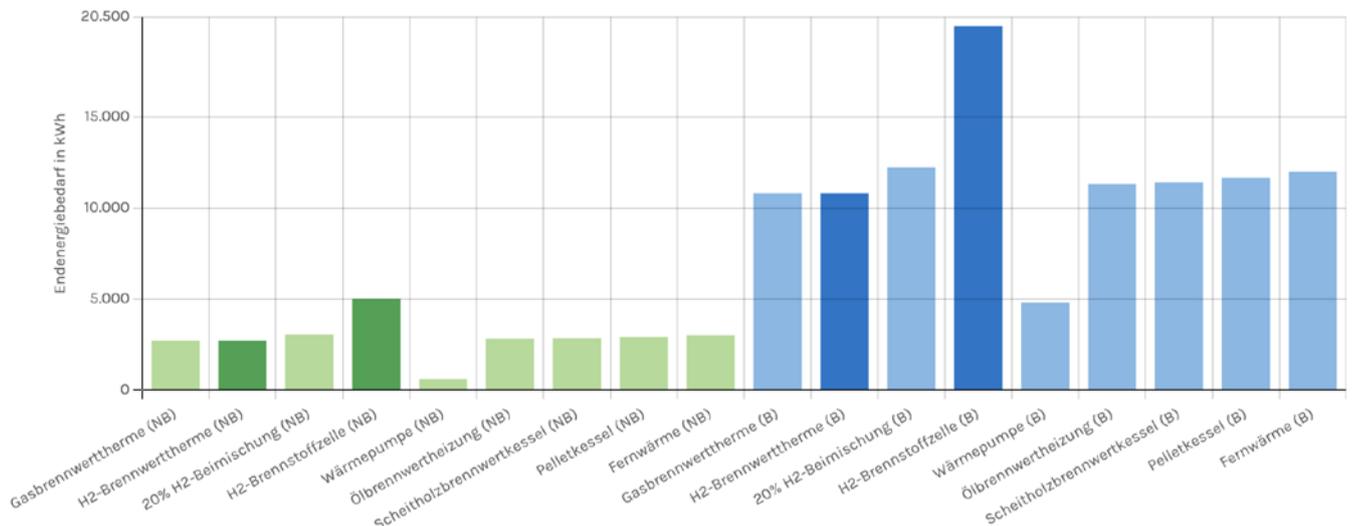


Endenergiebedarf

Im Jahr 2020 wurden 362 Terawattstunden Erdgas in der gesamten Gebäudewärme eingesetzt. Davon entfielen etwa 301 Terawattstunden auf die Raumwärme und knapp 62 Terawattstunden auf die Bereitstellung von Warmwasser.^[6] Dieser Endenergiebedarf würde dann mit Wasserstoff gedeckt.

Abschätzung der Endenergiebedarfe

einer Wohnfläche von 120 m² im Neubau (NB) bzw. im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien. Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.



H₂-Bedarfe

Bei flächendeckendem Einsatz in Gasverteilnetzen, sowohl durch anfängliche Beimischungen als auch in Inselnetzen, wurde für das Jahr 2045 ein Wasserstoffbedarf von bis zu 180 Terawattstunden pro Jahr modelliert.^[3] Sollte der gesamte Erdgasbedarf für Gebäude- und Prozesswärme mit Wasserstoff ersetzt werden, so würden die Bedarfe weiter steigen.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > H₂Direkt
<https://www.esb.de/h2direkt>
- > H₂vorOrt
<https://www.h2vorort.de/>
- > SmartQuart Kaisersesch
<https://www.kaisersesch.de/aktuelles/presse-und-oeffentlichkeitsarbeit/pressemitteilungen/2022/oktober/spatenstich-smartquart-wasserstoff-fuer-die-energieversorgung-in-kaisersesch/>
- > H₂HoWi
<https://www.westenergie.de/de/landingpage/wasserstoff/h2howi.html>

Minderungspotential

Aus der Verbrennung von Erdgas entstehen 201 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde.^[23] Diese sollen durch den Einsatz von Wasserstoff vermieden werden.

Unter der Annahme, dass die 201 Gramm CO₂ pro Kilowattstunden Treibhausgasemissionen aus Erdgas durch den Einsatz von erneuerbarem H₂ gen Null gesenkt werden werden, könnten 6,7 Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff eingespart werden. Hierbei werden keine Emissionen des Stroms für die Elektrolyse eingesetzten Stroms oder klimawirksame Emissionen von Wasserstoff über den Lebenszyklus berücksichtigt.

MASSNAHME

MASSNAHME

> Ausgestaltung der Netzzugangsregeln für lokal erzeugten Wasserstoff

Anlagenbetreiber würden die Möglichkeit erhalten, ihren Wasserstoff in das lokale Verteilnetz einzuspeisen. Die Netzbetreiber würden somit verpflichtet, diese Anlagen anzuschließen, analog zu Regelungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).^[22]

INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Wasserstoff in der Nah- und Fernwärme

Wasserstoff (H₂) könnte zur Bereitstellung von Nah- und Fernwärme genutzt werden. Dadurch können in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) Strom und Wärme beziehungsweise in Heizwerken Wärme generiert werden. Hierbei können verschiedene Technologien zum Einsatz kommen, etwa Motoren, Brennstoffzellen oder Gas- und Dampf-Turbinen.

Voraussetzungen

- › Die Anlagen und die jeweilige Technik müssen H₂-ready sein.
- › Die nötige Infrastruktur wie Nah- und Fernwärmenetze, insbesondere aber auch Wasserstofftransportnetze und -speicher müssen vorhanden sein.
- › Wasserstoffimporte gelten als notwendige Voraussetzung für eine ausreichende Bereitstellung, da die prognostizierten Bedarfe die inländische Erzeugung signifikant übersteigen werden.

Vorteile

- › Bestehende Anlagen und damit auch Vermögenswerte können teilweise nach Umrüstungen und Anpassungen weitergenutzt werden.
- › Technologieabhängig könnte eine gleichzeitige Bereitstellung von Strom und Wärme gewährleistet werden.
- › Eine schnelle Defossilisierung der Wärmeversorgung ganzer Gebiete wäre hierdurch möglich.

Nachteile

- › Verbrennung, beispielsweise in Heizwerken, ist nicht die effizienteste Nutzungsmöglichkeit von H₂, zum Beispiel im Vergleich zu elektrischen Wärmepumpen. In KWK-Anlagen können allerdings hohe Wirkungsgrade (mehr als 85 Prozent) erreicht werden.^{[31] [32]}
- › Hohe Kosten für die Erschließung neuer Gebiete, den Neubau von Leitungen und Anlagen sind zu erwarten.

Folgen

- › Es können hohe lokale Speicherbedarfe von Wasserstoff notwendig sein, um eine durchgehende Versorgung mit Wärme sicherzustellen. Dies ist allerdings stark von lokalen Gegebenheiten (insbesondere dem Vorhandensein von Infrastruktur) abhängig.
- › Je nach Technologie wird H₂ dann auch in der Stromversorgung genutzt.

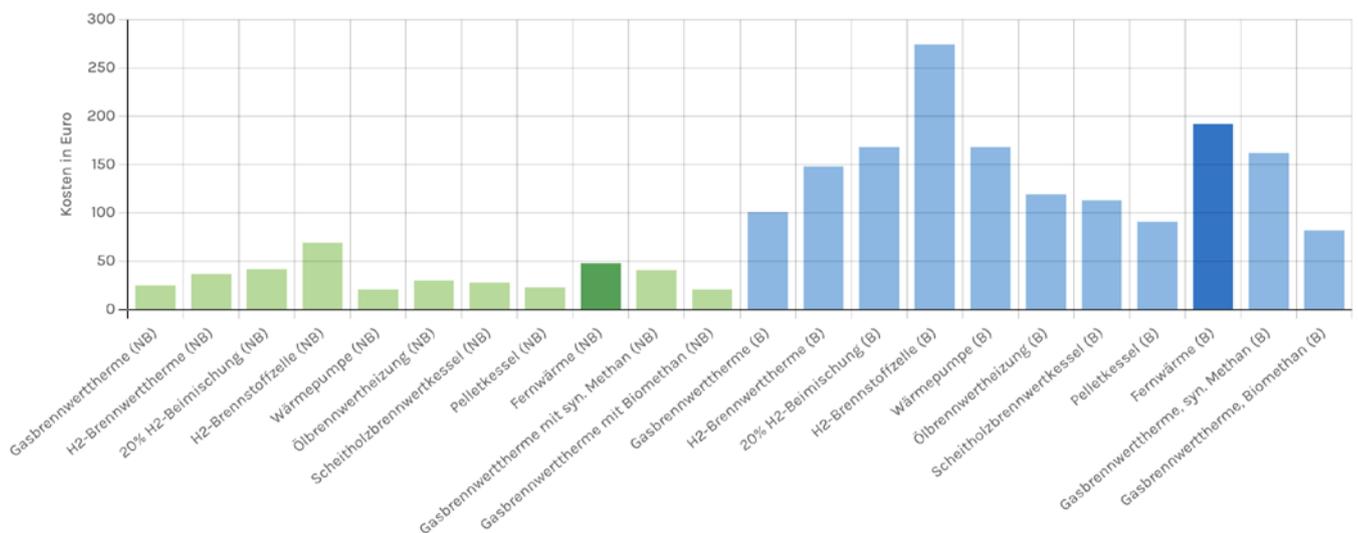
Ökonomische Aspekte

Ein Ausbau der Nah- und Fernwärme erfordert auch investitionsintensive Infrastrukturmaßnahmen.

Im Gegensatz zu anderen Wärmebereitstellungsarten stellt die Nah- und Fernwärme ein lokales Monopol dar.^[69]

Abschätzung der Heizkosten

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien, basierend auf Preisen vom 1. August 2023.^{[30][61] [62][63][64][65][66][67] [68][69]} Für Wasserstoff und synthetisches Methan wurde eine Preiserwartung für das Jahr 2030^{[30] [66]} und für Strom und Gas wurde der durchschnittliche Haushaltsstrompreis im 2. Quartal 2023 hinterlegt.^[61] Leider konnte keine konkrete Preisabschätzung für synthetisches Heizöl hinterlegt werden. Die hier gezeigten Kosten für fossiles Heizöl dürften unterhalb der Kosten für synthetisches Heizöl liegen. Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.



Versorgungssicherheit

Die ausreichende Versorgung mit Wasserstoff muss gewährleistet sein, um daraus durchgehend Fernwärme bereitstellen zu können. Als problematisch zu sehen ist, dass diese Mengen dann anderen Sektoren und Branchen ohne Defossilisierungsalternativen zu Wasserstoff und seinen Derivaten nicht zur Verfügung stehen würden, beispielsweise der Stahl- oder der Chemieindustrie.

Akteur*innen

- › Stadtwerke als Wärmeversorger
- › Industrie, Handel und Gewerbe bei Nah- und Fernwärme in Industriegebieten und auf Werksgeländen

Technologiereifegrad

Direkte Nutzung von Wasserstoff:

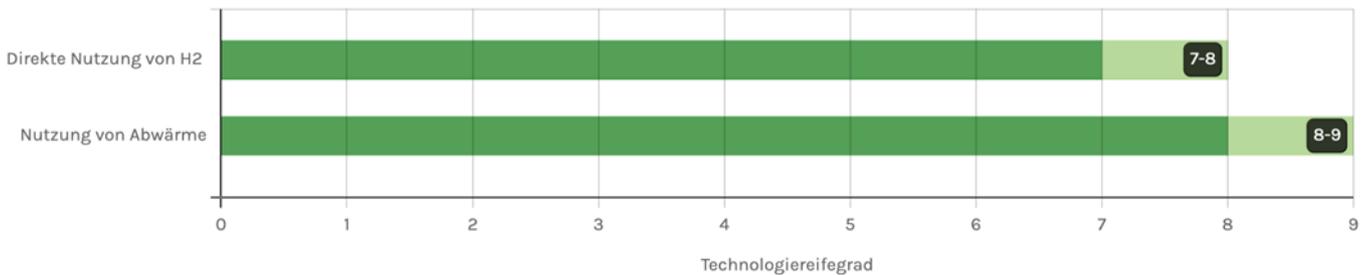
- > 7 bis 8
- > TH₂Eco ^[26], Küstenkraftwerk Kie ^[29]

Nutzung von Abwärme:

- > 8 bis 9
- > Neue Weststadt Esslingen ^[27], Bosbüll Fernwärme ^[28]

Technologiereifegrad

Technology Readiness Level (TRL)

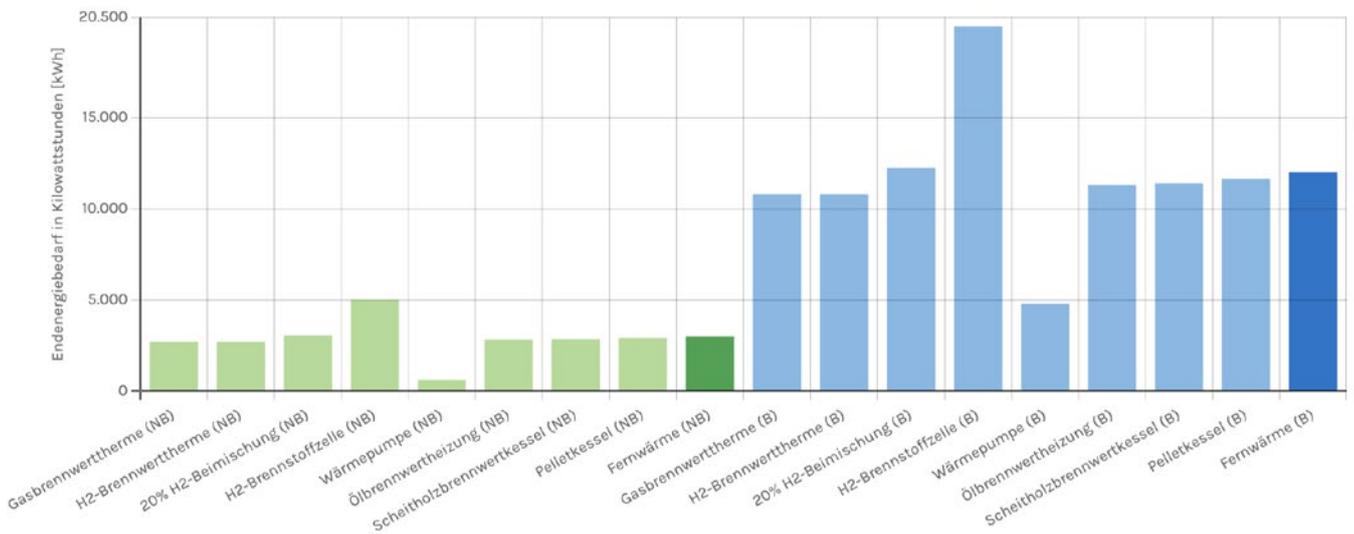


Endenergiebedarf

Im Jahr 2020 wurden für die Bereitstellung von Nah- und Fernwärme etwa 61 Terawattstunden benötigt.

Abschätzung der Endenergiebedarfe

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien. Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.



H₂-Bedarfe

Unter der Annahme, dass sich der Anteil an Fernwärme im zukünftigen Energiesystem nicht verändert, müssten mindestens 61 Terawattstunden Fernwärme auf Basis erneuerbarer Energie bereitgestellt werden. Der Anteil von direkt eingesetztem H₂ im Jahr 2045 daran wird auf 13 bis 37 Terawattstunden geschätzt.^{[2][4]}

Minderungspotential

Treibhausgasemissionen können stark schwanken, da sehr viele verschiedene Brennstoffe eingesetzt werden. Bei der Bereitstellung von Fernwärme werden allgemein emittiert:

- > 54 bis 520 Gramm CO₂-Äquivalente pro Kilowattstunde (kWh)^[23] beziehungsweise
- > 311 Gramm CO₂-Äquivalente pro Kilowattstunde^[24]
- > Bei Nutzung von Braunkohle beispielsweise fallen 399 Gramm CO₂-Äquivalente pro Kilowattstunde an.^[25]

Aktuell werden im Mittel 311 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde in der Nah- und Fernwärme emittiert.^[24] Würde diese Wärme durch erneuerbaren Wasserstoff bereitgestellt, könnten etwa zehn Tonnen CO₂ pro Tonne H₂ eingespart werden. Hierbei werden keine klimawirksamen Emissionen von Wasserstoff über den Lebenszyklus berücksichtigt.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

Direkte Nutzung von Wasserstoff

- > TH2Eco
<https://www.th2eco.de/>
- > Küstenkraftwerk Kiel
<https://www.stadtwerke-kiel.de/ueber-uns/kuestenkraftwerk>

Nutzung von Abwärme

- > Neue Weststadt Esslingen
<https://neue-weststadt.de>
- > Bösbüll Fernwärme
<https://www.bosbuell-fernwaerme.de/>

MASSNAHME

MASSNAHME

> Fördermittel für die Umstellung auf Wasserstoff bereitstellen

Um den Einsatz von Wasserstoff zur Bereitstellung von Nah- und Fernwärme anzureizen, könnten Instrumente zur Steigerung der Nachfrage wie Fördermittel eingeführt werden.

INITIATOREN

- > Bund, Länder, Kommunen

Wasserstoff als Baustein (semi-)autarker Gebäude

Wasserstoff (H₂) kann in Wohngebäuden auch in (semi-)autarken Systemen zum Einsatz kommen. Zu den miteinander gekoppelten Systemkomponenten können unter anderem Photovoltaikanlagen, Elektrolyseure, Wärmepumpen, Brennstoffzellen und Wasserstoffspeicher gehören. Dabei kann H₂ sowohl direkt in Brennstoffzellen eingesetzt werden als auch indirekt, indem Abwärme von Elektrolyseuren genutzt wird. Für (semi-)autarke Systeme, zum Beispiel für größere Mehrfamilienhäuser oder in abgelegenen Regionen kann die Speicherbarkeit von Energie in Form von H₂ eine wichtige Rolle spielen.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



› Ein knappes Viertel der Teilnehmenden an unserer Stakeholderbefragung 2021 nannten eine erhöhte Versorgungssicherheit zum Beispiel durch dezentrale, (semi-)autarke Energiesysteme als eine der drei wichtigsten Chancen eines schnellen Markthochlaufs.^[13]

Vorteile

- › (Semi-)autarke Systeme entlasten das Stromnetz durch geringeren Strombedarf.
- › Durch die jüngsten Verwerfungen in der Energieversorgung gibt es ein gesteigertes Interesse am Autarkiekonzept. Eine Effizienzerhöhung ist möglich, wenn auch die Abwärme des Systems genutzt wird.
- › Autarke Systeme sind geeignet, um Verbraucher*innen in Regionen mit mäßiger Infrastrukturanbindung, beispielsweise ohne Gasverteilnetz, zu versorgen.

Nachteile

- › (Semi-)autarke Systeme sind mit einem Preis von 85.000 bis 120.000 Euro aktuell teurer als H₂-ready-Gasthermen oder die Einzelkomponenten eines autarken Systems, wie zum Beispiel Wärmepumpen.^[33]

Folgen

- › Wärme- und Gasnetze können eventuell nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden, wenn zu viele Verbrauchsstellen wegfallen würden.

Ökonomische Aspekte

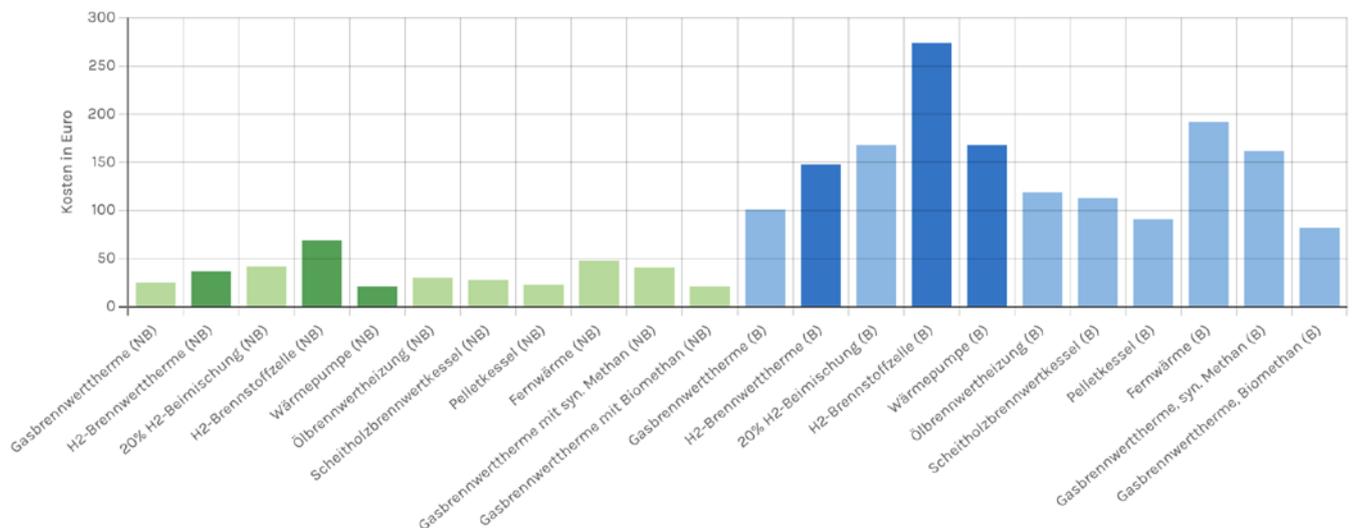
Gebäude, die ihren eigenen Energiebedarf (größtenteils) selbst decken, können Stromnetze entlasten und somit den Bedarf an investitionsintensivem Netzausbau verringern.

Durch Nichtanschluss an Gasnetze oder hybride Systeme in Nah- und Fernwärmenetzen können Geschäftsmodelle ihrer häufig kommunalen Betreiber unrentabel werden.

Die Wirtschaftlichkeit für Eigentümer*innen hängt stark von der Entwicklung der Gas- und Strompreise ab, von denen diese dann durch ihre (semi-)autarken Systeme (zumindest teilweise) entkoppelt sind.

Abschätzung der Heizkosten

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien, basierend auf Preisen vom 01.08.2023. ^{[30][61][62][63][64][65][66][67][68][69]} Für Wasserstoff und synthetisches Methan wurde eine Preiserwartung für das Jahr 2030 ^{[30][66]} und für Strom und Gas wurde der durchschnittliche Haushaltsstrompreis im 2. Quartal 2023 hinterlegt. ^[61] Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt. Leider konnte keine konkrete Preisabschätzung für synthetisches Heizöl hinterlegt werden. Die hier gezeigten Kosten für fossiles Heizöl dürften unterhalb der Kosten für synthetisches Heizöl liegen.



Versorgungssicherheit

Da sie die Stromnetzbelastung und die Abhängigkeit von Energieimporten verringern, können (semi-)autarke Systeme zur Versorgungssicherheit des Gesamtenergiesystems beitragen. Der Verbrauch des eigenerzeugten Wasserstoffs wirkt sich nicht negativ auf die Wasserstoffversorgung anderer Sektoren aus.

Akteur*innen

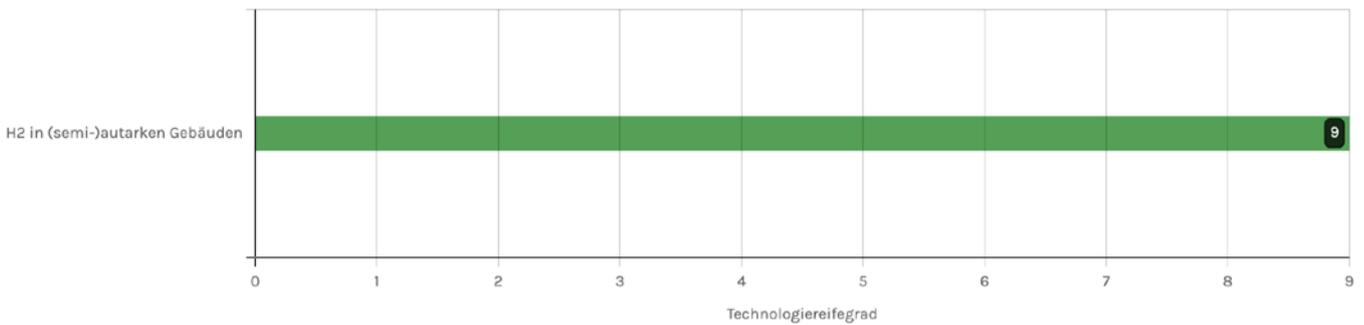
> Hauseigentümer*innen

Technologiereifegrad

H₂-basierte (semi-)autarke Heizsysteme stehen auf dem Markt zur Verfügung. ^[33]

Technologiereifegrad

Technology Readiness Level (TRL)

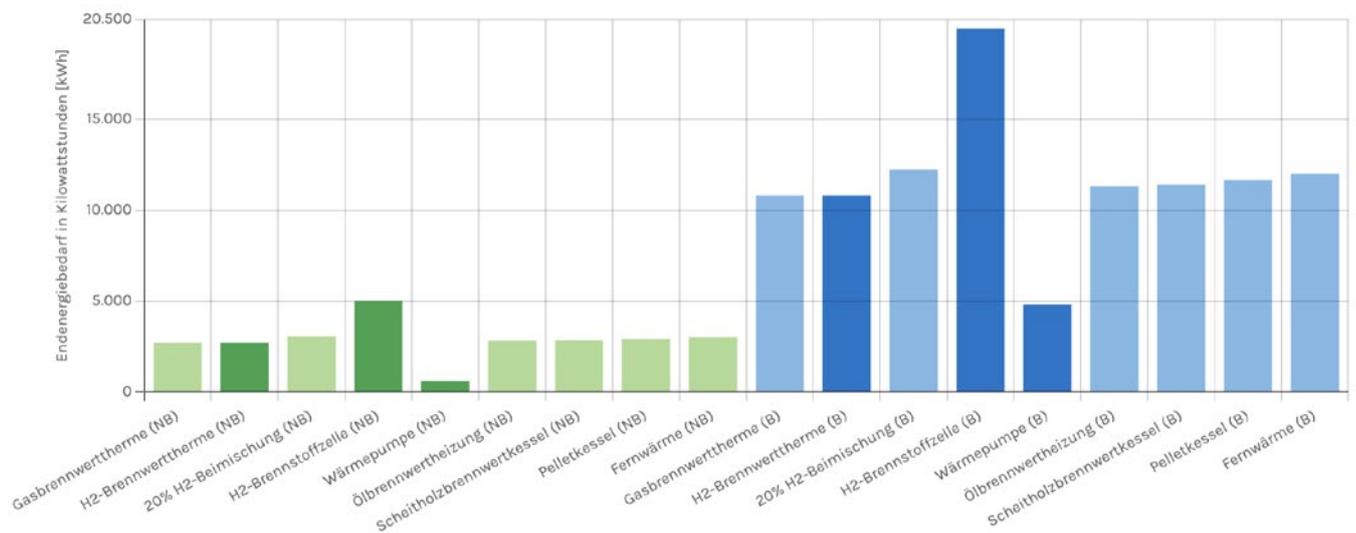


Endenergiebedarf

Da hier verschiedene Heizsysteme ersetzt werden können, orientiert sich ein Endenergiebedarf an der verwendeten Technologie (etwa der Brennstoffzelle und der der Wärmepumpe) beziehungsweise der Kombination derer.

Abschätzung der Endenergiebedarfe

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien. Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.



H₂-Bedarfe

Wasserstoffbedarfe fallen außerhalb des Bilanzrahmens des Gesamtenergiesystems an.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> FlexEH₂ome
<https://flexehome.de/>

Minderungspotential

Die Treibhausgasemissionen sind schwer abschätzbar, da hier verschiedene Brennstoffe in verschiedenen Systemen ersetzt werden können. Diese Emissionen würden durch ein erneuerbares, (semi-)autarkes System gemindert oder sogar ganz entfallen.

Ein photovoltaikbasiertes H₂-Heizsystem mit hohem Autarkiegrad kann zu einer vollständigen CO₂-Äquivalente-Emissionseinsparung führen, sofern keine weiteren Lebenszyklusemissionen berücksichtigt werden.

MASSNAHME

MASSNAHME

> Staatliche Bezuschussung oder Förderung der Anschaffung von kleinen stationären Brennstoffzellen

Kleine, stationäre Brennstoffzellen können einen Teil eines autarken Gebäudesystems darstellen. Dies könnte durch eine Bezuschussung gefördert werden.

INITIATOR

> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Indirekte Nutzung von Wasserstoff: Abwärme von Elektrolyseuren

Bei der Nutzung der Abwärme eines Elektrolyseurs handelt es sich um einen indirekten Einsatz von Wasserstoff, da dieser nicht direkt zur Beheizung von Gebäuden eingesetzt wird. Die Abwärme kann für Nah- und Fernwärmenetze mithilfe einer (Groß-)Wärmepumpe genutzt werden. Das Temperaturniveau der meisten Elektrolyseure ist kaum geeignet für Prozesswärme im industriellen Umfeld, aber ideal zur Beheizung von Gebäuden.

Voraussetzungen

- > Neben einem Elektrolyseur muss auch ein entsprechendes Wärmenetz vorhanden sein, in das eingespeist werden kann.

Vorteile

- > Die Bereitstellung von H₂ und klimaneutraler Wärme sind mit diesem Konzept gleichzeitig möglich.
- > Durch die Abwärmenutzung wird der Elektrolyseur gesamtenergetisch effizienter und wirtschaftlicher.

Nachteile

- > Lokale Gegebenheiten an den jeweiligen Standorten, etwa die Art des Elektrolyseurs und die benötigte Temperatur für das Wärmenetz, müssen berücksichtigt werden. Dies kann aufwendiger sein.
- > Die schwankende H₂-Erzeugung macht planbare Wärmebereitstellung schwierig. Elektrolyseure laufen eventuell nicht durchgehend, sondern zwischen 1.000 und 6.000 Volllaststunden pro Jahr. Dies könnte weitere Wärmequellen im Wärmenetz erfordern.

Folgen

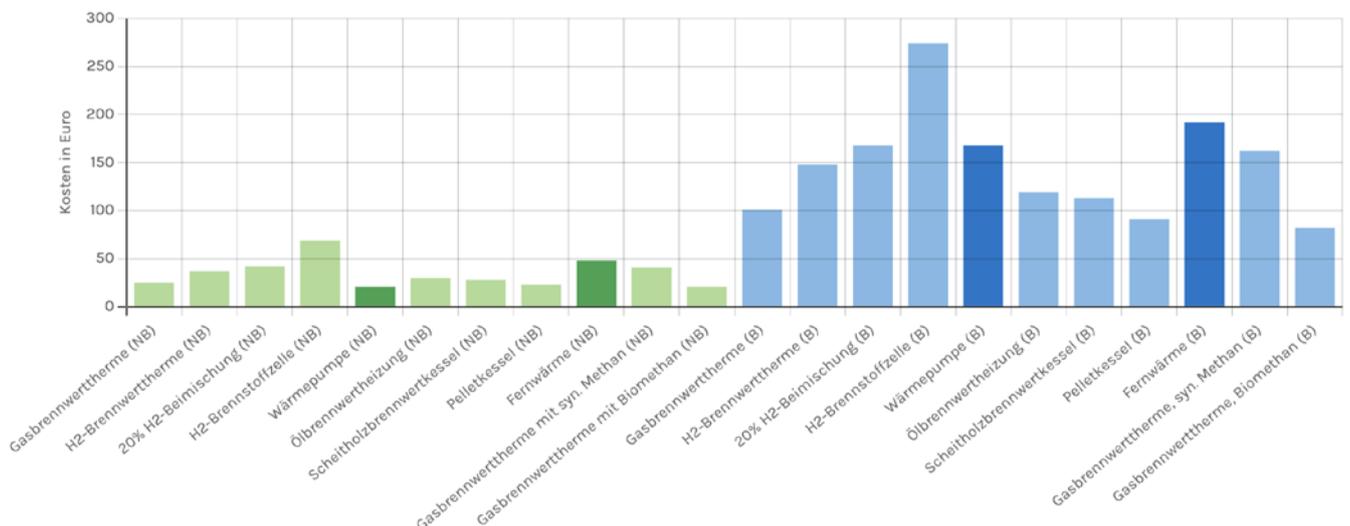
- > Nachdem aber Energiesystemmodellierungen fast nur noch Großwärmepumpen nutzen, müssen genügend Abwärmequellen gefunden und erschlossen werden.

Ökonomische Aspekte

Die Nutzung von Abwärme kann Elektrolyseprojekte rentabler machen, insbesondere in kleineren Nahwärmenetzen.^[28]

Abschätzung der Heizkosten

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien, basierend auf Preisen vom 1. August 2023.^{[30][61] [62][63][64][65][66][67] [68][69]} Für Wasserstoff und synthetisches Methan wurde eine Preiserwartung für das Jahr 2030^{[30] [66]} und für Strom und Gas wurde der durchschnittliche Haushaltsstrompreis im 2. Quartal 2023 hinterlegt.^[61] Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt. Leider konnte keine konkrete Preisabschätzung für synthetisches Heizöl hinterlegt werden. Die hier gezeigten Kosten für fossiles Heizöl dürften unterhalb der Kosten für synthetisches Heizöl liegen.



Versorgungssicherheit

Durch die Abwärmenutzung erhöht sich die Energieausbeute eines Elektrolyseurs. Entsprechend verringert sich der Primärenergieverbrauch in einer Gesamtenergiesystembetrachtung, was sich wiederum tendenziell positiv auf die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems auswirkt. Zusätzlich kann die Abwärmenutzung von Elektrolyseuren einen Beitrag zur sicheren Wärmeversorgung leisten.

Akteur*innen

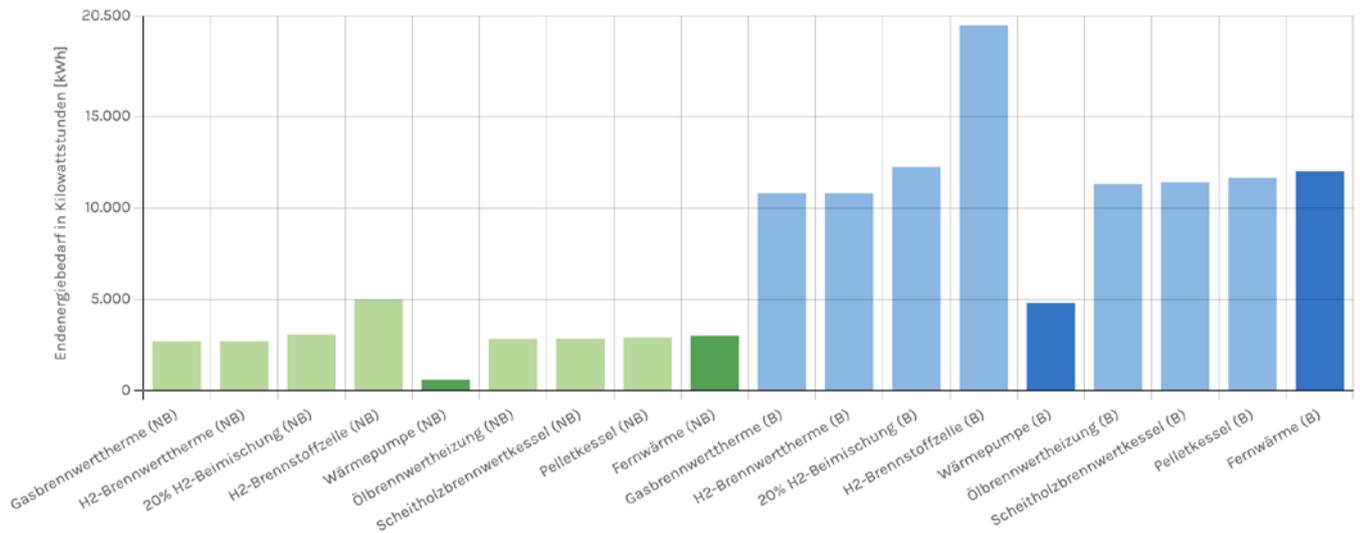
- > Wärmenetzbetreiber (zum Beispiel Stadtwerke)
- > Elektrolyseurbetreiber
- > Industrie, Handel und Gewerbe, wenn Abwärme für Nah- und Fernwärme in Industriegebieten und auf Werksgeländen anfällt und genutzt wird
- > Privathaushalte und Eigentumsgemeinschaften

Endenergiebedarf

Für die Bereitstellung dieser Abwärme zur Beheizung von Gebäuden kommt eine Wärmepumpe zum Einsatz.

Abschätzung der Endenergiebedarfe

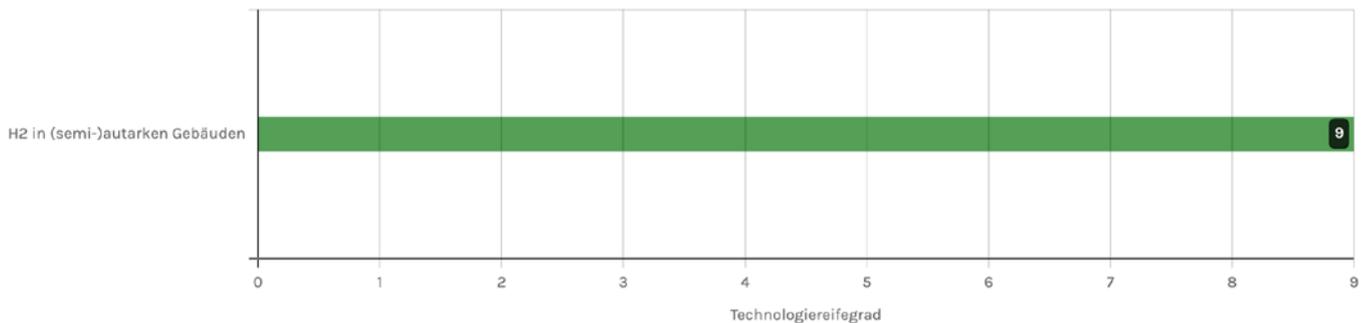
einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien. Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.



Technologiereifegrad

Die Nutzung von Elektrolyseurabwärme wird bereits umgesetzt. ^{[27][28]}

Technologiereifegrad
Technology Readiness Level (TRL)



H₂-Bedarfe

Für die Abwärmenutzung fällt kein zusätzlicher H₂-Bedarf an.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > Bösbüll Fernwärme
<https://www.bosbuell-fernwaerme.de/>
- > Neue Weststadt Esslingen
<https://neue-weststadt.de/>

Minderungspotential

Die ersetzbaren Treibhausgasemissionen sind schwer abschätzbar, da verschiedene Brennstoffe in verschiedenen Systemen, insbesondere von Nah- und Fernwärme, zum Einsatz kommen.

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Nutzung von Abwärme von Elektrolyseuren anreizen

Fernwärmeversorger sind häufig zurückhaltend, unter anderem aufgrund der hohen Investitionsbedarfe. ^{[34][35]} Ein befristetes Förderprogramm, etwa mit niedrigen, variablen Fördersätzen (je nach Grad der Abwärmenutzung) oder einem Bonus für Großwärmepumpen oder für den Anschluss an Wärmenetze, könnte Wasserstoffherstellungsprojekte anreizen und den Weg für ein integriertes, effizienteres Energiesystem ebnen.



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- › Unter den Stakeholder*innen herrschte weitestgehend Konsens, dass Anreize (aber Verpflichtung) zur Nutzung der Abwärme aus Elektrolyseuren eine sinnvolle Maßnahme seien.

INITIATOR

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME

› Einheitliche Definition von Abwärme

Eine bundesweit einheitliche Definition von Abwärme, die Anlagen zur erneuerbaren Erzeugung von Wasserstoff einschließen sollte, könnte die Integration von Abwärmequellen in Wärmeprojekte fördern. ^[36]^[37]

INITIATOREN

- › Bundes- und Landesministerien,
vor allem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME

› Erleichterung des Zugangs zu Daten über Abwärmepotenziale

Für die Integration von Abwärme, beispielsweise in die kommunale Wärmeplanung, sind relevante Daten über Abwärmequellen notwendig. ^[38] Diese sollten für die Wärmeplanung zugänglich gemacht werden. ^[39] Daten könnten von Anbietern direkt an potenzielle Abnehmer übermittelt werden.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- › Landesministerien
- › Politik beziehungsweise Verwaltung auf kommunaler Ebene, beispielsweise zuständig für Bau oder kommunale Wärmeplanung

Synthetisches Methan in der Gebäudewärme

Synthetisches Methan aus erneuerbarem Wasserstoff (H₂) und Kohlenstoff könnten in das Erdgasnetz eingespeist werden und fossiles Erdgas, das aus circa achtzig Prozent Methan besteht, ersetzen. Dadurch könnte es zur Bereitstellung von Nah- und Fernwärme, und individueller Gebäudewärme eingesetzt werden.

Voraussetzungen

- › Entsprechend der Novelle des Gebäudeenergiegesetzes müsste ein Transformationsplan für dieses Gasnetz vorgelegt werden.^[8]
- › Für die Produktion von synthetischem Methan müssen erneuerbarer Wasserstoff und Kohlenstoff aus nachhaltigen Quellen in ausreichend großen Mengen am Produktionsstandort verfügbar sein. Da synthetisches Methan global produziert und gehandelt werden kann, müssen diese H₂- und CO₂-Bedarfe nicht zwingend in Deutschland anfallen.
- › Für die Wasserstoffbedarfe muss entsprechend erneuerbarer Strom in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen.
- › Für klimaneutrales synthetisches Methan muss das Direct-Air-Capture-Verfahren skaliert oder Kohlenstoff aus biogenen Quellen oder CO₂-Abscheidung erschlossen werden.

Vorteile

- › Da der Energieträger durch ein chemisches Äquivalent ersetzt wird, ist keine technische Umstellung auf Verbrauchsseite nötig.
- › Die bestehenden Infrastrukturen und Speicher können ohne technische Anpassungen weiter genutzt werden. Es entstehen keine zusätzlichen Kosten im Vergleich zu Anlagen, die das Kriterium »H₂-ready« erfüllen müssen.
- › Es fallen keine Kosten für einen H₂-Netzneubau an.
- › Eine kostenintensive Umwidmung des Gasnetzes wird vermieden.

Nachteile

- › Bei der Erzeugung von synthetischem Methan handelt es sich um einen energieaufwendigen Prozess mit Effizienznachteilen gegenüber Direktelektrifizierung und höheren Kosten wegen zusätzlicher Prozessschritte.
- › Es besteht eine Lock-in-Gefahr.

Folgen

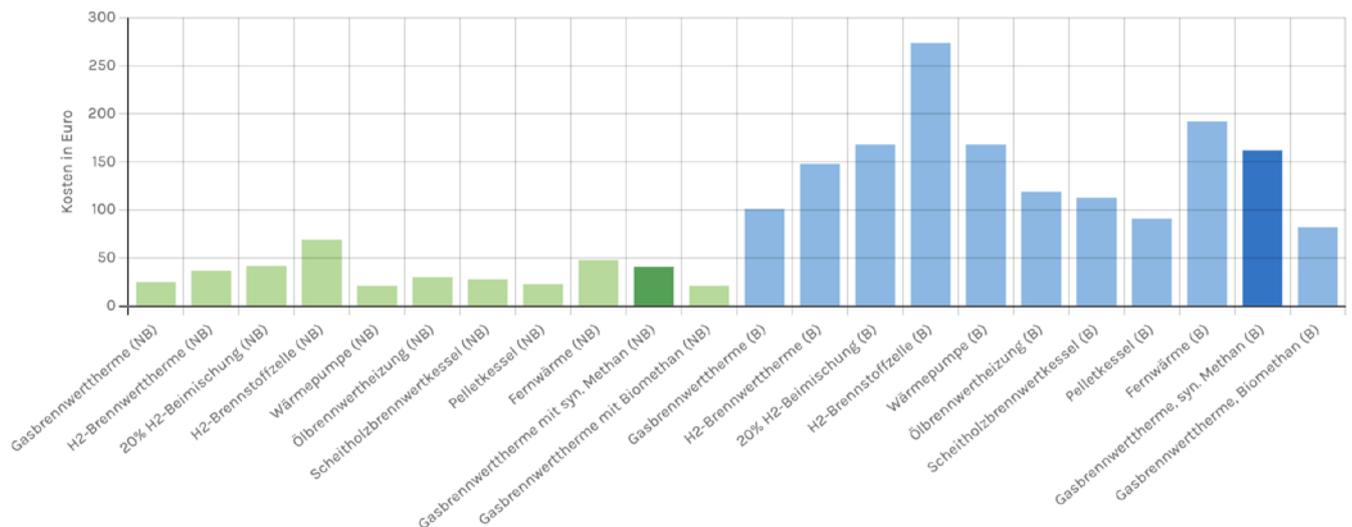
- › Die Weiternutzung von Methan kann mit Methanleckagen einhergehen.
- › Erschlossene industrielle Punktquellen könnten auch über 2045 hinaus beibehalten werden.

Ökonomische Aspekte

Eine Nutzung synthetischen Methans bedeutet, dass die Gasinfrastruktur und die Endgeräte ohne Umstellungen weiterverwendet werden können. Allerdings benötigt die Entnahme von CO₂ aus der Luft viel Energie und ist dementsprechend teuer. Dies in Verbindung mit dem niedrigeren Gesamtwirkungsgrad (von der Primärenergie zu H₂ beziehungsweise von CO₂ zu Methan zur Endenergie) bedeutet höhere Gesamtkosten. Die Nutzung vorhandener Infrastrukturen und Transportwege könnten diese Mehrkosten gegebenenfalls kompensieren.

Abschätzung der Heizkosten

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien, basierend auf Preisen vom 1. August 2023.^{[30][61] [62][63][64][65][66][67] [68][69]} Für Wasserstoff und synthetisches Methan wurde eine Preiserwartung für das Jahr 2030^{[30] [66]} und für Strom und Gas wurde der durchschnittliche Haushaltsstrompreis im 2. Quartal 2023 hinterlegt.^[61] Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt. Leider konnte keine konkrete Preisabschätzung für synthetisches Heizöl hinterlegt werden. Die hier gezeigten Kosten für fossiles Heizöl dürften unterhalb der Kosten für synthetisches Heizöl liegen.



Versorgungssicherheit

Sollte synthetisches Methan in der Wärmeversorgung breit eingesetzt werden, würde die entsprechend hohen H₂-Bedarfe dazu führen, dass diese Mengen an erneuerbarem beziehungsweise CO₂-arm erzeugtem H₂ nur schwer bereitgestellt werden könnten und dann anderen und Branchen ohne Defossilisierungsalternativen zu Wasserstoff und seinen Derivaten nicht zur Verfügung stehen würden, beispielsweise der Stahl- oder der Chemieindustrie. Dies würde sich gesamtsystemisch negativ auf die H₂-Versorgungssicherheit auswirken, soweit synthetisches oder biogenes Methan nicht importiert wird.

Akteur*innen

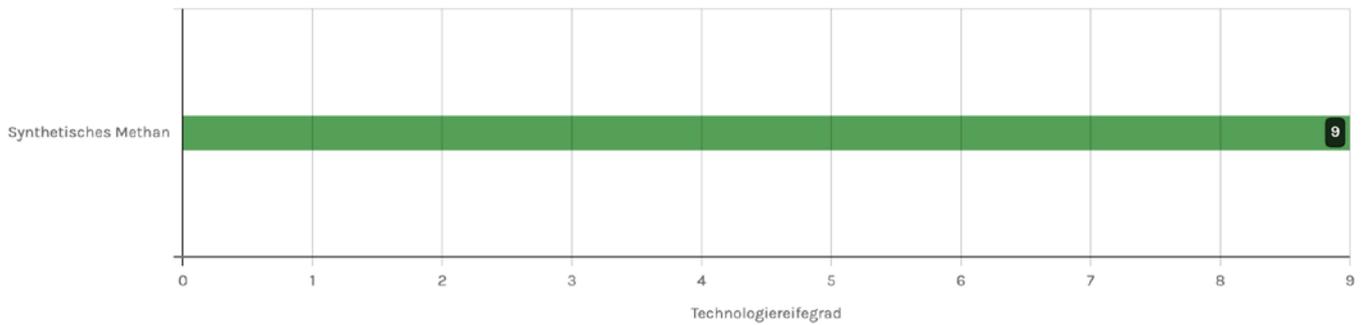
- > Produzenten von klimaneutralem H₂, CO₂ und synthetischem Methan
- > Transport- und Verteilnetzbetreiber

Technologiereifegrad

Hier ist keine Umstellung nötig, da das Methan im Erdgas durch synthetisches ersetzt wird.

Technologiereifegrad

Technology Readiness Level (TRL)

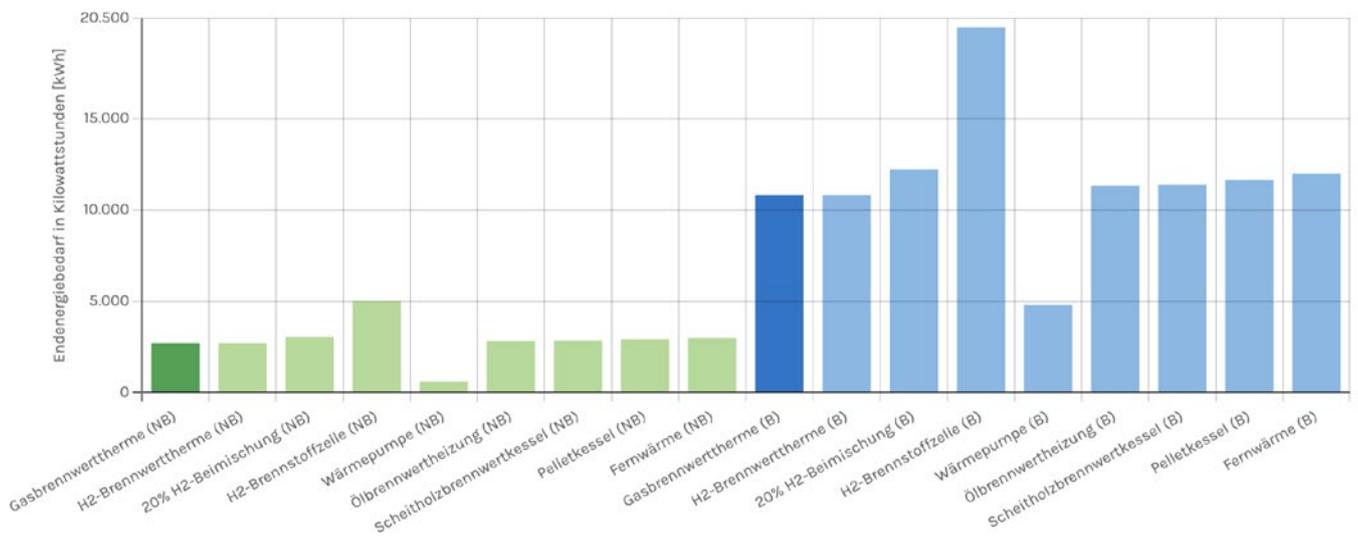


Endenergiebedarf

Im Jahr 2020 betrug der Erdgaseinsatz in der Gebäudewärme 362 Terawattstunden. Davon entfielen etwa 301 Terawattstunden auf die Bereitstellung von Raumwärme und 62 Terawattstunden auf Warmwasser.^[6] Auch die Nah- und Fernwärme nutzen in Teilen Erdgas. Insgesamt wurden 2020 etwa 61 Terawattstunden über Nah- und Fernwärme bereitgestellt. Davon entfielen etwa 55 Terawattstunden auf die Bereitstellung von Raumwärme.^[6] Zukünftig müssen diese Energiebedarfe erneuerbar bereitgestellt werden.

Abschätzung der Endenergiebedarfe

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien. Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.



H₂-Bedarfe

Für ein Molekül synthetischen Methans (CH₄) werden vier Wasserstoffmoleküle (H₂) benötigt. Wollte man die gesamte für die Gebäudewärme eingesetzte Menge Erdgas in 2020 (362 Terawattstunden oder 26 Millionen Tonnen Methan) ersetzen, so werden etwa 437 Terawattstunden H₂ (13 Millionen Tonnen) benötigt.

Bedarfe an Wasserstoff fallen beim Import von synthetischem Methan außerhalb Deutschlands an.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- › Store & Go Falkenhagen
<https://www.storeandgo.info/demonstration-sites/>

Minderungspotential

Bei der Verbrennung von Erdgas fallen 201 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde an.^[20] Diese würden vermieden, wenn das CO₂ vorher der Atmosphäre entzogen wurde.

MASSNAHMEN

MASSNAHME

› Verpflichtende Beimischungsquoten

Der Einsatz von synthetischem Methan in der Gebäudewärme könnte durch eine Steigerung der Nachfrage, zum Beispiel anhand verpflichtender Beimischungsquoten, unterstützt werden.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- › Stakeholder*innen waren sich weitestgehend einig, dass eine Beimischungsquote für Folgeprodukte von Wasserstoff wie dem synthetischen Methan eine Möglichkeit sei, um die Nachfrage nach Wasserstoff stark zu steigern. Sie äußerten sich jedoch nicht zur Wichtigkeit oder Dringlichkeit einer solchen Maßnahme.

INITIATOREN

- › Bundesregierung
- › Bundes- und Landesministerien im Bereich Wirtschaft oder Energie

MASSNAHME

› Förderung von PtX-Anlagen in Deutschland

Die Zahlungsbereitschaft für synthetisches Methan ist derzeit gering.^[38]

Die Senkung der Herstellungskosten von synthetischem Methan kann durch eine Förderung heimischer PtX-Anlagen erreicht werden, wobei diese Förderung nicht zwangsläufig zu wettbewerbsfähigen Preisen führen würde.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Einsatz synthetischen Heizöls

Derzeit werden etwa 23 Prozent der Gebäudewärme mittels Heizöls bereitgestellt. Fossiles Heizöl könnte durch synthetisches Heizöl aus Wasserstoff (H₂) und CO₂ ersetzt werden.

Voraussetzungen

- › Für die Produktion von synthetischem Heizöl müssen H₂ und Kohlenstoff in entsprechend großen Mengen aus erneuerbaren Quellen am Produktionsstandort verfügbar sein.
- › Für die Wasserstoffbedarfe muss entsprechend erneuerbarer Strom in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen.
- › Da synthetisches Heizöl global produziert und gehandelt werden kann, müssen diese H₂- und CO₂-Bedarfe nicht zwingend in Deutschland anfallen.

Vorteile

- › Aufgrund ähnlicher Eigenschaften zum fossilen Pendant sind keine oder nur geringfügige technische Anpassungen bei vorhandenen Ölheizungen nötig.
- › Die notwendige Infrastruktur ist bereits vorhanden.
- › Aufgrund seiner hohen Reinheit weist synthetisches Heizöl eine bessere Lagerbarkeit (Langzeitlagerstabilität) auf als das fossile Pendant.^[9]
- › Synthetisches Heizöl fällt als eine von vielen Fraktionen (unter anderem Gase, Naphtha, Diesel, Kerosin etc.) des Fischer-Tropsch-Verfahrens an, da der Prozess nicht komplett selektiv ist. Es würde also unmittelbar als Nebenprodukt der Grund- und Kraftstoffproduktion anfallen, was die Kosten senken kann.

Nachteile

- › Es handelt sich um einen energieaufwendigen und voraussichtlich kostenintensiven Prozess. Dabei fallen hohe Bedarfe an H₂ beziehungsweise erneuerbarem Strom an.
- › Da die Fischer-Tropsch-Synthese grundsätzlich nicht selektiv ist, fällt neben Heizöl ein Produktspektrum an Grund- und Kraftstoffen an. Legt man den Prozess auf die Erzeugung eines reinen Produktes aus (zum Beispiel selektive Synthese von Heizöl) fallen aufgrund höherer Aufwände beziehungsweise zusätzlicher Prozessschritte auch höhere Kosten an.
- › Nur wenn CO₂ zuvor der Atmosphäre entnommen wurde (zum Beispiel über DAC), kann der Prozess klimaneutral werden, auch wenn er energieintensiv bleibt.
- › Es besteht die Gefahr von Lock-in-Effekten bei der Beimischung synthetischen Heizöls zu fossilem Heizöl.

Folgen

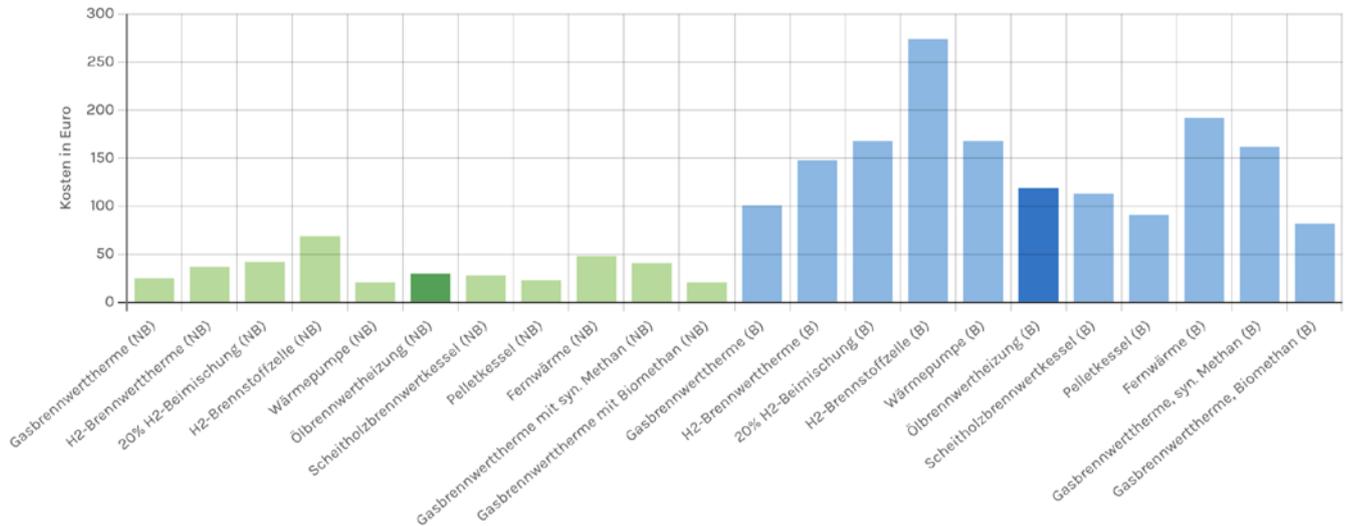
- › Auch abgelegene Gebäude (zum Beispiel im ländlichen Raum, wo kein Anschluss an Fernwärme möglich ist) können weiterhin versorgt werden.
- › Es besteht die Gefahr von Lock-in-Effekten bei der Beimischung synthetischen Heizöls zu fossilem Heizöl:
 - Es findet möglicherweise kein Umstieg auf andere, gegebenenfalls effizientere oder kohlenstofffreie Alternativen statt.
 - Es kommt eventuell zu einem Aufschub von energetischen Sanierungen.
 - Eine initiale Beimischung von synthetischem zu fossilem Heizöl im Übergang könnte zu »business as usual« führen (laut bisheriger Norm sind aufgrund der niedrigeren Dichte bislang nur Beimischungen von maximal 25 Prozent zugelassen, mit DIN 51603-8 für paraffinische Brennstoffe wären bis zu 100 Prozent möglich), da sich Käufer*innen je nach Preis auch für fossiles Heizöl entscheiden könnten.
 - Die Erschließung industrieller Punktquellen für CO₂ und eventuell die Beibehaltung dieser über 2045 hinaus ist im EU-Ausland möglich, insbesondere wegen voraussichtlich hoher Kosten von DAC und bisher unklarer Skalierung.

Ökonomische Aspekte

Aufgrund der verhältnismäßig geringen Effizienzen und der hohen Kosten der PtX-Prozesse ist der Einsatz von synthetischem Heizöl eventuell nur für die Notversorgung kritischer Infrastruktur und für die Versorgung abgelegener Gebäude sinnvoll. Für einen breiteren Einsatz müssten die Endkundenpreise sinken.

Abschätzung der Heizkosten

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien, basierend auf Preisen vom 1. August 2023.^{[30][61] [62][63][64][65][66][67] [68][69]} Für Wasserstoff und synthetisches Methan wurde eine Preiserwartung für das Jahr 2030^{[30] [66]} und für Strom und Gas wurde der durchschnittliche Haushaltsstrompreis im 2. Quartal 2023 hinterlegt.^[61] Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt. Leider konnte keine konkrete Preisabschätzung für synthetisches Heizöl hinterlegt werden. Die hier gezeigten Kosten für fossiles Heizöl dürften unterhalb der Kosten für synthetisches Heizöl liegen.



Versorgungssicherheit

Da eher mit Importen von synthetischem Heizöl zu rechnen ist, würden die H₂-Bedarfe außerhalb Deutschlands anfallen und damit die Versorgung mit Wasserstoff nur geringfügig beeinflussen.

Aufgrund der guten Lagerbarkeit von (synthetischem) Heizöl könnte dieses auch für die Notversorgung kritischer Infrastruktur eingesetzt werden und dadurch die grundsätzliche Versorgungssicherheit erhöhen.

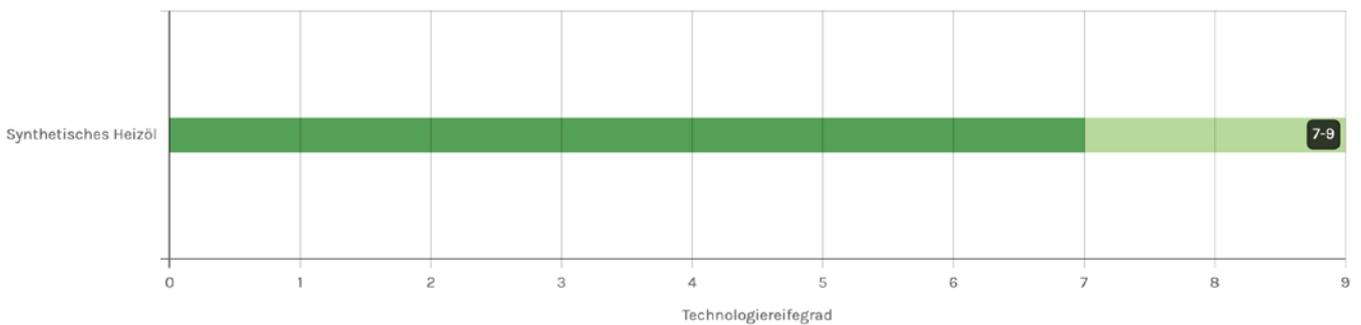
Akteur*innen

- > Hauseigentümer*innen
- > Kommunen
- > Betreiber (kommunaler) Infrastruktur und Notversorgung

Technologiereifegrad

Der Ersatz sollte wenig Umstellung erfordern, da sich nur die Produktion unterscheidet, der Stoff aber sehr ähnlich zum fossilen Pendant ist. Forschungs- und Entwicklungsbedarfe bezüglich der Optimierung der Herstellung sind noch vorhanden.

Technologiereifegrad
Technology Readiness Level (TRL)

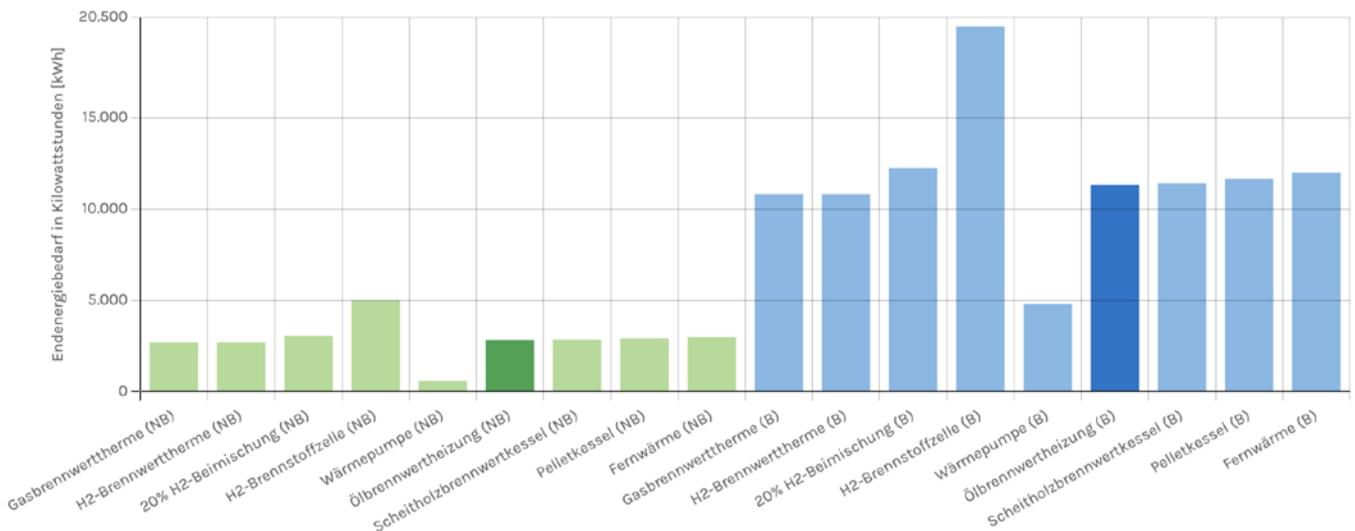


Endenergiebedarf

Im Jahr 2020 wurden 175 Terawattstunden fossilen Heizöls in der Gebäudewärme eingesetzt, davon 150 Terawattstunden in der Raumwärme und 25 Terawattstunden für Warmwasser.^[6] Dieses wird durch erneuerbare Alternativen ersetzt werden müssen.

Abschätzung der Endenergiebedarfe

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien. Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.



H₂-Bedarfe

Für die Synthese von 175 Terawattstunden leichten Heizöls (jährlich 16 Millionen Tonnen) würden etwa 234 Terawattstunden H₂ (7 Millionen Tonnen) benötigt (Annahme: Alkane mit 45 C-Atomen).

Entsprechende Bedarfe an Wasserstoff fallen bei direktem Import von synthetischem Heizöl außerhalb Deutschlands an.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> DGMK-Projekt Brennstoffe: Untersuchung von Beimischungen:
<https://dgmk.de/projekte/wechselwirkungen-paraffinischer-brennstoffe-mit-mineraloelstaemmigen-restmengen-im-tank/>

Minderungspotential

Bei der Verbrennung leichten Heizöls fallen 266 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde an.^[20] Diese würden vermieden, wenn das CO₂ vorher der Atmosphäre entzogen wurde.

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Vernetzung und Zusammenarbeit mit Drittstaaten

Um größere Mengen synthetischen Heizöls importieren zu können, wäre die Vernetzung und Zusammenarbeit mit Drittstaaten wichtig.

MASSNAHME

> Ausgestaltung eines Importkriterienkatalogs

Wenn größere Mengen synthetischen Heizöls importiert werden, wäre die Gestaltung eines Katalogs an (Nachhaltigkeits-)Kriterien für Importe von wesentlicher Bedeutung. Denn je nach Kriterien besteht auf der einen Seite die Gefahr einer Festigung nicht nachhaltiger H₂-Erzeugungspfade und auf der anderen Seite einer Verhinderung des H₂-Hochlaufs durch zu strenge Kriterien.

Direkte und indirekte Nutzung von Wasserstoff im Quartier

Auf Quartiersebene bestehen mehrere Möglichkeiten, Wasserstoff (H₂) direkt beziehungsweise indirekt zur Bereitstellung von Wärme und Strom einzusetzen: Dazu zählen etwa alleinstehende H₂-Inselnetze, H₂-basierte Wärmenetze oder integrierte Gebäudesysteme, die Technologien wie erneuerbare Energien, Elektrolyseure, Wärmepumpen und Brennstoffzellen kombinieren. Auch Energiespeicher, etwa in Form von Wasserstoff, müssen hierbei bedacht werden.

Voraussetzungen

- > Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von erneuerbarem Strom und H₂ müssen im Quartier beziehungsweise quartiersnah geplant, errichtet und betrieben werden. Dabei sollten auch Sicherheitsaspekte in diesem nicht industriellen Umfeld betrachtet werden.
- > Auch eine integrierte Planung von Strom und Wärmebereitstellung auf Quartiersebene, etwa mittels H₂, ist nötig. Dafür sind Anpassungen von Regulierungen notwendig, beispielsweise in durch Straßen geteilte Gebieten.

Vorteile

- > Durch kleinere, teilweise entkoppelte beziehungsweise stromerzeugende Systeme kann der Bedarf an Strom und Wärme aus den Netzen im Quartier niedriger ausfallen. Dadurch kann das Stromnetz entlastet werden.
- > Durch die jüngsten Verwerfungen in der Energieversorgung gibt es ein gesteigertes Interesse am Autarkiekonzept. Eine Effizienzerhöhung ist möglich, wenn auch die Abwärme des Systems genutzt wird.

- › Die Weiternutzung vorhandener Infrastruktur (Gas-/Wärmenetze) kann für Netzbetreiber ökonomisch attraktiv sein.
- › In kleineren Netzen können Erfahrungen gesammelt werden, etwa bei der Umrüstung und mit dem Umgang von Wasserstoff. Dies könnte dann auf andere Fälle übertragen werden.

Folgen

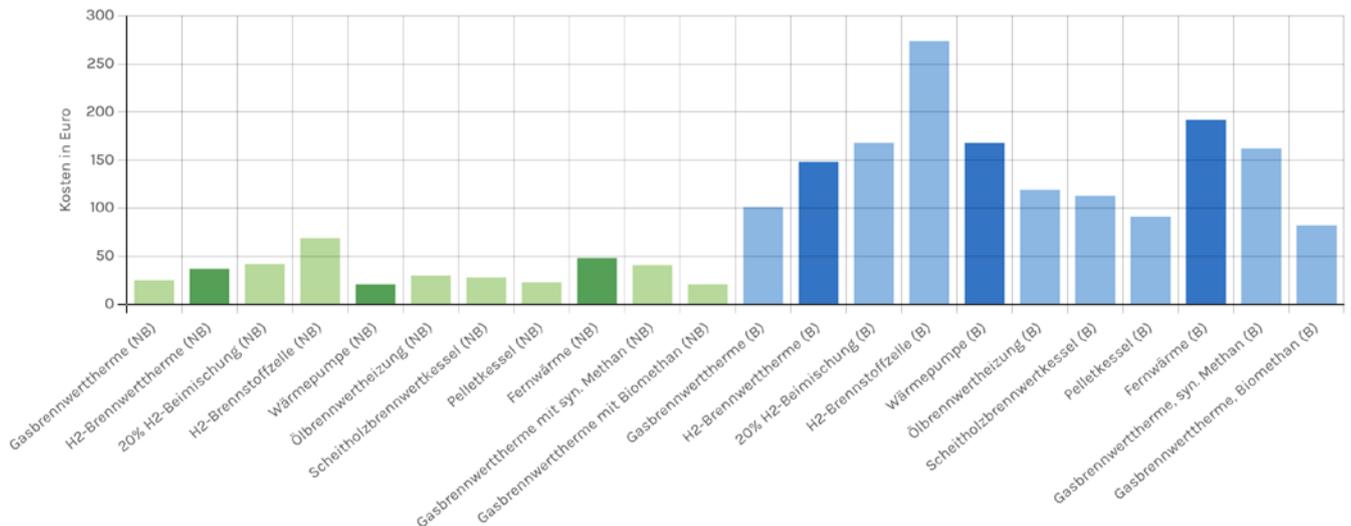
- › Für einen Elektrolyseur im Quartier müssten eventuell auch zusätzliche Wasserstoffabnehmer gefunden werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu sichern. Dies kann auch Logistik im Quartier erforderlich machen.
- › Quartiersprojekte können sich positiv auf die gesellschaftliche Akzeptanz einer Wasserstoffwirtschaft auswirken.
- › Bei einer Entkoppelung von den Netzen entfallen auch Kund*innen für die Energieversorger. Dies könnte den Betrieb für die verbleibenden Kund*innen verteuern.
- › Eine Entscheidung für ein Nahwärmenetz ist auf Jahrzehnte richtungsweisend und kann schlecht rückgängig gemacht werden.

Ökonomische Aspekte

Ein Ausbau der Nahwärme, Neubau von Erzeugungsanlagen von erneuerbarem Strom/H₂ und Wärme, eine Umstellung der Erdgasleitungen auf H₂ oder die Aufstellung von Energiespeichern im Quartier erfordert auch investitionsintensive Infrastrukturmaßnahmen. Dies kann dennoch wirtschaftlich sein, wenn sich entsprechende Abnehmer in der Nähe befinden, die auch höhere Preise tolerieren würden.

Abschätzung der Heizkosten

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien, basierend auf Preisen vom 1. August 2023.^{[30][61][62][63][64][65][66][67][68][69]} Für Wasserstoff und synthetisches Methan wurde eine Preiserwartung für das Jahr 2030^{[30][66]} und für Strom und Gas wurde der durchschnittliche Haushaltsstrompreis im 2. Quartal 2023 hinterlegt.^[61] Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt. Leider konnte keine konkrete Preisabschätzung für synthetisches Heizöl hinterlegt werden. Die hier gezeigten Kosten für fossiles Heizöl dürften unterhalb der Kosten für synthetisches Heizöl liegen.



Versorgungssicherheit

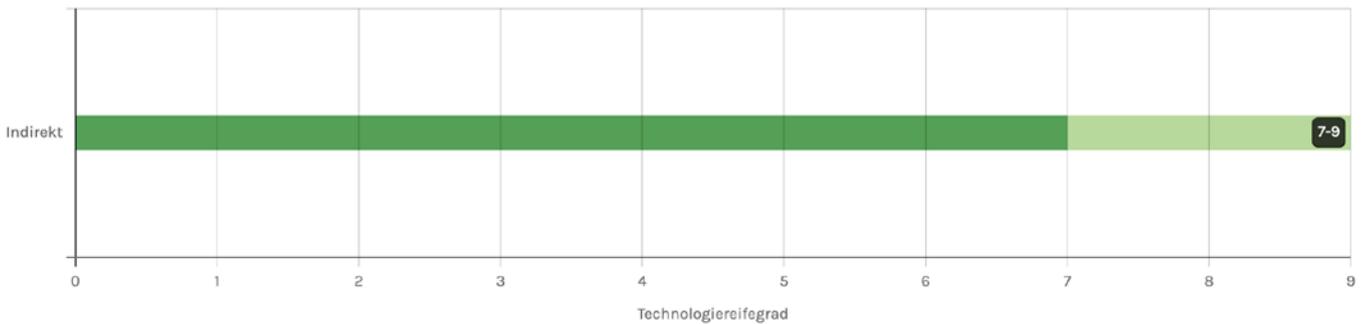
Nutzung von (teilweise) eigenproduziertem H₂ in Quartieren hat weniger Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit anderer Branchen und Sektoren als die Nutzung von außerhalb eingekauften Wasserstoffs. Dadurch treten Quartierslösungen nicht in Konkurrenz mit anderen Wasserstoffanwendungen. Durch die Abwärmenutzung erhöht sich die Energieausbeute eines Elektrolyseurs. Entsprechend verringert sich der Primärenergieverbrauch in einer Gesamtenergiesystembetrachtung, was sich wiederum positiv auf die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems auswirkt.

Akteur*innen

- > Energielieferanten und -dienstleister
- > Gastransport- und -Verteilnetzbetreiber
- > Wärmenetzbetreiber
- > Hauseigentümer*innen(gemeinschaften)

Technologiereifegrad

Technologiereifegrad
Technology Readiness Level (TRL)

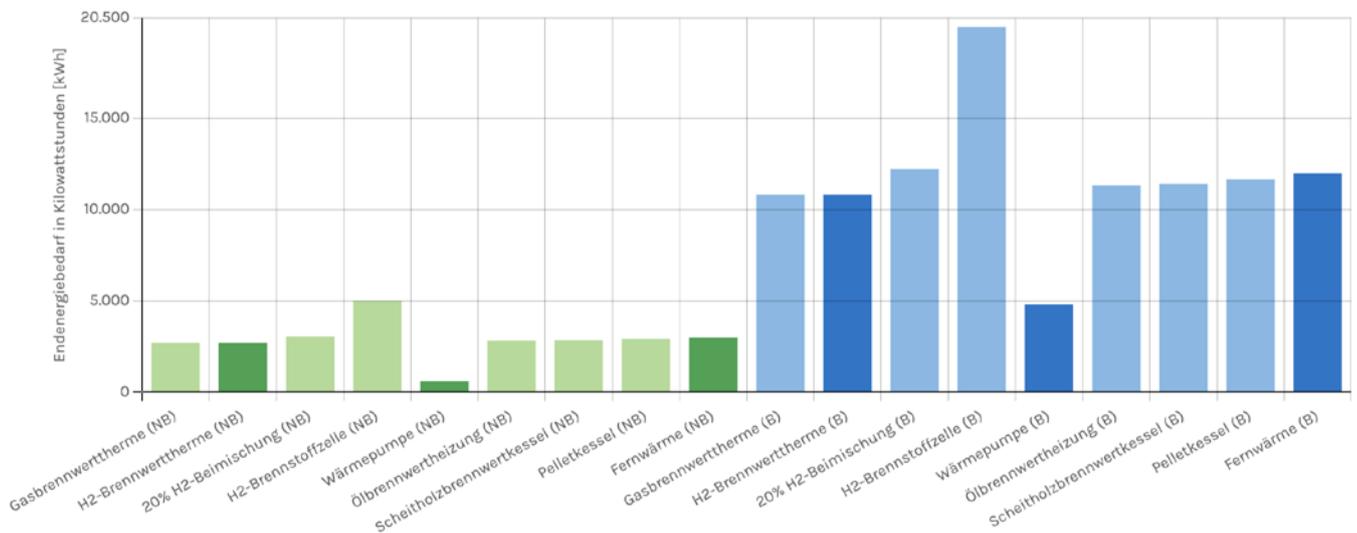


Endenergiebedarf

Ein Endenergiebedarf kann nicht angegeben werden, da hier entsprechend den lokalen Gegebenheiten verschiedene Technologien gebündelt werden beziehungsweise diverse Heizsysteme ersetzt würden.

Abschätzung der Endenergiebedarfe

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien. Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.



Treibhausgasemissionen

Die ersetzbaren Treibhausgasemissionen sind auf übergeordneter Ebene nicht abschätzbar, da hier entsprechend den lokalen Gegebenheiten verschiedene Brennstoffe in verschiedenen Systemen ersetzt werden können.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- › SmartQuart Kaisersesch
<https://www.kaisersesch.de/aktuelles/presse-und-oeffentlichkeitsarbeit/pressemitteilungen/2022/oktober/spatenstich-smartquart-wasserstoff-fuer-die-energieversorgung-in-kaisersesch/>

MASSNAHME

MASSNAHME

> Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts

Für einen erfolgreichen Hochlauf ist eine Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts für Anlagen zur Nutzung von Wasserstoff von hoher Bedeutung. Diese Änderungen sollten auf die Vereinfachung^[39], Beschleunigung^[40] und Erreichung qualitativ verbesserter Ergebnisse^[41] von Planungs- und Genehmigungsverfahren abzielen. Hierbei lassen sich Zielkonflikte nicht immer vermeiden (siehe auch weitere Maßnahmen zum regulatorischen Rahmen sowie Maßnahmen zur öffentlichen Wahrnehmung und zum Erwartungsmanagement).

INITIATOREN

- > Bundesregierung
- > Landesregierungen
- > Politik auf kommunaler Ebene, vor allem in den Bereichen Wohnen, Wirtschaft, Energie und Klimaschutz

Handlungsoptionen Andere Technologien

Biomassenutzung

Am häufigsten wird feste, holzbasierte Biomasse in Gebäuden eingesetzt. Dies geschieht in Form von Scheitholz-, Hackschnitzel- oder Pelletheizungen. Viele Haushalte nutzen zusätzlich einen Kaminofen.^[42]

Aus Pflanzenölen wird auch Biodiesel gewonnen und Heizölen beigemischt. Auch Biogas Biomethan kann eingesetzt oder anteilig beigemischt werden. Zusätzlich können feste, gasförmige und flüssige biogene Brennstoffe, wie biologische Reststoffe, in Blockheizkraftwerken verbrannt und damit in Wärmenetzen verwendet werden.

Voraussetzungen

- › Es muss ausreichend Biomasse verfügbar sein.
- › Es ist Logistikinfrastruktur für Transport und Lagerung nötig.

Vorteile

- › Es ist eine Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen möglich.
- › Nach dem russischen Angriff auf die Ukraine (2022) möchten viele Verbraucher*innen ihre Wärmeversorgung absichern, etwa durch eine zusätzliche Feuerstelle.
- › Mit biomassebasierten Brennstoffen können sämtliche Temperaturniveaus bedient werden.

Nachteile

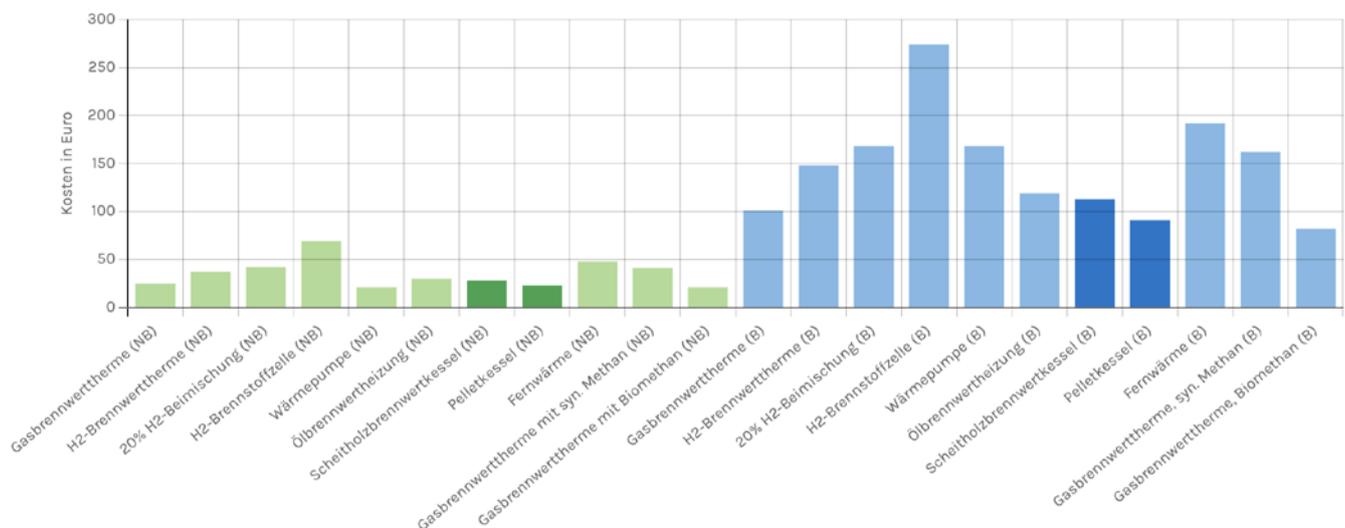
- › Es ist eine Flächenkonkurrenz zwischen Energie- und Nutzpflanzen gegeben.
- › Bereitstellung von Niedertemperaturwärme (weniger als einhundert Grad Celsius), wie etwa in Gebäuden, nicht der sinnvollste Einsatz von Holzbiomasse, da hiermit auch deutlich höhere Temperaturen erreicht werden können.^[44]
- › Es entsteht Feinstaub bei der Verbrennung von Holzbiomasse.
- › Bei Beimischungen von mehr als zehn Prozent biogenen Heizölen müssen eventuell Tank, Kessel und Leitungen angepasst werden.^[59]

Ökonomische Aspekte

Durch Nutzungskonkurrenz könnte der Preis für Biomasse steigen. Die Preise für Holzbiomasse liegen in ähnlichen Bereichen wie die von fossilen Energieträgern und seit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine auch unterhalb der Preise jener.^{[45][46]}

Abschätzung der Heizkosten

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien, basierend auf Preisen vom 1. August 2023.^{[30][61][62][63][64][65][66][67][68][69]} Für Wasserstoff und synthetisches Methan wurde eine Preiserwartung für das Jahr 2030^{[30][66]} und für Strom und Gas wurde der durchschnittliche Haushaltsstrompreis im 2. Quartal 2023 hinterlegt.^[61] Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt. Leider konnte keine konkrete Preisabschätzung für synthetisches Heizöl hinterlegt werden. Die hier gezeigten Kosten für fossiles Heizöl dürften unterhalb der Kosten für synthetisches Heizöl liegen.



Versorgungssicherheit

Die Wärmebereitstellung der Industrie erfolgt aktuell noch primär auf Basis fossiler Energieträger, insbesondere Erdgas. Durch die energetische Nutzung von Biomasse könnte die Abhängigkeit von Erdgas für die Prozesswärme reduziert werden.

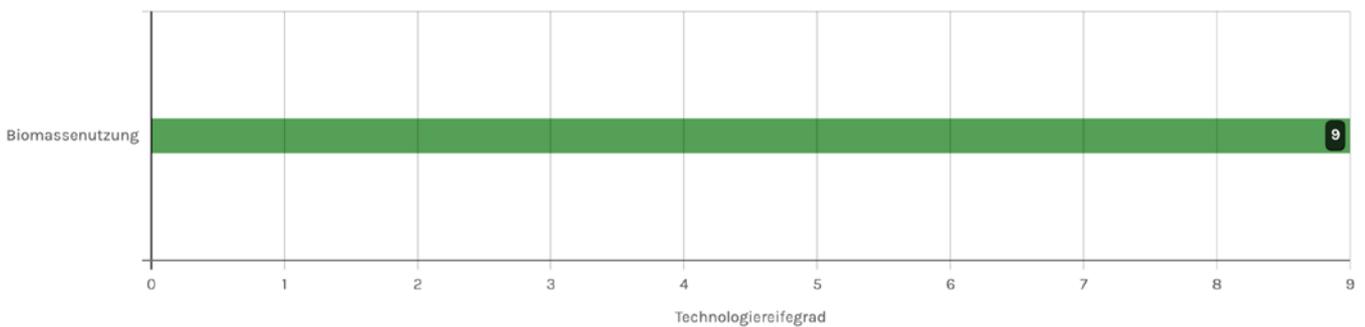
Akteur*innen

- > Hauseigentümer*innen
- > Wärmenetzbetreiber

Technologiereifegrad

Hackschnitzel-, Scheit- und Pelletheizungen sind auf dem Markt vorhanden. Bioheizöle haben meist nur einen biogenen Anteil von etwa zehn Prozent und können käuflich erworben werden.

Technologiereifegrad
Technology Readiness Level (TRL)

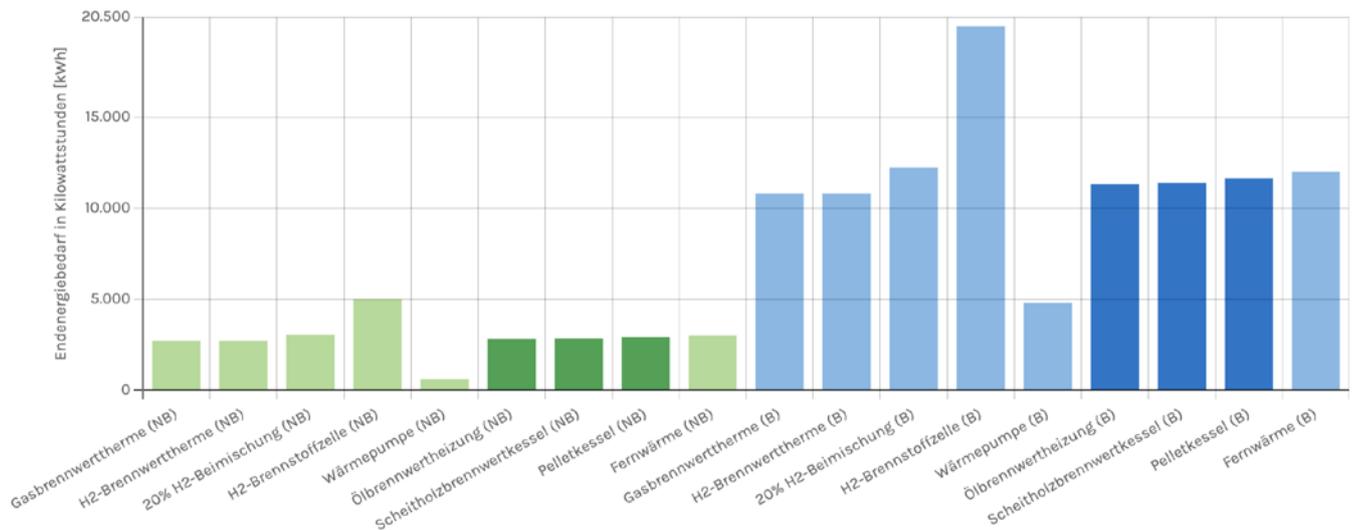


Endenergiebedarf

Im Jahr 2022 wurden insgesamt 168 Terawattstunden Wärme aus Biomasse für Gebäude- und Prozesswärme bereitgestellt. ^[60]

Abschätzung der Endenergiebedarfe

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien. Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.



Minderungspotential

Die Treibhausgasemissionen von Biomasse werden bei der Berechnung dieser häufig mit null bilanziert, da dieses CO₂ vorab der Atmosphäre entzogen wurde.^[43] Dies entspricht allerdings seit 2014 nicht mehr den Berechnungen des Weltklimarates, welche über eine reine Betrachtung der Verbrennung oder Vergasung hinausgehen.^[47]

Für die energetische Nutzung von Biomasse werden im Schnitt 348 Gramm CO₂-Äquivalente pro Kilowattstunde angegeben.^{[47][48][49]} Neben CO₂ ist auch die Entstehung der Klimagase Methan und Lachgas ausschlaggebend.

Deutsche Quellen liefern deutlich niedrigere Werte für holzbasierte Biomasse mit 25 bis 90 Gramm CO₂-Äquivalente pro Kilowattstunde.^{[50][51]}

Biomethan in der Gebäudewärme

Biomethan, das durch Aufreinigung von Biogas entsteht, könnte Erdgas ersetzen. Durch eine Beimischung in das Erdgasnetz könnte dies die Nutzung fossilen Erdgases reduzieren. Damit könnten die Bereitstellung individueller Gebäudewärme, die Nah- und Fernwärme und die Prozesswärme teilweise defossilisiert werden.

Voraussetzungen

- › Biogas muss aufgereinigt werden zu Biomethan.
- › Um einen relevanten Beitrag zur Wärmebereitstellung in Deutschland leisten zu können, müsste Biogas in großen Mengen verfügbar sein.
- › Aufreinigung, Transport und Einspeisung ins Netz müssen wirtschaftlicher sein als die reine Biogasverstromung.

Vorteile

- › Es ist keine Umstellung der Brennwertthermen bei Endverbraucher*innen nötig.
- › Die Infrastruktur für Erdgas ist vorhanden und kann weitergenutzt werden. Es fallen daher keine Kosten für H₂-Netzneubau oder für die Umwidmung des Erdgasnetzes auf Wasserstoff an.
- › Es kann eine Kreislaufwirtschaft entstehen, wenn ausschließlich Reststoffe als Ausgangsstoffe verwendet werden.
- › Durch eine CO₂-Abscheidung könnten negative Emissionen anfallen.

Nachteile

- › Es fallen Kosten für die Aufreinigung von Biogas an.
- › Die Aufreinigung zu Biomethan steht in Konkurrenz zur günstigeren Verstromung.
- › Auf begrenzten Flächen muss zwischen Energie- und anderen Nutzpflanzen (Tank-oder-Teller-Debatte: <https://www.die-debatte.org/ernaehrungssicherung-biokraftstoffe/>) entschieden werden.

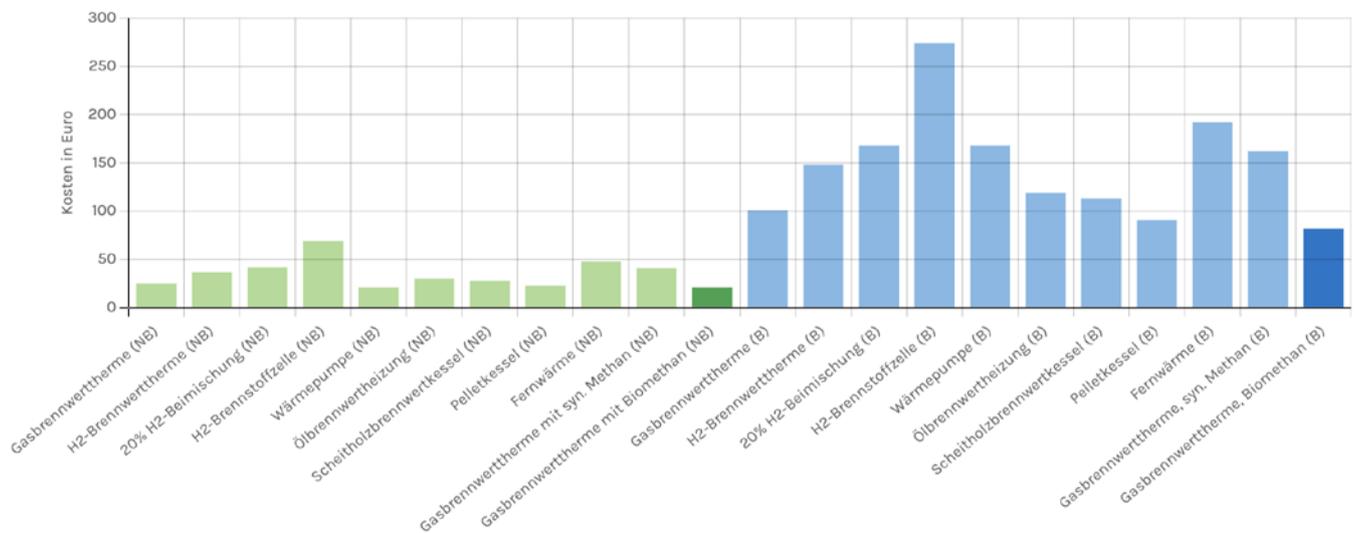
Folgen

- › Durch den Ersatz von Erdgas reduziert sich bei der Nutzung heimischen Biomethans die Energieimportabhängigkeit.

Ökonomische Aspekte

Abschätzung der Heizkosten

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien, basierend auf Preisen vom 1. August 2023.^{[30][61] [62][63][64][65][66][67] [68][69]} Für Wasserstoff und synthetisches Methan wurde eine Preiserwartung für das Jahr 2030^{[30] [66]} und für Strom und Gas wurde der durchschnittliche Haushaltsstrompreis im 2. Quartal 2023 hinterlegt.^[61] Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt. Leider konnte keine konkrete Preisabschätzung für synthetisches Heizöl hinterlegt werden. Die hier gezeigten Kosten für fossiles Heizöl dürften unterhalb der Kosten für synthetisches Heizöl liegen.



Versorgungssicherheit

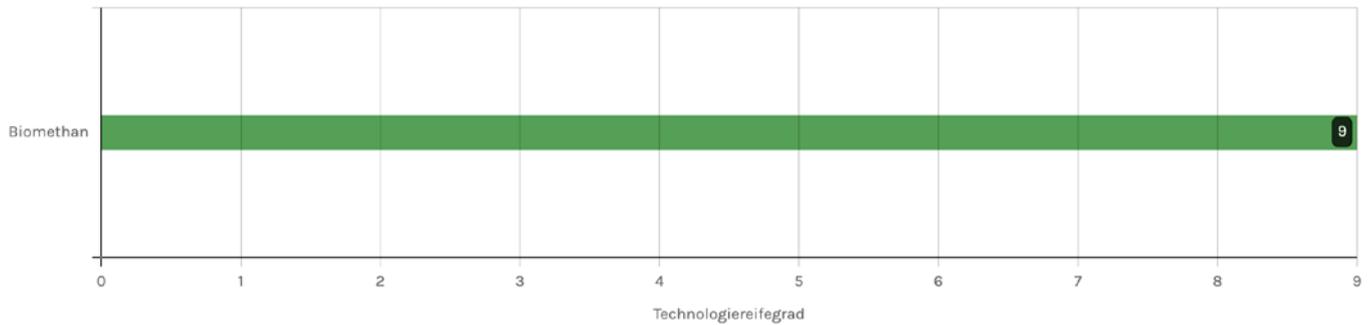
Die Biomethannutzung kann die Abhängigkeit von Erdgasimporten verringern. Besonders bei der Versorgung abgelegener kleinerer Ortschaften in landwirtschaftlich geprägten, strukturschwachen Regionen könnte Biomethan einen wichtigen Beitrag leisten.

Akteur*innen

- › Transport- und Verteilnetzbetreiber
- › Biogasanlagenbesitzer*innen
- › Landwirt*innen und landwirtschaftliche Genossenschaften

Technologiereifegrad

Technology Readiness Level
Technologiereifegrad

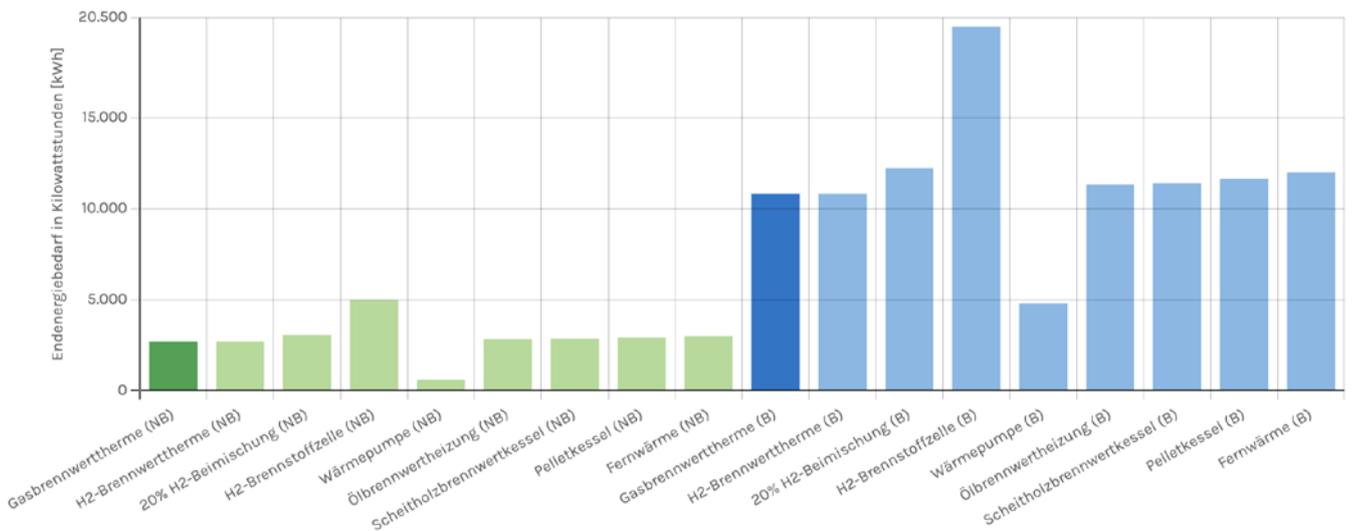


Endenergiebedarf

Im Jahr 2020 betrug der Erdgaseinsatz in der Gebäudewärme 362 Terawattstunden, davon entfielen 301 Terawattstunden auf die Raumwärme und etwa 62 Terawattstunden auf die Bereitstellung von Warmwasser^[6]. Aktuell werden davon etwa ein Prozent durch Biomethan gedeckt. Dieser Anteil könnte in Zukunft steigen, mittelfristig werden aber nur bis zu drei Prozent erwartet.^[58]

Abschätzung der Endenergiebedarfe

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien. Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.



Elektrifizierung mit Wärmepumpen

Wärme kann auch elektrisch, beispielsweise mittels einer (Groß-)Wärmepumpe, bereitgestellt werden. Wärmepumpen für Gebäude nutzen in der Regel Nieder-temperaturwärme aus der Umgebung, etwa aus dem Erdboden oder der Luft, und stellen mithilfe elektrischer Energie damit höhertemperierte Nutzwärme zur Verfügung. Dies zeichnet sich durch hohe Effizienz in der Form von Jahresarbeitszahlen größer 3 aus. Allerdings ist elektrische Wärmebereitstellung nur klimaneutral, wenn auch erneuerbarer Strom verwendet wird.

Voraussetzungen

- › Erneuerbare Energien müssen ausgebaut werden.
- › Auch der Stromnetzausbau sollte vorangetrieben werden.
- › In Bauordnungen festgelegte Abstandsbestimmungen ^[57] sollten überprüft und eventuell angepasst werden.

Vorteile

- › Wärmepumpen sind eine effiziente Möglichkeit, um Wärme bereitzustellen.
- › Damit können die Verpflichtungen nach dem Gebäudeenergiegesetz ^[12] für Neubauten zu erfüllt werden. ^[53]

Nachteile

- › Wärmepumpen könnten eine Lärmbelastung darstellen. Dieser Aspekt ist nicht in allen Gebieten gleich relevant (Innenstadt oder ländliche Region).
- › In Bestandsgebäude sind Wärmepumpen meist nur mit weiteren energetischen Sanierungen effizient (hoher Wärmebedarf, hohe Vorlauf-temperaturen).

Folgen

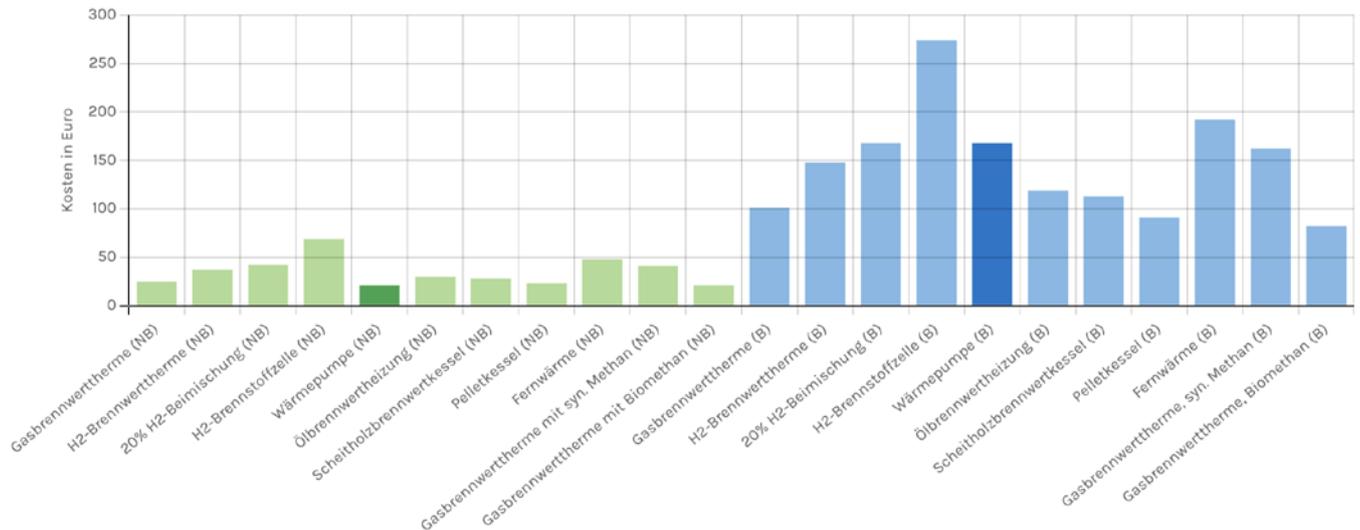
› Es fällt zeitgleich ein hoher Strombedarf bei niedrigen Temperaturen an, wenn viele Wärmepumpen an das Verteilnetz angeschlossen sind. Dies kann für manche Netze eine Belastung darstellen.

Ökonomische Aspekte

Derzeit sind Wärmepumpen mit Kosten von etwa 20.000 bis 30.000 Euro^{[55][56]} noch teurer als Gasthermen (diese kosten etwa 5.000 bis 10.000 Euro)^[54] und Hybridgasthermen (etwa 10.000 bis 20.000 Euro).^[54]

Abschätzung der Heizkosten

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien, basierend auf Preisen vom 1. August 2023.^{[30][61][62][63][64][65][66][67][68][69]} Für Wasserstoff und synthetisches Methan wurde eine Preiserwartung für das Jahr 2030^{[30][66]} und für Strom und Gas wurde der durchschnittliche Haushaltsstrompreis im 2. Quartal 2023 hinterlegt.^[61] Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt. Leider konnte keine konkrete Preisabschätzung für synthetisches Heizöl hinterlegt werden. Die hier gezeigten Kosten für fossiles Heizöl dürften unterhalb der Kosten für synthetisches Heizöl liegen.



Akteur*innen

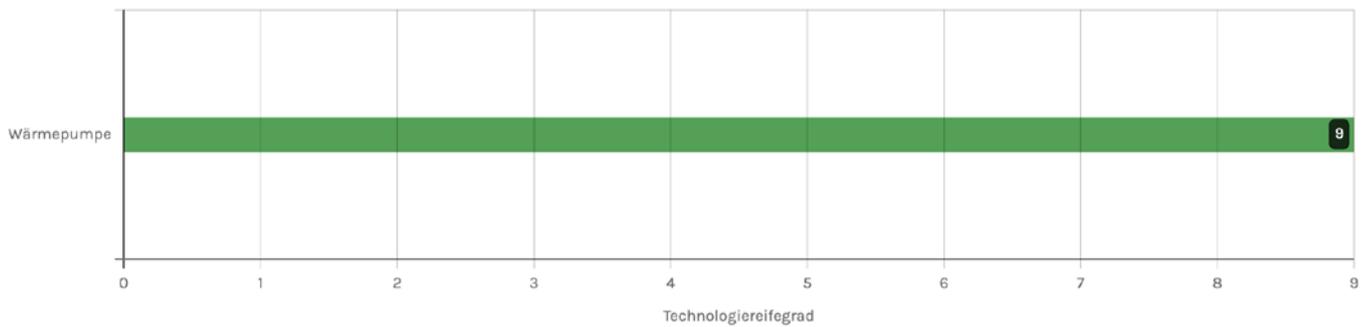
- › Hauseigentümer*innen
- › Wärmenetzbetreiber

Technologiereifegrad

Wärmepumpen können käuflich erworben werden.

Technologiereifegrad

Technology Readiness Level (TRL)



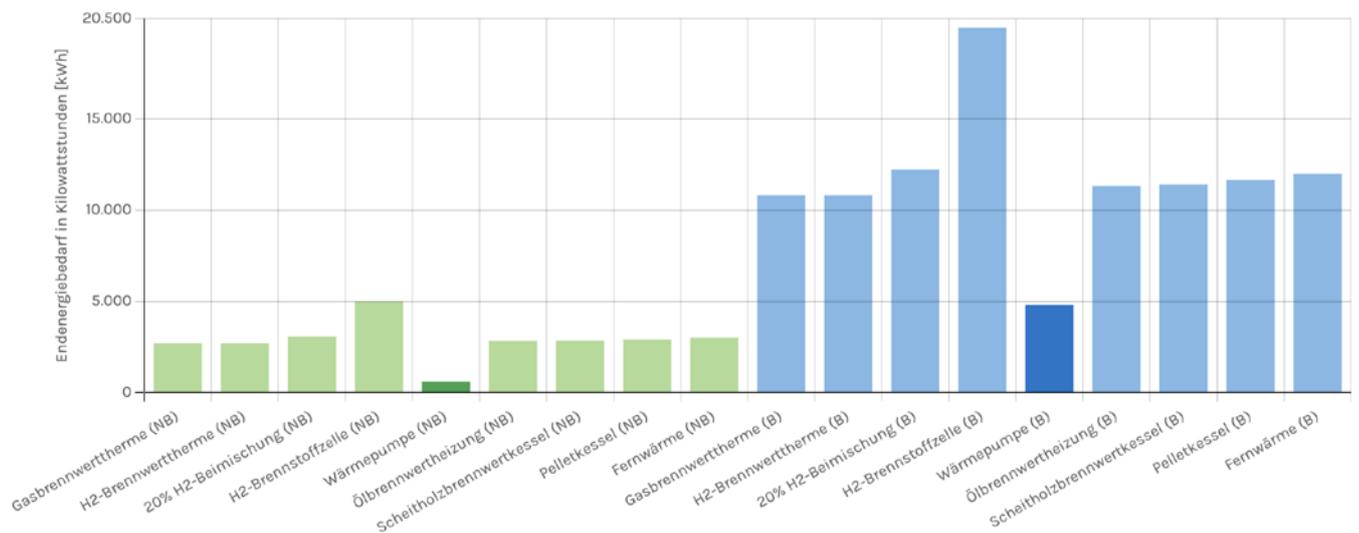
Minderungspotential

Eine Wärmepumpe, die an die eigene Solarstromerzeugung gekoppelt ist, ersetzt Emissionen des vorher genutzten Brennstoffes vollständig. Bei Strombezug aus dem Netz müssen auch derzeit noch anfallende Treibhausgasemissionen berücksichtigt werden. Das waren im Jahr 2021 beispielsweise 420 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde.^[52]

Endenergiebedarf

Abschätzung der Endenergiebedarfe

einer Wohnfläche von 120 Quadratmetern im Neubau (NB) beziehungsweise im sanierten Bestand (B) im Vergleich mit anderen Technologien. Hybridheizungen, die zu einer höheren Effizienz führen könnten, wurden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.



Energetische Sanierungen

Energetische Sanierungen sollten alle Handlungsoptionen und Maßnahmen im Bereich der Gebäudewärme begleiten. Hierunter fallen beispielsweise Dämmung, Erneuerung der Fenster oder der Tausch des Heizungssystems.

Voraussetzungen

- › Ressourcen (Material und Handwerker*innen) und Kapital für Sanierungen sollten vorhanden sein.

Vorteile

- › Es treten weniger Wärmeverluste auf. Dies führt zu einem sinkenden Energiebedarf und damit zu sinkenden Heizkosten.

Nachteile

- › Hohe Investitionen für Eigentümer*innen und lange Abschreibungszeiträume. Daher sind energetische Sanierungen für ältere Personen nicht immer attraktiv.

Folgen

- › Im Bestand können Sanierungsmaßnahmen den Energiebedarf von Gebäuden senken.

Versorgungssicherheit

Energetische Sanierungen sorgen für eine Reduktion des Energiebedarfs. Dadurch sinkt der Verbrauch fossiler Rohstoffe und zukünftig erneuerbarer Ressourcen und Energieträger. Damit werden Abhängigkeiten im Sinne einer Resilienz reduziert.

Akteur*innen

- › Hauseigentümer*innen

Literatur

- [1] **Kopernikus-Projekt Ariadne (2021):** Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. https://ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222.pdf
- [2] **Prognos et al. (2021):** Klimaneutrales Deutschland 2045. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>
- [3] **Deutsche Energie-Agentur (2021):** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/abschlussbericht-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>
- [4] **Fraunhofer ISI et al. (2021/2023):** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. <https://www.langfristszenarien.de>
- [5] **BDI (2021):** Klimapfade 2.0. <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>
- [6] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz:** Energiedaten: Gesamtausgabe, zuletzt aufgerufen am: 03.05.2023. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
- [7] **Bundesregierung:** Information zur Novelle des BEHG, zuletzt aufgerufen am: 03.05.2023. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/CO2-preis-kohle-abfallbrennstoffe-2061622>
- [8] **Umweltbundesamt:** Entwicklung und Zielerreichung der Treibhausgasemissionen in Deutschland im Sektor Gebäude des Klimaschutzgesetzes, zuletzt aufgerufen am: 03.05.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>
- [9] **European Parliament:** Revision of the EU emission trading system (ETS), zuletzt aufgerufen am: 24.08.2023. [https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/file-revision-of-the-eu-emission-trading-system-\(ets\)](https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/file-revision-of-the-eu-emission-trading-system-(ets))
- [10] **Bundesinstitut für Berufsbildung:** QuBe-Datenportal Ergebnisse, zuletzt aufgerufen am: 21.01.2023. https://www.bibb.de/de/qube_datenportal_ergebnisse.php?lang%3DDE%26view%3DZR%26bc%3D%26dv%3Dvalue-orig%26icode%3D%26betyp%3DBHBF%26co%3D%2Ctruel%2C%2C%2Ctruel%2Ctruel%2C%2C%2C%2C%2C%26gr%3D%26FILE%3Dbasis%26AB%3D01%26PST%3D01%26BE%3D000%26REGIO%3D00%26JAHR%3D15%2C20%2C25%2C30%2C35%2C40
- [11] **Bundesregierung:** Volle Gasspeicher sichern Energieversorgung, zuletzt aufgerufen am: 01.02.2023. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/gasspeichergesetz-2029266>
- [12] **Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022):** 65 Prozent erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024, Konzeption zur Umsetzung. https://www.bmwbs.bund.de/SharedDocs/downloads/Webs/BMWSB/DE/veroeffentlichungen/bauen/konzeptpapier-65-prozent-ee.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- [13] **Wasserstoff-Kompass (2022):** Auf dem Weg in die deutsche Wasserstoffwirtschaft: Resultate der Stakeholder*innen-Befragung. acatech und DECHEMA, Berlin. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/wasserstoffwirtschaft-2030-2050/Umfragebericht_Langversion.pdf

- [14] **Bundesnetzagentur (2020):** Regulierung von Wasserstoffnetzen. Ergebnisse der Marktkonsultation. Zusammenfassung der Stellungnahmen. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Konsultationsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [15] **Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW):** G 260 Arbeitsblatt. Gasbeschaffenheit. 09/2021. <https://shop.wvgw.de/G-260-Arbeitsblatt-09-2021/310700>
- [16] **DVGW:** Erstmals 20 Prozent Wasserstoff im deutschen Gasnetz, zuletzt aufgerufen am: 31.01.2023. <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-28102021-start-h2-beimischung-in-gasnetze>
- [17] **DVGW:** H₂-20, zuletzt aufgerufen am: 03.02.2023. <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-20/>
- [18] **Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, 19.04.2023:** Bundeskabinett beschließt Novelle des Gebäudeenergiegesetzes – Umstieg auf Heizen mit Erneuerbaren eingeleitet [Pressemitteilung]. <https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/pressemitteilungen/Webs/BMWSB/DE/2023/04/geg-bmwk.html>
- [19] **Green Planet Energy:** Neuartiger Windgas-Elektrolyseur in Haßfurt startet Testbetrieb, zuletzt aufgerufen am: 16.02.2023. <https://green-planet-energy.de/blog/wissen/windgas/neuartiger-windgas-elektrolyseur-in-hassfurt-startet-testbetrieb/>
- [20] **Juhrich, Kristina (2022):** CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe, Aktualisierung 2022. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_28-2022_emissionsfaktoren-brennstoffe_bf.pdf
- [21] **Netze BW:** Wasserstoffinsel Öhringen, zuletzt aufgerufen am: 02.02.2023. <https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/wasserstoff-insel>
- [22] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023). https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/
- [23] **Juhrich, Kristina (2016):** CO₂ Emission Factors for Fossil Fuels. Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2_emission_factors_for_fossil_fuels_correction.pdf
- [24] **Statista (2023):** CO₂-Ausstoß nach Heizsystem in Deutschland. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/165421/umfrage/co2-ausstoss-nach-heizsystem-in-deutschland/>
- [25] **Fritsche, Uwe R. und Rausch, Lothar (2008):** Bestimmung spezifischer Treibhausgas-Emissionsfaktoren für Fernwärme. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3476.pdf>
- [26] **TH2Eco:** Homepage, zuletzt aufgerufen am: 28.03.2023. <https://www.th2eco.de/>
- [27] **Neue Weststadt Esslingen.** <https://neue-weststadt.de/>
- [28] **Bösbüll Fernwärme:** Homepage, zuletzt aufgerufen am: 28.03.2023. <https://www.bosbuell-fernwaerme.de/>
- [29] **Stadtwerke Kiel:** Unser Küstenkraftwerk, zuletzt aufgerufen am: 28.03.2023. <https://www.stadtwerke-kiel.de/ueber-uns/kuestenkraftwerk>
- [30] **Merten, Frank und Scholz, Alexander (2023):** Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8344/file/8344_Wasserstoffkosten.pdf

- [31] **Energie-Lexikon:** Kraft-Wärme-Kopplung, zuletzt aufgerufen am: 28.03.2023. https://www.energie-lexikon.info/kraft_waerme_kopplung.html
- [32] **Umweltbundesamt:** Tabelle: Kennzahlen von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), zuletzt aufgerufen am: 28.03.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/kraft-waerme-kopplung-kwk-im-energiesystem#Techniken>
- [33] **Home Power Solutions:** Unsere Referenzen, zuletzt aufgerufen am: 13.01.2023. <https://www.homepowersolutions.de/referenzen/>
- [34] **Engelmann et al. (2021):** Systemische Herausforderung der Wärmewende, Abschlussbericht. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-04-26_cc_18-2021_waermewende.pdf
- [35] **Miller, John A.; Stark, Susanne und Uthoff, Felix (2020):** Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Frankfurt am Main. <https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/energie-wende-politik/system-kwk-fernwaerme/waermequelle-abwaerme>
- [36] **AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (2020):** Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. https://www.gruene-fernwaerme.de/fileadmin/Redakteure/gruene-fernwaerme/02_Das_Netzwerk/Netzwerk_Karte/AGFW/210401_Abw%C3%A4rmeleitfaden_Langfassung.pdf
- [37] **Doderer et al. (2019):** Abwärmenutzung in Unternehmen. https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/06/Abw%C3%A4rmestudie-BW_final_25.06.2019.pdf
- [38] **Bluhm, Hannes und Heinbach, Katharina (2022):** Geschäftsmodelle für Power-to-Gas und Power-to-Liquid. Schriftenreihe des IÖW, 221, 22. https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/Schriftenreihen/IOEW_SR_221_Geschäftsmodelle_fuer_Power-to-Gas_und_Power-to-Liquid.pdf
- [39] **Knodt et al. (2022):** Mehr Kooperation wagen: Wasserstoffgovernance im deutschen Föderalismus. Interterritoriale Koordination, Planung und Regulierung. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. https://ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne-Analyse_Wasserstoffgovernance_Februar2022.pdf
- [40] **Nationaler Wasserstoffrat (2021):** Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021–2025. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Wasserstoff-Aktionsplan.pdf
- [41] **IN4climate.NRW (2022):** 9 Eckpunkte zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren in der energieintensiven Grundstoffindustrie. https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2022/Eckpunkte-zur-Beschleunigung-Genemigungsverfahren.pdf
- [42] **Umweltbundesamt (2020):** Heizen mit Holz. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/heizen-holz>
- [43] **Fehrenbach et al. (2022):** The Missing Limb: Including Impacts of Biomass Extraction on Forest Carbon Stocks in Greenhouse Gas Balances of Wood Use, Forests, 13(3), 365. <https://doi.org/10.3390/f13030365> DOI: 10.3390/f13030365
- [44] **Öko-Institut, 01.08.2022, RED III-Methodik:** In der Treibhausgasbilanz für Energieholz fehlt ein wichtiger Aspekt der IPCC-Regeln [Blogbeitrag]. <https://blog.oeko.de/red-iii-methodik-in-der-treibhausgasbilanz-fuer-energieholz-fehlt-ein-wichtiger-aspekt-der-ipcc-regeln/>

- [45] **Lenz et al. (2020):** Status and Perspectives of Biomass Use for Industrial Process Heat for Industrialized Countries, *Chemical Engineering & Technology*. <https://doi.org/10.1002/ceat.202000077> DOI: 10.1002/ceat.202000077
- [46] **Österreichischer Biomasseverband (2023):** Energieträgerverlauf. https://www.biomasseverband.at/wp-content/uploads/Energietraegerverlauf_2023_05.pdf
- [47] **Smith, Pete und Bustamante, Mercedes (2014):** Agriculture, Forestry and Other Land Use (AFOLU). In Intergovernmental Panel on Climate Change, AR5 Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, Kapitel 11, 811-922. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_chapter11.pdf
- [48] **Environmental Protection Agency (2014):** Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories. https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-07/documents/emission-factors_2014.pdf
- [49] **Zheng et al. (2022):** Carbon Footprint Analysis for Biomass-Fueled Combined Heat and Power Station: A Case Study, *Agriculture*, 12(8), 1146. <https://doi.org/10.3390/agriculture12081146> DOI: 10.3390/agriculture12081146
- [50] **Memmler et al. (2017):** Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-10-26_climate-change_23-2017_emissionsbilanz-ee-2016.pdf
- [51] **Klein et al. (2016):** Der »Carbon Footprint« von Wärme aus Holz, LWF aktuell, 1/2016. https://www.lwf.bayern.de/mam/cms04/waldbau-bergwald/dateien/a108_der_carbon_footprint_von_waerme_aus_holz_gesch.pdf
- [52] **Umweltbundesamt:** CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde Strom steigen 2021 wieder an, zuletzt aufgerufen am: 06.02.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-steigen>
- [53] **Umweltbundesamt:** Umweltfreundliches Heizen dank effizienter Wärmepumpe, zuletzt aufgerufen am: 06.02.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/umwelttipps-fuer-den-alltag/heizen-bauen/waermepumpe>
- [54] **Buderus; Gastherme:** Kosten 2023 in der Übersicht, zuletzt aufgerufen am: 11.08.2023. <https://www.buderus.de/de/gastherme/kosten>
- [55] **Enpal:** Wärmepumpe Kosten: Aktuelle Preisübersicht 2023, zuletzt aufgerufen am: 11.08.2023. <https://www.enpal.de/magazin/waermepumpe-kosten>
- [56] **Buderus:** Die Kosten einer Luft-Wärmepumpe, zuletzt aufgerufen am: 11.08.2023. <https://www.buderus.de/de/waermepumpe/luftwaermepumpe/kosten>
- [57] **Wärmepumpe:** So viel Abstand gilt es zum Nachbarn zu beachten, 15.06.2023, Münchner Merkur. <https://www.merkur.de/wirtschaft/bundeslaender-heizungsgesetz-grunstuecksgrenze-habeck-geg-abstandsregel-n-waermepumpen-installation-brandschutz-92333592.html>
- [58] **Dotzauer et al. (2022):** Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035 (KS_BSKES). DBFZ, Leipzig. https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_2022.pdf
- [59] **FNR:** Bio-Heizöl, zuletzt aufgerufen am: 11.08.2023. <https://heizen.fnr.de/brennstoffe/bio-heizoel>
- [60] **FNR:** Basisdaten Nachwachsende Rohstoffe, zuletzt aufgerufen am: 11.08.2023. <https://basisdaten.fnr.de/bioenergie/energiedaten>

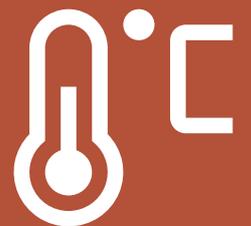
- [61] **Destatis:** Erdgas- und Stromdurchschnittspreise, zuletzt aufgerufen am: 11.08.2023. https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-Durchschnittspreise/_inhalt.html
- [62] **TECSON:** Heizölpreise heute: Chart Preisentwicklung, zuletzt aufgerufen am: 25.08.2023. <https://www.tecson.de/heizoelpreise.html>
- [63] **Holzpellets.net:** Energiekosten- und CO₂-Vergleich Pellets-Heizöl-Erdgas, zuletzt aufgerufen am: 25.08.2023. <https://www.holzpellets.net/service/energie-vergleichsrechner.php>
- [64] **RENEWA:** Pellets und ihr Verbrauch - wie viele Tonnen werden pro Jahr benötigt? zuletzt aufgerufen am: 25.08.2023. <https://www.energieheld.de/heizung/holzheizung/pelletheizung/pellet-verbrauch>
- [65] **Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe:** Aktuelle Scheitholzpreise, zuletzt aufgerufen am: 25.08.2023. <https://www.tfz.bayern.de/festbrennstoffe/energetischenutzung/035134/index.php>
- [66] **Frontier Economics (2017):** Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Im Auftrag von Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf
- [67] **dena Deutsche Energie-Agentur (2021):** Branchenmonitor Biomethan. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf
- [68] **Bosch:** Hochtemperatur-Brennstoffzellensysteme, zuletzt aufgerufen am: 25.08.2023. <https://www.bosch.com/de/forschung/know-how/erfolgsgeschichten/hochtemperatur-brennstoffzellensysteme/>
- [69] **Verbraucherzentrale:** Fernwärme: Kosten sparen und gleichzeitig das Klima schonen, zuletzt aufgerufen am: 25.08.2023. <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/heizen-und-warmwasser/fernwaerme-kosten-sparen-und-gleichzeitig-das-klima-schonen-34038>



**WASSERSTOFF
KOMPASS**

ENERGIEVERSORGUNG

Prozesswärme





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

-  Regulatorischer Rahmen
-  Zielgerichteter H₂-Einsatz
-  Fachkräftesicherung
-  Akzeptanz und Sicherheit
-  Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

-  H₂-Erzeugung
-  H₂-Import
-  Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

-  Stahlindustrie
-  Chemische Industrie
-  Raffinerien
-  Zementindustrie
-  Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

-  Kraftfahrzeuge
-  Schifffahrt
-  Luftverkehr
-  Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

-  Gebäudewärme
-  **Prozesswärme**
-  Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte der Prozesswärme

- 2 Eingesetzte Energieträger
- 3 Benötigte Temperaturniveaus
- 4 Notwendigkeit einer branchen- und prozessspezifischen Betrachtung
- 5 Versorgungssicherheit

6 Literatur

Prozesswärme

- › Die Industrie hat den größten Energiebedarf an Prozesswärme (etwa 472 Terawattstunden). Aber auch andere Sektoren müssen berücksichtigt werden.
- › Je nach Anwendungen werden unterschiedliche Temperaturniveaus benötigt. Daher muss eine branchen- und prozessspezifische Betrachtung bei der Umstellung der Wärmebereitstellung erfolgen.
- › Bei allen Optionen gilt es zu berücksichtigen, dass aktuell eingesetzte kohlenstoffhaltige Brennstoffe teilweise auch als Hilfsstoffe fungieren. In solchen Fällen ist eine Dekarbonisierung (=vollständige Vermeidung von Kohlenstoff) nicht möglich.

Generelle Aspekte der Prozesswärme

Prozesswärme bezeichnet Wärme, die für Vorgänge (Prozesse) wie Trocknen, Backen oder Schmelzen benötigt wird. Der größte Bedarf für Prozesswärme fällt in industriellen Prozessen an. Im Jahr 2021 belief sich der Energiebedarf der Industrie für Prozesswärme auf etwa 472 Terawattstunden. Den größten Energiebedarf für Prozesswärme hatten die Metallerzeugung und -bearbeitung mit insgesamt etwa 140 Terawattstunden gefolgt von der chemischen Industrie mit etwa 125 Terawattstunden. Im Gegensatz dazu wurden für die Gewinnung von Steinen und Erden nur etwa zwei Terawattstunden benötigt.^[2]

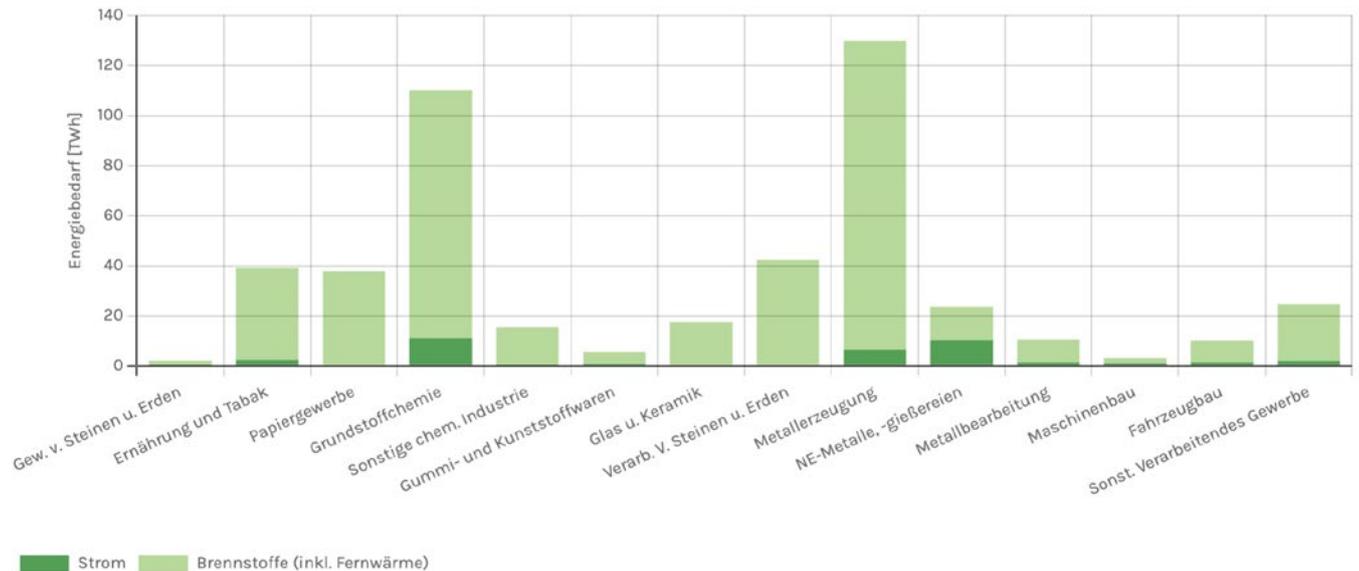
Eingesetzte Energieträger

Neben der Industrie ist der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) ein Bezieher von Prozesswärme, auch wenn dessen Anteil im Vergleich zur Industrie eher gering ausfällt. Im Jahr 2021 fiel für den Sektor GHD ein Prozesswärmebedarf von etwa 31,8 Terawattstunden an.^[2]

Der aktuelle Energiebedarf für Prozesswärme wird primär aus der Nutzung von fossilen Brennstoffen gedeckt. Den größten Anteil stellen wie Erdgas (40,5 Prozent) sowie Stein- und Braunkohle (23,8 Prozent). Teilweise wird der Wärmebedarf aber auch über Fernwärme (9,1 Prozent) oder Strom (7,7 Prozent) gedeckt.^[2] Allerdings kann sich der Brennstoffmix je nach Industriezweig und Prozess stark unterscheiden. So werden beispielsweise in der Zementindustrie insbesondere alternative Brennstoffe wie Siedlungsabfälle oder Klärschlamm genutzt.

Energiebedarf für Prozesswärme

Aufschlüsselung nach verschiedenen Industriezweigen (insgesamt etwa 472 TWh)^[2]

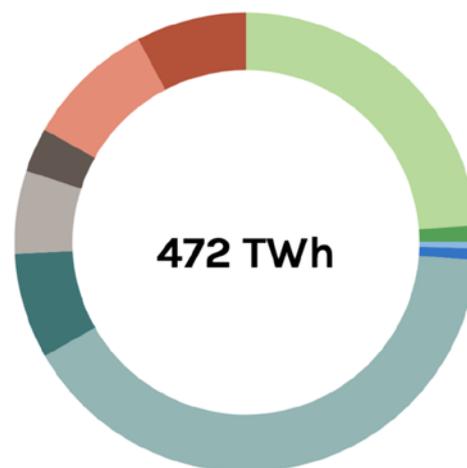


Benötigte Temperaturniveaus

Oftmals wird zwischen Niedertemperatur (< 100 Grad Celsius), Mitteltemperatur (100 bis 500 Grad Celsius) und Hochtemperatur (> 500 Grad Celsius) unterschieden. Je nach Energieträger sind dabei verschiedene Temperaturniveaus zugänglich. Fossile Brennstoffe wie Erdgas oder Stein- und Braunkohle, biobasierte Brennstoffe wie Holz oder synthetische Gase wie Wasserstoff und synthetisches Methan bieten den Vorteil, dass sämtliche Temperaturniveaus zugänglich sind.^[4] Im Gegensatz dazu wird durch Fernwärme typischerweise Wärme im Bereich von 80 bis 130 Grad Celsius bereitgestellt.^[5] Einen Sonderfall bildet der Einsatz von (erneuerbarem) Strom. Hier hängt es von der eingesetzten/verfügbaren Technologie ab, welche Temperaturniveaus strombasiert zugänglich sind.

Dies gilt es zu berücksichtigen, denn je nach Art der Anwendung werden unterschiedliche Temperaturniveaus benötigt. So wird beispielsweise im Papier- und Ernährungsgewerbe nur Prozesswärme im Bereich von bis zu 500 Grad Celsius benötigt. Im Gegensatz dazu werden in der Metallerzeugung und -bearbeitung, aber auch im Glas- und Keramikgewerbe Temperaturen über 1.000 Grad Celsius benötigt. Die nachfolgende Darstellung bietet einen Überblick über die benötigten Temperaturniveaus in verschiedenen Industriezweigen.^[1]

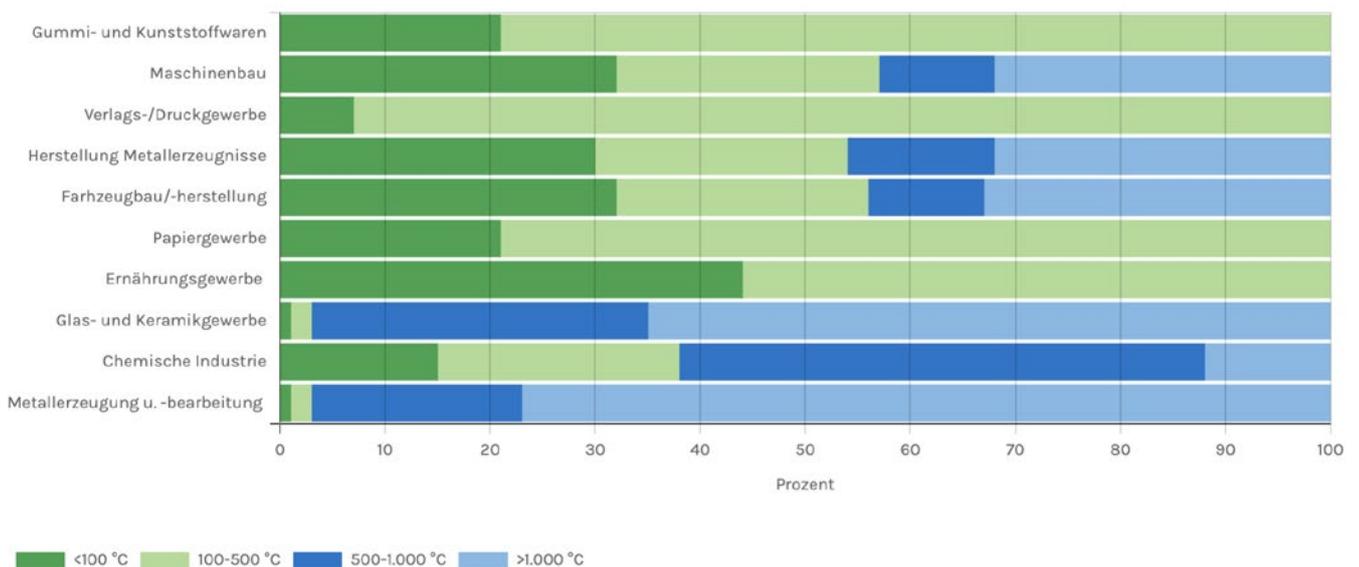
Energiebedarf für Prozesswärme
Aufschlüsselung nach Energieträgern^[2]



Notwendigkeit einer branchen- und prozessspezifischen Betrachtung

Wie oben bereits dargestellt müssen je nach Industriezweig und Anwendung unterschiedliche Temperaturniveaus und Energiebedarfe gedeckt werden.

Industrieller Wärmebedarf nach Wirtschaftszweigen
 Nach Temperaturniveau in Grad Celsius. Quelle: Adaptiert von [1]



Darüber hinaus kommt Brennstoffen in einigen Fällen eine zusätzliche Funktion als Hilfsstoff zu. Das bedeutet, dass sie teilweise nicht nur rein energetisch genutzt werden. Zu nennen ist beispielsweise der Einsatz von Koks- und Kohle bei der Stahlerzeugung, da die Kohle dort sowohl als Brennstoff als auch als Reduktionsmittel dient.^[3] Dies verdeutlicht, dass es keine universelle Lösung für den Ersatz fossiler Brennstoffe geben kann. Stattdessen werden immer branchen- und prozessspezifische Lösungen benötigt:

- > Die hohen Temperaturen, die zur Stahlerzeugung erforderlich sind, können auch durch synthetische Gase bereitgestellt werden. In einigen Fällen sind auch strombasierte Technologien möglich, etwa bei der Nutzung eines Elektrolichtbogenofens. Für eine großflächige Umstellung der fossilbetriebenen Hochöfen wird jedoch ein technologischer Wechsel auf die Eisendirektreduktion unvermeidbar sein.

- › Für die Bereitstellung von Temperaturen von 1.450 bis 1.650 Grad Celsius in den Schmelzwannen bei der Glasherstellung kommt aktuell vorwiegend Erdgas zum Einsatz. Potenziell kann die benötigte Prozesswärme in den Schmelzwannen über erneuerbaren Strom, über synthetische Gase (Wasserstoff oder synthetisches Methan) oder über Biogas bereitgestellt werden.
- › In der Zementherstellung werden ebenfalls Temperaturen oberhalb von 1.000 Grad Celsius benötigt, um den Kalkstein im Kalzinator aufzuarbeiten. Aktuell werden hierfür Großteils alternative Brennstoffe wie Siedlungsabfälle oder Klärschlamm genutzt. Ein großskaliger Ersatz durch Wasserstoff und andere synthetische Gase ist hier nicht notwendig und absehbar nicht wirtschaftlich.
- › In der chemischen Industrie können Prozesse zur Erzeugung von Prozessdampf im Bereich bis zu dreihundert Grad Celsius auf strombasierte Prozesse umgestellt werden, zum Beispiel durch den Einsatz von (Hochtemperatur-)Wärmepumpen oder Elektrodenkesseln. Für die Bereitstellung von Prozesswärme oberhalb von 300 Grad Celsius bedarf es Alternativen zu den bisher primär erdgasbefeueten Verfahren. Dies kann über die energetische Nutzung von Biomasse oder synthetischen Gasen (Wasserstoff oder synthetisches Methan) erfolgen. Der Einsatz strombasierter Cracker zur Naphthaaufbereitung wird zudem im Demonstrationsmaßstab getestet.

Versorgungssicherheit

Der Bedarf an Prozesswärme wird auch zukünftig bestehen bleiben und ist ein elementarer Aspekt sowohl für den Erhalt des deutschen Industriestandorts als auch für den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Eine Umstellung der Prozesswärmebereitstellung weg von fossilen Rohstoffen könnte zudem dazu beitragen, Importabhängigkeiten zu reduzieren.

Literatur

- [1] **Agentur für erneuerbare Energien e. V. (2017):** Industrieller Wärmebedarf nach Wirtschaftszweigen (Grafik). <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/industrieller-waermebedarf-nach-wirtschaftszweigen>
- [2] **AG Energiebilanzen (2022):** Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2021 bis 2023 für die Sektoren Industrie und GHD. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/02/Anwendungsbilanz_Industrie_2021_final_20221222.pdf
- [3] **Carbon Management Strategie NRW (2021):** Kohlenstoff kann Klimaschutz. https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/mwide_carbon_management_strategie_barrierefrei.pdf
- [4] **IN4Climate.NRW (2021):** Industrierwärme Klimaneutral: Strategien und für die Transformation. https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2021/diskussionspapier-klimaneutrale-waerme-industrie-cr-in4climatenrw.pdf
- [5] **RP-Energie-Lexikon:** Fernwärme. <https://www.energie-lexikon.info/fernwaerme.html>



**WASSERSTOFF
KOMPASS**

ENERGIEVERSORGUNG

Stromsystem





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H₂-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem**

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte des Stromsystems

- Das Stromsystem 2045
- Fünf »Stellschrauben« für ein defossilisiertes Stromsystem
- Ökonomische Aspekte
- Versorgungssicherheit
- Endenergiebedarf
- Treibhausgasemissionen
- Wasserstoffbedarfe

8 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- Begleitforschung

8 Handlungsoptionen

- Verbrauchsflexibilisierung mithilfe von Elektrolyseuren
- Engpassmanagement durch Standortwahl von Elektrolyseuren
- Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wasserstoff oder seinen Derivaten
- Turbinen zur Stromerzeugung
- Stationäre Brennstoffzellen zur Stromerzeugung

23 Literatur

Stromsystem

- › Dekarbonisierter Strom aus Wind- und Solarenergie leistet den größten Beitrag zur Defossilisierung unserer Wirtschaft, aber die Stabilität des Stromsystems muss gegen die Volatilität dieser Energien abgesichert werden. Dafür sind der massive Ausbau von Wind- und PV-Anlagen sowie der Stromnetzausbau in Deutschland und Europa Grundvoraussetzungen. Sie sind das Rückgrat einer erfolgreichen Energiewende.
- › Die flexible Erzeugung von Wasserstoff und seinen Derivaten per Elektrolyse flexibilisiert den Stromverbrauch, trägt zum Einklang zwischen Erzeugung und Verbrauch bei und macht Stromerzeugungsspitzen nutzbar.
- › Wasserstoff und seine Derivate ermöglichen die langfristige und großskalige Speicherung von Energie sowie deren Transport über weite Strecken.

Generelle Aspekte des Stromsystems

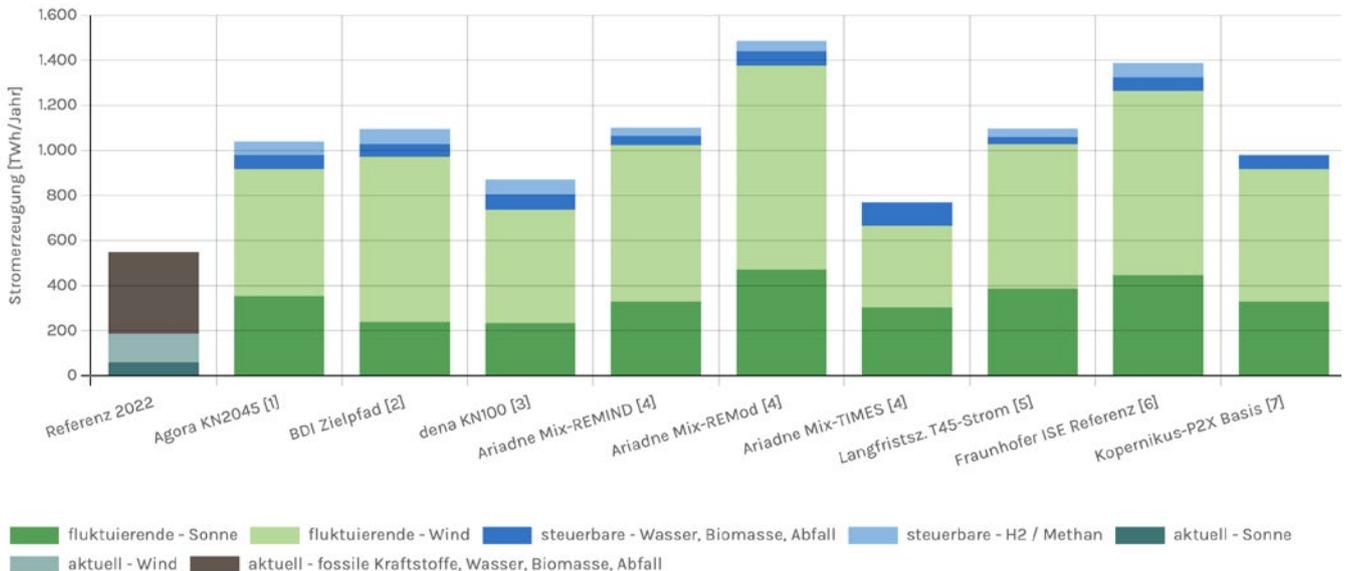
Die defossilisierte Strombereitstellung steht im Zentrum der Energiewende, da der Ausstieg aus fossilen Energieträgern (78 Prozent des Primärenergieverbrauchs in Deutschland im Jahr 2019) größtenteils über die Elektrifizierung erfolgen wird. Die direkte Nutzung von Strom kann zu hohen Energieeinsparungen durch Effizienzsteigerung führen. Mit Strom können aber auch synthetische Energieträger wie Wasserstoff (H₂) und seine Derivate (unter anderem Methan, Methanol, Ammoniak und Kerosin) erzeugt werden. Die indirekte Elektrifizierung bezieht sich dann auf die Verwendung solcher strombasierter Energieträger, insbesondere, wo keine direkte Elektrifizierung möglich ist, um fossile Energieträger zu ersetzen.

Das Stromsystem 2045

Szenarien^{[1][2][3][4][5][6][7]} zum klimaneutralen Deutschland gehen entsprechend von einer deutlichen Erhöhung der Stromerzeugung bis 2045 aus (x1,3–2,3). Laut dieser Szenarien stammt der defossilisierte Strom zu circa 90 Prozent aus Wind- und Solarenergie und zu 10 Prozent aus steuerbaren Energiequellen wie Wasserkraft, Biomasse, Abfall sowie Wasserstoff und seinen Derivaten.

Stromerzeugung im Jahr 2045

Fluktuierende und steuerbare Stromerzeugung im Jahr 2022 (Referenz aus AG Energiebilanzen e.V.^[12]) und 2045 (Szenarien^{[1][2][3][4][5][6][7]}) in Terawattstunden



Fünf »Stellschrauben« für ein defossilisiertes Stromsystem

Der steuerbare Anteil der Strombereitstellung ist unverzichtbar für die Stabilität des Stromsystems. Denn Wind- und Solarenergie fluktuieren mit dem Wetter. Zugleich fluktuiert der Verbrauch entsprechend der Nachfrage, bisher unabhängig von der Erzeugung. Für die Stabilität des Stromsystems ist es jedoch entscheidend, Stromerzeugung und -verbrauch jederzeit miteinander in Einklang zu bringen. Um diesen Einklang von Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten, existieren fünf sich gegenseitig ergänzende »Stellschrauben«:

1. der starke Ausbau von Wind- und PV-Anlagen,
2. der Netzausbau für einen europaweiten Stromverbund,
3. die Flexibilisierung des Verbrauchs,
4. die Umwandlung und Speicherung von elektrischer Energie und
5. der Import von synthetischen Energieträgern zur Verstromung.

Die ersten zwei Stellschrauben sind wesentliche Grundvoraussetzungen für ein defossilisiertes Stromsystem und damit auch für eine erfolgreiche Energiewende. Der massive Ausbau erneuerbarer Energien auf europäischer Ebene und die Verstärkung eines europaweiten Stromverbunds vernetzen Regionen mit unterschiedlichen Wetterbedingungen sowie Verbrauchsprofilen. Durch Stromimporte und -exporte können so lokale Schwankungen ausgeglichen und Dunkelflauten überbrückt und damit die Versorgungssicherheit eines jeden europäischen Landes gewährleistet werden.

Für die letzten drei Stellschrauben spielen die Wasserelektrolyse, Wasserstoff und seine Derivate entscheidende Rollen: Die Elektrolyse trägt zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs und somit zur Stabilität des Stromsystems bei. Wasserstoff und seine Derivate ermöglichen die langfristige und großskalige Speicherung sowie den Transport von Energie und können nach Bedarf verstromt werden.

Ökonomische Aspekte

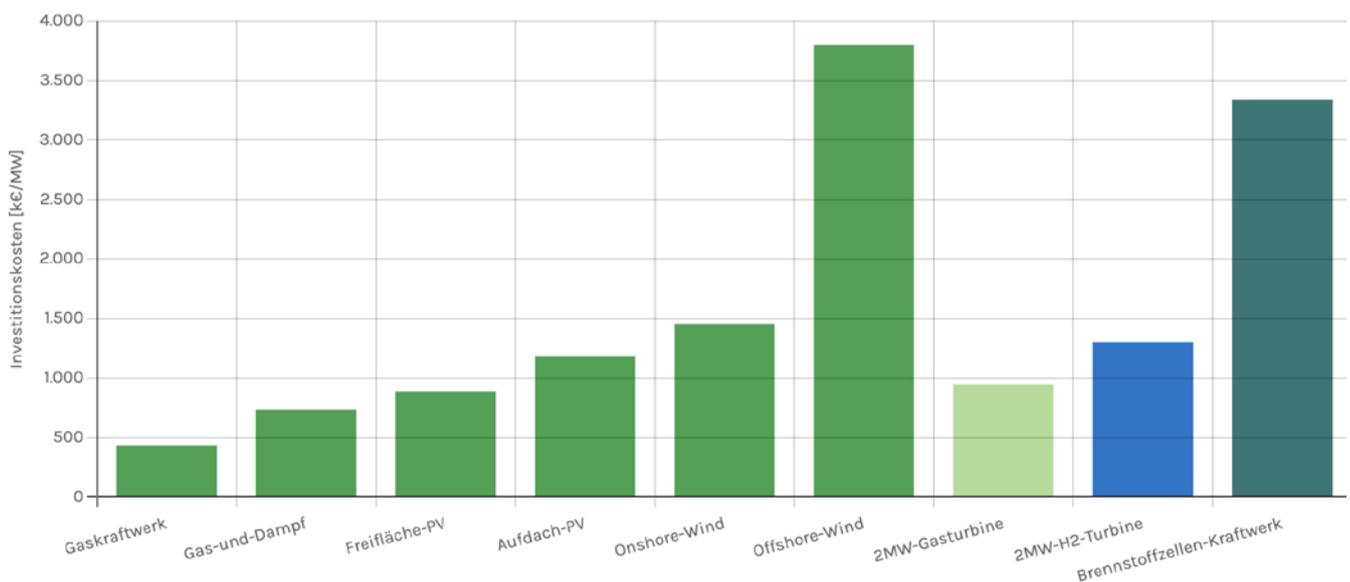
Die Bundesagentur für Arbeit zählt im Jahr 2021 insgesamt 214.808 Beschäftigte im Bereich der Elektrizitätsversorgung.^[9]

Die deutsche Stromwirtschaft umfasste im Jahr 2022:^[10]

- > 1.156 Stromerzeuger (die 5 größten davon machen circa 2 Drittel der Gesamterzeugung aus),
- > 4 Übertragungs- und 895 Verteilnetzbetreiber,
- > 137 Stromspeicherbetreiber und
- > 1.277 Stromhändler und 1.359 Stromlieferanten.

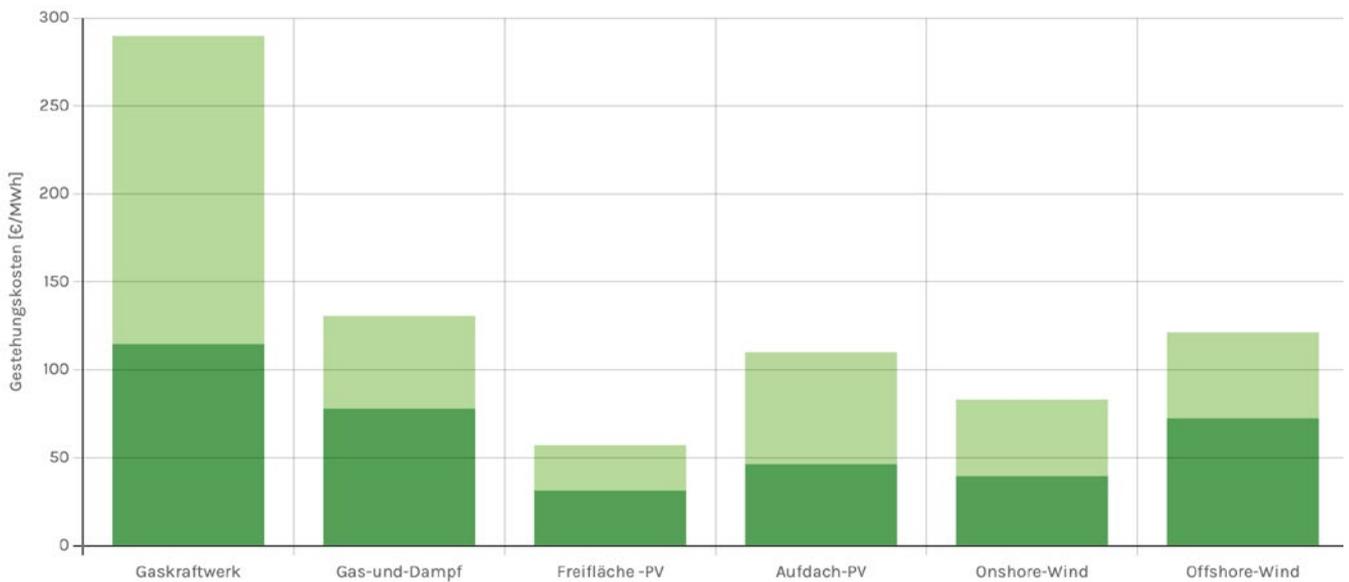
Investitionskosten

für verschiedene Stromerzeugungsanlagen nach den Energiearten in Tausend Euro pro Megawatt.^[32] Zum Vergleich sind die Investitionskosten von kommerziell verfügbaren Turbinen zur Anwendung in der Industrie^[33] sowie von einem Brennstoffzellen-Kraftwerk mit angegeben.^[35]



› Bei Gaskraftwerken sind die Investitionskosten am niedrigsten, aber die Betriebskosten sind in diesem Fall deutlich höher als für die anderen Kraftwerke. Somit fallen die Gestehungskosten (Investitions- plus Betriebskosten) von Strom aus Gaskraftwerken deutlich höher aus als die Gestehungskosten von Strom aus Wind- oder Solaranlagen.

Gestehungskosten für verschiedene Kraftwerke
nach den Energiearten in Euro pro Megawattstunde.^[41]



Versorgungssicherheit

Die heimische Stromerzeugung reduziert die Abhängigkeit von Energieimporten, muss gleichzeitig aber gegen die Volatilität erneuerbarer Energien abgesichert werden. Die fünf oben beschriebenen Stellschrauben gewährleisten zusammen die Versorgungssicherheit des Stromsystems.

Sektorkopplung (strombasierte Erzeugung von Wasserstoff und seinen Derivaten, mögliche Speicherung oder Nutzung der Energie in anderen Sektoren sowie Rückverstromung) kann einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit und einem effizienteren Energiesystem leisten.

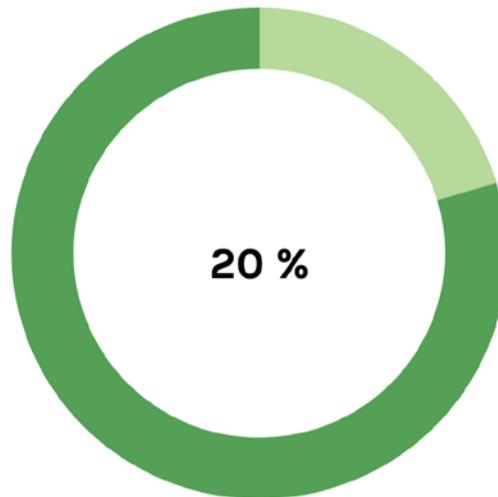
Endenergiebedarf

Im Jahr 2021 wurden in Deutschland 497 Terawattstunden Strom verbraucht. Dies entspricht 20 Prozent des Endenergieverbrauchs.^[1]

Die Nettostromerzeugung belief sich dabei auf 559 Terawattstunden, was einer Durchschnittsleistung von 64 Gigawatt entspricht.^[2] Die Lastspannbreite lag im Jahr 2021 zwischen 36,4 und 81,4 Gigawatt.^[3]

Endenergieverbrauch

Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch in TWh



Strom Rest

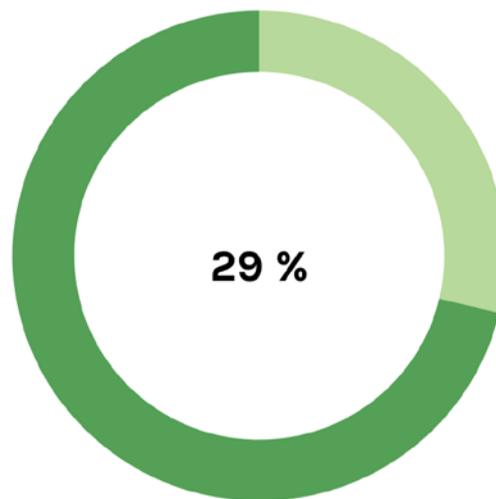
Treibhausgasemissionen

Die Stromerzeugung verursachte 219 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente im Jahr 2021,^[14] was 29 Prozent der Gesamtemissionen entsprach.

Verglichen mit anderen europäischen Ländern wie Österreich, Frankreich oder Schweden ist Netzstrom in Deutschland sehr CO₂-intensiv: Ohne Betrachtung der Vorketten entstehen bei der Stromerzeugung im Mittel 418 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde. Unter Berücksichtigung der Vorketten sind es 475 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde.^[14]

Treibhausgasemissionen

Anteil der Stromerzeugung an den Treibhausgasemissionen im Jahr 2021 in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente



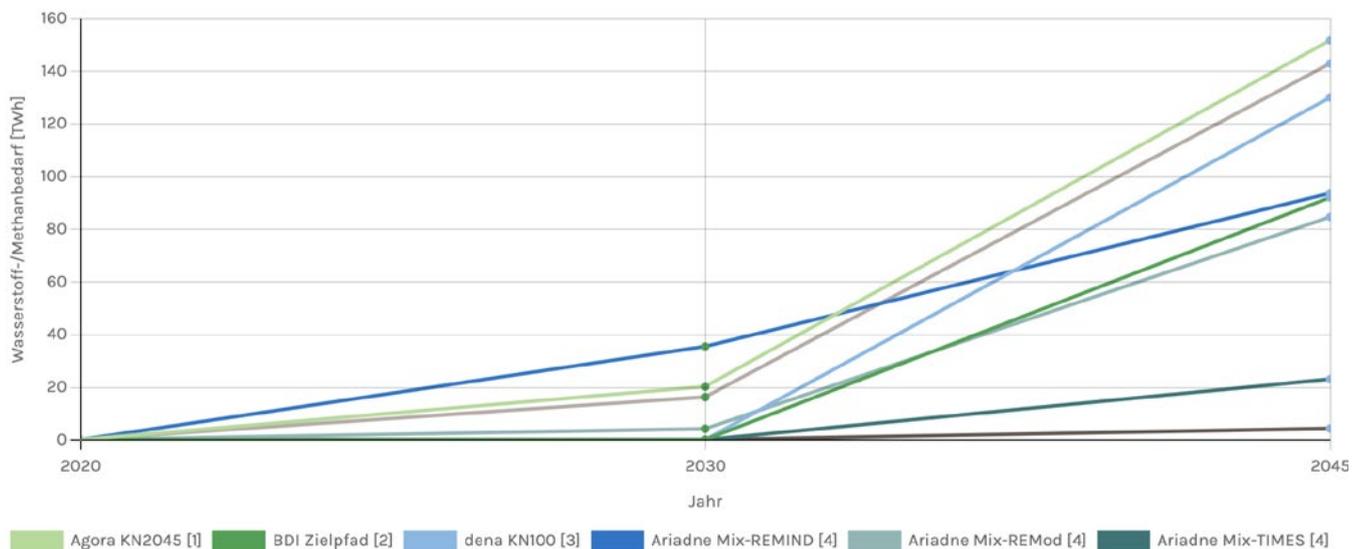
 Stromerzeugung  Rest

Wasserstoffbedarfe

Die meisten Szenarien^{[1][2][3][4][6]} erwarten für ein klimaneutrales Stromsystem im Jahr 2045 Bedarfe an strombasierten Gasen (H₂ oder sein Derivat Methan) zur Rückverstromung in Turbinen in Höhe von etwa 85 bis 150 Terawattstunden.

Bedarfe an strombasierten Gasen zur Verstromung

Bedarfe an Wasserstoff und/oder seinem Derivat Methan zur Verstromung in Gaskraftwerken nach Studienlage, in Terawattstunden.
[1] [2][3][4][6][7]



Szenarien, in denen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zum Beispiel Übertragungsstrom (Importe)^[7] oder Strom aus Geothermie^[4] bevorzugt werden, ergeben deutlich niedrigere Einschätzungen von etwa 4 bis 23 Terawattstunden.

AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

- > Kopernikus-Projekt Ariadne
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/ariadne>
- > Kopernikus-Projekt P2X
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x>

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- › Der Umgang mit fluktuierender Stromerzeugung muss bei dem Aufbau eines resilienten Stromsystems erprobt werden.
- › Effizienzverbesserung und Langlebigkeit, etwa durch Reduktion von Verschleiß, sollten erzielt werden.
- › Bei KWK-Technologien sollten Brennprozesse mit Wasserstoff erforscht und verbessert werden, zum Beispiel zur Reduktion von Stickoxiden.

Begleitforschung

Neben den technologischen Forschungsbedarfen könnten weitere Fragestellungen aufkommen, etwa zu sozialer Akzeptanz und regionalen Umsetzungsmöglichkeiten. Auch weiterführende ökonomische und ökologische Analysen können notwendig sein.

Handlungsoptionen

Verbrauchsflexibilisierung mithilfe von Elektrolyseuren

Verbrauchsflexibilisierung ist eine wichtige Stellschraube, um den Einklang zwischen Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten. Sie wird durch die Ab- oder Zuschaltung beziehungsweise das Runter- oder Hochfahren flexibler Industrieprozesse oder Geräte erreicht.

Als flexibler Prozess wird die Elektrolyse künftig einen signifikanten Anteil (10 Gigawatt in 2030 laut der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie)^[39] am deutschen Stromverbrauch haben und kann daher einen wesentlichen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs leisten.^[16]

Verschiedene flexible Betriebsweisen sind denkbar: Zum Beispiel fährt ein Elektrolyseur in den Teillastbetrieb oder ganz herunter, wenn die Strompreise zu hoch sind, die Leistung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu niedrig ist oder die Stabilität des Stromnetzes durch ein zu hohes Angebot an Strom gefährdet ist (Angebot von negativer Regelleistung).^[16] In den umgekehrten Fällen fährt der Elektrolyseur hoch. Durch Elektrolyse kann auch überschüssiger Strom aufgenommen werden. Somit wird die Energie chemisch gespeichert beziehungsweise im Sinne der Sektorkopplung zum Beispiel für Industrie- oder Verkehrssektoren nutzbar gemacht werden.

Zu beachten ist, dass sich nicht alle Elektrolyseurtypen gleichermaßen als flexible Stromverbraucher eignen. Die Eignung ergibt sich im Wesentlichen aus Startdauer, Teillastbereich und Lastgradient des jeweiligen Elektrolysetyps im Vergleich mit den jeweiligen Reaktivitätsanforderungen der Regelenenergie. ^{[16] [17] [18]}

Voraussetzungen

- › Investitionskosten von Elektrolyseuren müssen hinreichend niedrig sein, um eine flexible Fahrweise mit geringen Volllaststunden wirtschaftlich zu machen.

Vorteile

- › Ein flexibler Betrieb des Elektrolyseurs passt den Stromverbrauch besser an die volatile Stromerzeugung an und unterstützt somit die Netzstabilität.
- › Stromüberschüsse können von Elektrolyseuren aufgenommen und nutzbar gemacht werden. Dies wirkt sich auch positiv auf die Wasserstoffherzeugung aus heimischen Quellen aus.
- › Die Flexibilität der Elektrolyse ermöglicht die Teilnahme an der sogenannten Regelenenergie, was neben der Wasserstoffproduktion eine weitere Vergütungsoption bietet.

Nachteile

- › Eine dynamische Fahrweise verringert im Vergleich zu einer konstanten Fahrweise die Lebensdauer der Elektrolyseure (unter anderem aufgrund der mechanischen Belastung durch Temperatur- und Druckschwankungen und des schnelleren Elektroden- und Katalysatorverschleißes).
- › Bei der alkalischen Elektrolyse beträgt die Minimalteillast circa 20 Prozent. Darunter kann der H₂-Anteil im Sauerstoff zu groß werden. Ab 2 Prozent wird der Elektrolyseur automatisch zum Explosionsschutz abgeschaltet.

Folgen

- › Wenn Wasserstoff nicht bei Bedarf, sondern entsprechend den Schwankungen der Stromerzeugung produziert wird, dann muss er in ausreichender Menge als Puffer zwischen Produktion und Verbrauch gespeichert werden können.

Ökonomische Aspekte

Die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurbetriebs ist vor allem von Investitionskosten, Strompreisen, Wasserstoffpreisen und möglichen zusätzlichen Vergütungen abhängig. Bei einem dynamischen Einsatz steigen die Wasserstoffgestehungskosten bei wenigen Betriebsstunden aufgrund der aktuell hohen Investitionskosten trotz der dann niedrigen Stromkosten.

Versorgungssicherheit

Durch den flexiblen Betrieb von Elektrolyseuren kann der Stromverbrauch besser an die volatile Erzeugung erneuerbaren Stroms angepasst werden. Stromüberschüsse können von Elektrolyseuren aufgenommen und nutzbar gemacht werden.

Akteur*innen

› Wasserstoffherzeuger

MASSNAHME

MASSNAHME

› Förderung der Investitionskosten flexibler Elektrolyseure

Flexibel betriebene Elektrolyseure laufen nicht kontinuierlich und erzielen einen niedrigeren Gewinn als Elektrolyseure, die ganzjährig bei Volllast betrieben werden.^[23] Um den Bau flexibel betriebener Elektrolyseure anzuregen, könnten die Investitionskosten gefördert werden. Die Förderung könnte voraussetzen, dass Elektrolyseurprojekte bereits mögliche Abnehmer oder Speichermöglichkeiten für die nicht planbaren Mengen erzeugten H₂ identifiziert haben.

INITIATOREN

› Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Engpassmanagement durch Standortwahl von Elektrolyseuren

Im Vergleich zu ihren durchschnittlichen Leistungen verursachen volatile erneuerbare Energien hohe Erzeugungsspitzen, die vom Netz nicht immer abgenommen werden können. Dies führt zu Stromnetz-Engpässen, die die Versorgungssicherheit bedrohen, und die mithilfe von Maßnahmen des Einspeisemanagements und des Redispatch behoben werden. Das bedeutet, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen räumlich vor dem Engpass abgeregelt werden müssen und der fehlende Strom dahinter durch steuerbare (heute fossile) Kraftwerke erzeugt werden muss. Mit dem massiven Ausbau von erneuerbaren Energien wird das Vorkommen von Netzengpässen und somit Abregelungen steigen. Statt der Abregelung könnte der erneuerbare Strom von kleinen flexiblen Elektrolyseuren zur H₂-Herstellung und zur Vermeidung von Netzengpässen genutzt werden.

Wichtig für den Nutzen von Elektrolyseuren im Engpassmanagement ist die Platzierung an Standorten, wo es zu hohen Belastungen des Stromnetzes kommt.

Voraussetzungen

- › Ausreichende Mengen an Überschussstrom, der sonst abgeregelt würde, müssen erzeugt werden – dies ist voraussichtlich durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien ab circa 2030 der Fall. ^{[19][20]}
- › Elektrolyseure müssten an Standorten platziert werden, an denen Netzengpässe häufig zu erwarten sind.

Vorteile

- › Der teure Netzausbaubedarf, um Erzeugungsspitzen aufzunehmen, würde sinken. Hier ginge es vor allem um die Mittelspannungsnetze, die erwartbar besonders von Engpassmanagementmaßnahmen betroffen wären. ^[21]
- › Entschädigungszahlungen für den abgeregelt Strom können eingespart werden.
- › Die Entstehung von lokalen H₂-Wertschöpfungsketten kann angeregt werden.

Nachteile

- › Elektrolyseure konkurrieren mit günstigeren Flexibilitätsoptionen.
- › Ohne zusätzliche Anreize ist ein netzdienlicher Betrieb unattraktiv für Elektrolyseurbetreiber.
- › Wenn nur Überschussstrom bezogen wird, sind größere Elektrolyseure mit einer Leistungsklasse von über 5 Megawatt nicht wirtschaftlich. ^[19]
- › Dezentral erzeugter H₂ ist für die zentrale H₂-Versorgung, die große Mengen benötigt, eher ungeeignet. Denn der Transport- und Speicheraufwand des dezentral produzierten H₂ könnte sehr hoch ausfallen.

Folgen

Wenn kleinere Elektrolyseure gebaut werden, um durch eine flexible Fahrweise und den ausschließlichen Bezug von Überschussstrom zum Engpassmanagement beizutragen und der Wasserstoff lokale Anwendung findet,

- › dann können verschiedene Voraussetzungen für lokale Akzeptanz bei der lokalen Bevölkerung geschaffen werden: Sie haben einen geringeren Flächenbedarf, es werden keine oder weniger Pipelines benötigt und es entstehen Arbeitsplätze und Wertschöpfung vor Ort.

Wenn Elektrolyseure an netzdienlichen Standorten gebaut werden, die auch langfristig nicht an ein europäisches H₂-Pipelinennetz angebunden werden,

- › dann können diese Standorte trotz fehlender Infrastruktur mit H₂ versorgt werden.

Ökonomische Aspekte

Wenn Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt werden, wird der nicht produzierte Strom entschädigt. Entschädigungszahlungen sind beispielsweise von 2012 bis 2022 von 33 Millionen Euro auf 807 Millionen Euro gestiegen. ^{[20][40]}

Diese Entschädigungszahlungen geben einen Hinweis auf den ökonomischen Wert einer bewussten Standortwahl flexibler Elektrolyseure, die den sonst abgeregelt Strom nutzen. Eine Studie schätzt die Entschädigungszahlungen für 2030 auf zwischen knapp einer Milliarde bis fast 2 Milliarden Euro und

für 2050 auf 1,1 bis 5,1 Milliarden Euro.^[20] Die Spannbreiten sind auf den Grad des Netzausbaus sowie auf Flexibilitätsoptionen wie flexible Verbraucher und Speicher zurückzuführen.

Von 2,8 Milliarden Euro Redispatch-Kosten in einem Referenzszenario könnten über 250 Millionen Euro dank einer günstigen Platzierung von Elektrolyseuren eingespart werden.^[22]

Im Zuge des Ausbaus der Netze zu einem vollständig EE-basierten Stromsystem könnten 7 bis 8 Prozent der Netzausbaukosten – knapp 100 Millionen Euro – bei der Platzierung und dem Einsatz von netzdienlichen Elektrolyseuren eingespart werden.^[19]



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

› Einige Stakeholder*innen hinterfragten die Nutzung von Elektrolyseuren als Erbringer netzdienlicher Flexibilität im Sinne des Stromnetz-Engpassmanagements, da andere Flexibilitätsoptionen, vor allem batterieelektrische Fahrzeuge und Batteriespeicher, effizienter sein könnten. Andere Stakeholder*innen wiederum plädierten für eine starke Vergütung der Flexibilität als Anreiz für den Bau von netzdienlichen Elektrolyseuren.

Akteur*innen

- › Kommunale Unternehmen und andere privatwirtschaftliche Marktteilnehmer, die Flexibilität in Form von Elektrolyse anbieten
- › Verteil- und/oder Übertragungsnetzbetreiber, die Flexibilitätsangebote annehmen und Redispatch-Kapazitäten anfordern
- › Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

MASSNAHMEN

MASSNAHME

› Förderung der Investitionskosten netzdienlicher Elektrolyseure

Netzdienlich betriebene Elektrolyseure laufen nicht kontinuierlich und erzielen einen niedrigeren Gewinn als nicht netzdienlich eingesetzte Elektrolyseure.^[23] Um den Bau kleinerer netzdienlicher Elektrolyseure anzuregen, könnten die Investitionskosten gefördert werden. Die Förderung könnte voraussetzen, dass Elektrolyseurprojekte bereits mögliche Abnehmer identifiziert haben, beispielsweise dank Integration in ein Hubkonzept oder in ein lokales H₂-Zentrum.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME
> Vergütung der netzdienlichen Flexibilität

Stromverbraucher mit netzdienlich flexiblem Verbrauch könnten vom Verteilnetzbetreiber für diese Leistung vergütet werden. Diese Vergütung könnte in bilateralen Verträgen festgelegt werden oder dynamisch auf einem Flexibilitätsmarkt erfolgen.^[24] Je nach Höhe der Vergütung könnte der Bau von Elektrolyseuren unterschiedlich stark angereizt werden.


STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Einige Stakeholder*innen hinterfragten die Nutzung von Elektrolyseuren als Erbringer netzdienlicher Flexibilität, da sie in diesem Fall häufig unrentabel wären und andere Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher effizienter sein könnten. Andere Stakeholder*innen wiederum plädierten für eine starke Vergütung der Flexibilität.

INITIATOREN

> Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wasserstoff oder seinen Derivaten

Die Speicherung von elektrischer Energie ist zentral für die Versorgungssicherheit des zukünftigen Stromsystems, weil der Stromverbrauch der wetterbedingten Stromerzeugung nicht komplett folgen kann.

Aktuell sind Pumpspeicher die am weitesten verbreitete Speichertechnologie (weltweit 99 Prozent der Speicherleistung im Jahr 2015)^[25] und Batterien die am schnellsten wachsende Technologie (insbesondere Lithium-Ionen-Batterien).^{[26][27]}

Diese Speichertechnologien sind kurzfristig beziehungsweise haben kleine Kapazitäten.^[28] Für die langfristige (zum Beispiel saisonale) Speicherung, die große Kapazitäten einbezieht, muss die Energie in Molekülen gespeichert werden.^[28]

Im heutigen Stromsystem erfüllen fossile Energieträger diese Rolle, aber in Zukunft werden Wasserstoff oder seine Derivate hierzu einen wesentlichen Beitrag leisten.

In Zeiten mit hoher Stromerzeugung werden Wasserstoff und seine Derivate durch Elektrolyse und Folgeprozesse bereitgestellt, dann transportiert und gespeichert und bei Bedarf in Turbinen oder Brennstoffzellen rückverstromt. Wasserstoff und seine Derivate können auch aus Ländern mit hohem Potenzial an erneuerbaren Energien importiert, heimisch gespeichert und bei Bedarf rückverstromt werden.

Voraussetzungen

> Die benötigten Wasserstoffmengen (laut Szenarien bis zu 150 Terawattstunden) erfordern eine unterirdische Lagerung, zum Beispiel in Salzkavernen.

Vorteile

- > Wenn die elektrische Energie in Molekülen gespeichert wird, ist sie leichter über lange Strecke transportierbar als in Form von Strom.
- > Die Umwidmung bestehender Kavernenspeicher für die H₂-Speicherung würde eine Speicherkapazität von 33 Terawattstunden ermöglichen,^[29] aber das technische Potenzial für Kavernenneubau in Norddeutschland beläuft sich auf 9.400 Terawattstunden.^[30]

Nachteile

- > Im Vergleich zur direkten Stromnutzung entstehen hohe Energieverluste von etwa 55 bis 70 Prozent entlang der gesamten Prozesskette vom Strom zu Wasserstoff (beziehungsweise Derivaten) und der darauffolgenden Rückverstromung.^[28]

Folgen

- > Wenn H₂ und seine Derivate als Speichermedien im Stromsystem Anwendung finden, dann ergeben sich daraus neue Absatzmöglichkeiten für sonst eventuell ungenutzte Kapazitäten von EE-Anlagen.

Ökonomische Aspekte

Die Lagerung von großen Mengen an Molekülen ist günstig, aber ihre strombasierte Erzeugung sowie Rückverstromung in Gaskraftwerken sind teuer und die hohen Energieverluste entlang der Gesamtkette erhöhen diese Kosten.

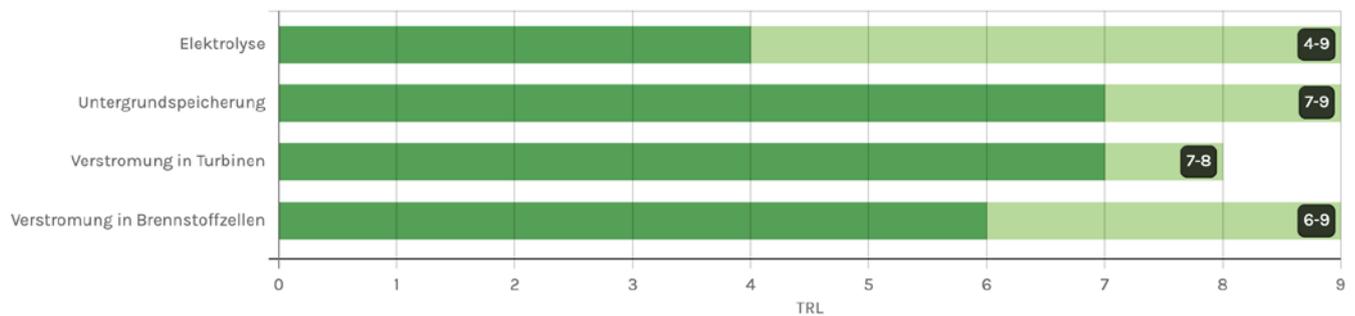
Versorgungssicherheit

In Form von Molekülen kann Energie lange und annähernd verlustfrei gespeichert werden. Dies wirkt sich förderlich auf die Versorgungssicherheit des Gesamtenergiesystems aus.

Technologiereifegrad

Technology Readiness Level

Die Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wasserstoff oder seinen Derivaten erfolgt in verschiedenen Schritten. Die einzelne TRL werden hier zusammengefasst. Für die Elektrolyse liegt der TRL je nach Technologie zwischen 4-9, für die H₂-Untergroundspeicherung bei 7-9, für die Rückverstromung mittels H₂-Turbinen bei 7-8 und mittels stationäre Brennstoffzellen je nach Technologie zwischen 6-9.



Wasserstoffbedarfe

Die meisten Szenarien ^{[1][2][3][4][5][6][7]} gehen davon aus, dass im Jahr 2045 zwischen 85 und 150 Terawattstunden H₂ oder Methan zur Verstromung benötigt werden.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- › EU-gefördertes Projekt HYFLEXPOWER: Demonstrationsanlage in industriellem Maßstab zur Speicherung von elektrischer Energie in Form von H₂
<https://www.hyflexpower.eu/>
- › Das IPCEI-Projekt LHyVE entspricht flexible Erzeugung von Wasserstoff sowie seine Speicherung und Rückverstromung.
<https://lhyve.de/>
- › Im Reallabor-Projekt Referenzkraftwerk Lausitz (RefLau) wird das Konzept von Speicherkraftwerk demonstriert mit Speicherung von Stromüberschuss in Form von H₂ und Anbietung von Regelleistung.
<https://www.reflau.com/projekt>

Akteur*innen

- › Speicherbetreiber (zentrale Anwendungen)
- › Endkunden wie Industrie, Kommune und Haushalte (dezentrale Anwendungen)

MASSNAHMEN

MASSNAHME

› Anlegen einer strategischen Reserve

Analog zur Vorgabe der strategischen Erdgasspeichervolumina ließe sich beispielsweise auch die Versorgung mit Wasserstoff absichern. Dies wäre ein Anreiz für den Auf- beziehungsweise Umbau einer Speicherinfrastruktur.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME

› Befreiung von Entgelten und Umlagen

Um die Nutzung von geologischen Speichern anzureizen, könnte eine Befreiung von Entry-beziehungsweise Exit-Entgelten und -Umlagen in Betracht gezogen werden.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Turbinen zur Stromerzeugung

Wasserstoffverstromung ist in einem defossilisierten Stromsystem unerlässlich, um Dunkelflauten zu überbrücken und Spitzenlast zu decken, da die regelbare Verstromung von erneuerbaren Energien wie Biomasse, Wasserkraft, Abfall und Geothermie nicht ausreichen wird. In großen Maßstäben kann sie mittels Gasturbinen gewährleistet werden.

Gasturbinen finden Anwendung sowohl in der Industrie mit typischen elektrischen Leistungen von 2 bis 30 Megawatt als auch in Gaskraftwerken zur Einspeisung ins Netz der allgemeinen Versorgung mit typischen elektrischen Leistungen von 60 bis 400 Megawatt.

Für das Stromsystem gehen die Szenarien^{[1][2][3][4][5][6][7]} davon aus, dass sich die Gaskraftwerksleistung gegenüber den heutigen circa 30 Gigawatt um den Faktor 2 bis 4 erhöhen wird. Diese Gaskraftwerke werden kurzfristig mit Erdgas und langfristig unter anderem mit H₂ versorgt (synthetisches Methan oder Biomethan stellen weitere Optionen dar). Aufgrund der Knappheit von H₂ und seinen Derivaten sowie der Kosten und hohen Verluste bei den Umwandlungen werden sie nur als Reserveleistung genutzt werden.

Voraussetzungen

- › H₂-Versorgung von Anlagen: Im Fall von Spitzenlast oder Dunkelflauten muss genügend Wasserstoff zur Verfügung stehen.
- › Normale Gasturbinen sind wegen unterschiedlicher Verbrennungseigenschaften für H₂ nicht geeignet, und müssen H₂-ready gebaut oder umgebaut werden. Der vgb energy e. V. sieht auf dem Weg zu H₂-Readiness zwei Zwischenstufen.^[31] Mit wenigen Ausnahmen können aktuelle Brenner eine Beimischung bis zu circa 17 Vol.-% H₂ verarbeiten. Von circa 17 bis 53 Volumenprozent H₂ ist eine Umrüstung in den allermeisten Fällen technisch möglich. Ab 53 Volumenprozent H₂ ist eine Umrüstung gegebenenfalls nur mit sehr hohem Aufwand möglich; es muss eine neue Brennertechnologie zum Einsatz kommen.

Vorteile

- › Gasturbinen können schnell hochfahren und sind daher gut geeignet, um schnell auf Erzeugungsrückgänge oder Verbrauchsspitzen zu reagieren.
- › Die Reinheit des Wasserstoffs spielt für Turbinen eine untergeordnete Rolle.
- › Dank ihrer hohen Temperatur von über 500 Grad Celsius kann die Abwärme für industrielle Prozesse oder in einer Dampfturbine (Gas- und Dampfkraftwerke) genutzt werden. Dadurch erhöht sich die Gesamtenergieeffizienz.

Nachteile

- › Investitionskosten machen einen wesentlichen Anteil an den Kosten der Verstromung von H₂ in Turbinen, weil sie nur wenige Stunden (circa 1.000 im Jahr) in Betrieb sein werden.
- › Wie bei allen thermischen Verfahren zur Stromerzeugung ist der Wirkungsgrad einer Gasturbine (ohne Abwärmenutzung) bei Nennleistung niedrig (40 Prozent; sogar unter 30 Prozent für kleine Turbinen). Bei einer (flexiblen) Teilleistung sinkt er weiter (bis zu circa 20 Prozent bei Mindestlast).

Folgen

Die H₂-Verstromung in Turbinen kann eine ausreichende Erzeugungsleistung schnell bereitstellen und so großräumig die allgemeine Versorgung und Netzstabilität gewährleisten.

Ökonomische Aspekte

Aktuelle Investitionskosten belaufen sich auf 435.000 Euro pro Megawatt für ein Gaskraftwerk (bis zu 400 Megawatt) und 735.000 Euro pro Megawatt für ein Gas- und Dampfkraftwerk (bis zu 800 Megawatt), beide für den Betrieb mit Erdgas.^[32]

Wasserstoff-ready-Gasturbinen für die Industrie sind schon kommerziell verfügbar und schlagen zum Beispiel mit 1,3 Millionen Euro pro Megawatt für eine 2-Megawatt-Turbine zu Buche.^[33] Im Vergleich kostet die herkömmliche Erdgasvariante der Turbine 950.000 Euro pro Megawatt. Zum Vergleich: Das weltweit größte Brennstoffzellen-Kraftwerk mit 79 Megawatt hat 3,34 Millionen Euro pro Megawatt gekostet.^[35]

Versorgungssicherheit

Schnellstartfähige Gasturbinen sind notwendig für die Stabilität des Stromnetzes und die Versorgungssicherheit, da sie Schwankungen in der Erzeugung sowie Dunkelflauten überbrücken können.

Akteur*innen

- › Stromerzeuger, Industrie

Endenergiebedarf

Je nach Szenario würden bis zu 150 Terawattstunden H₂ oder seines Derivates Methan pro Jahr benötigt, um die Versorgungssicherheit während saisonaler Schwankungen, Dunkelflauten oder Lastspitzen zu gewährleisten.

Technologiereifegrad

Technology Readiness Level

Der Technologiereifegrad für den Einsatz von Wasserstoffturbinen zur Stromerzeugung liegt zwischen 7 und 8.^{[33][34]}



Wirkungsgrad

Stromerzeugungswirkungsgrade mit Wasserstoffturbinen werden denen mit Erdgas vermutlich ähnlich bleiben:^[15]

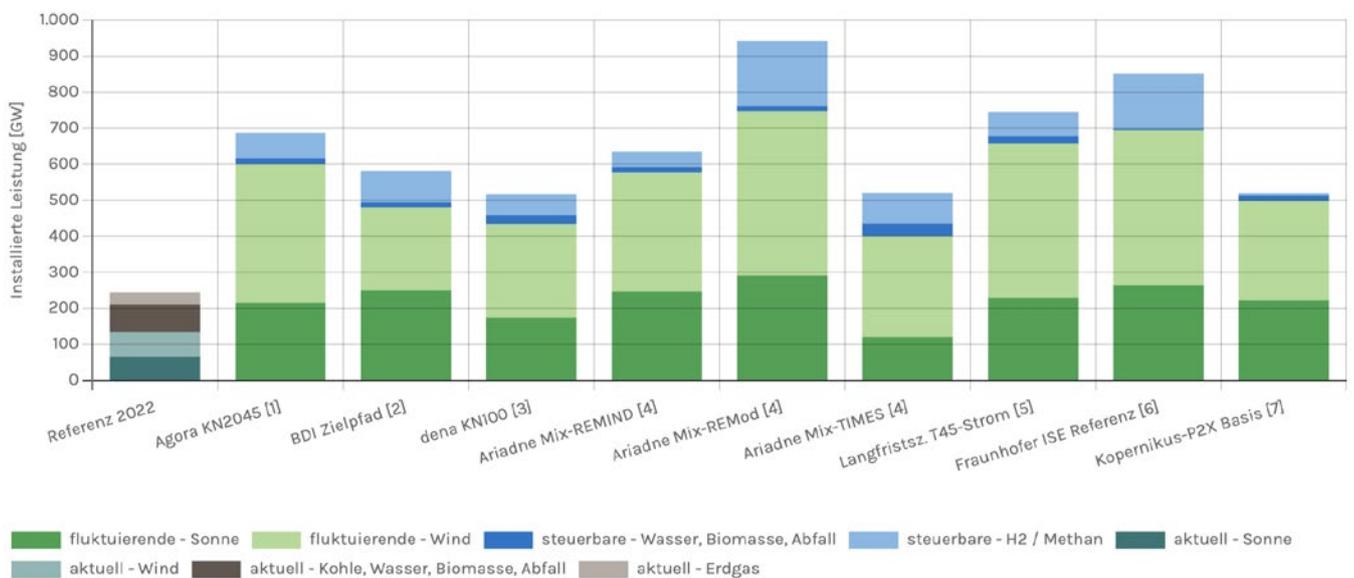
- > Gasturbine: 39 Prozent bei Nennlast; 19 Prozent bei Mindestlast
- > Gas-und-Dampfkraftwerk: 59 Prozent bei Nennlast; 48 Prozent bei Mindestlast

Kraftwerksleistung

Für das Stromsystem gehen die Szenarien^{[1][2][3][4][5][6][7]} davon aus, dass die Gaskraftwerksleistung sich gegenüber den heutigen circa 30 Gigawatt um den Faktor 2 bis 4 erhöhen wird.

Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2045

Fluktuierende und steuerbare installierte Leistung in GW im Jahr 2022 als Referenz^[13] und 2045 laut Szenarien.^{[1][2][3][4][5][6][7]}



Wasserstoffbedarfe

Um 1 Kilowattstunde Strom durch eine Turbine zu erzeugen, werden 2,6 bis 5,3 Kilowattstunden H₂ benötigt (Wirkungsgrade zwischen 19 und 39 Prozent). In eine Gas-und-Dampfkraftwerk sind 1,7 bis 2,1 Kilowattstunden H₂ benötigt.

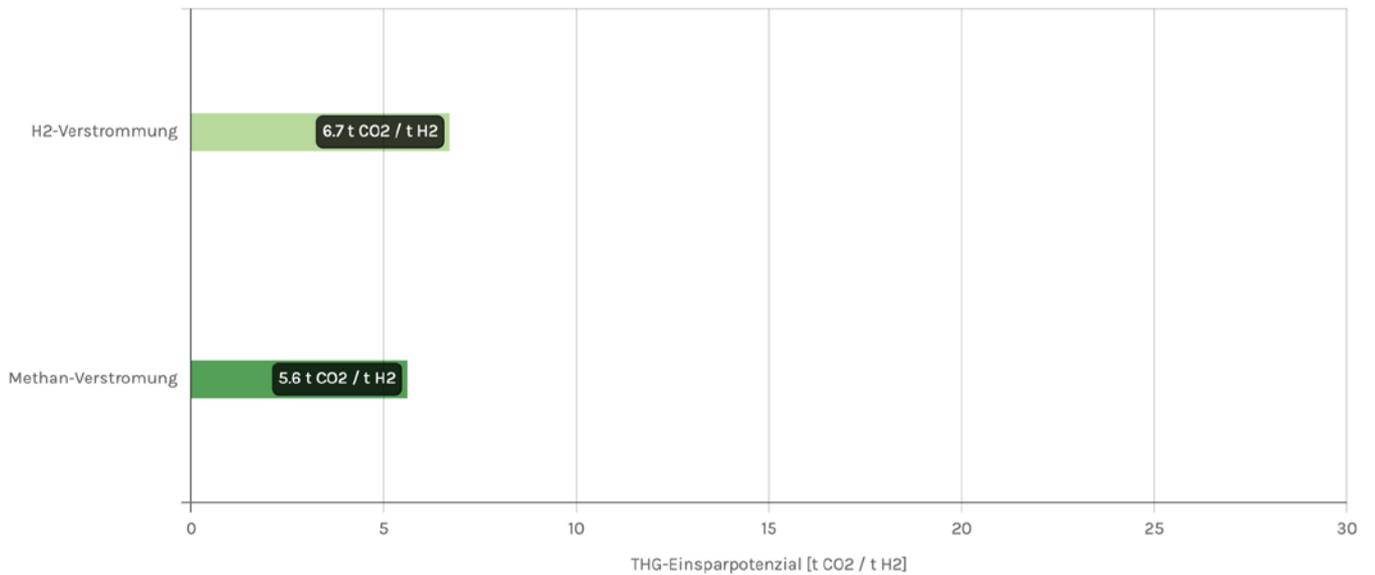
Für die Versorgungssicherheit des Gesamtstromsystems werden laut modellierten Szenarien bis zu 150 Terawattstunden H₂ zur Verstromung in Gaskraftwerken benötigt.

Minderungspotential

Die Verstromung von Wasserstoff statt Erdgas in Turbinen vermeidet ohne Berücksichtigung von Vorketten 6,7 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂ (eigene Berechnung mithilfe von Kennzahlen von Erdgasturbinen ^[15]).

Die Verstromung des H₂-Derivats Methan statt Erdgas vermeidet 5,6 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂ (eigene Berechnung auf der Basis von Kennzahlen der Umwandlung von H₂ zu Methan ^[42]).

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff
für die Verstromung von H₂ und von Methan (nach Umwandlung von H₂ zu Methan).



Stationäre Brennstoffzellen zur Stromerzeugung

In Brennstoffzellen wird Strom durch die Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff ohne Verbrennung produziert, was NO_x-Emissionen vermeidet, Lärm reduziert und zu höheren Wirkungsgraden führen kann. Die Wärme kann aus-gekoppelt und so der Gesamtwirkungsgrad erhöht werden. Es gibt verschiedene Brennstoffzellen-Technologien; Polymerelektrolytmembran- und Festoxid-Brennstoffzellen (PEMFC beziehungsweise SOFC) dominieren den Gesamtmarkt von stationären und mobilen Anwendungen mit 64 Prozent beziehungsweise 29 Prozent der Verkäufe deutlich.^[35]

Im Vergleich zu Turbinen sind Brennstoffzellen eher für kleinere, dezentrale Anwendungen geeignet: zum Beispiel in Haushalten, Serveranlagen oder Offgrid-Anwendungen. Die große Mehrheit der weltweit verkauften Brennstoffzellensysteme wurde für die Erzeugung von Strom und Wärme in kleineren Gebäuden, sogenannte Mikro-KWK-Anlagen, installiert.^[35] Nichtsdestotrotz existieren auch Brennstoffzellen-Kraftwerke, insbesondere in Korea mit mehreren Anlagen über 40 Megawatt, einschließlich der weltweit größten in Incheon um 79 Megawatt sowie angekündigte Projekte bis zu 105 Megawatt.^[35]

Voraussetzungen

- › Für dezentrale Anwendungen von H₂ sind ein H₂-Verteilnetz oder eine dezentrale H₂-Versorgung nötig.

Vorteile

- › Brennstoffzellen sind effizienter und leiser als Gasturbinen.

Nachteile

- › PEM-Brennstoffzellen benötigen Platin, das ein hohes Versorgungsrisiko für Europa birgt und eine große Umweltbelastung zur Folge hat.^[36]

Folgen

- › Stationäre Brennstoffzellen ermöglichen integrierte, dezentrale Inselsysteme mit zum Beispiel eigener Stromerzeugung, einem hybriden Batterie-Wasserstoff-Speicher und einer Mikro-KWK-Anlage.

Ökonomische Aspekte

Im Jahr 2020 wurden weltweit 56.800 stationäre Brennstoffzellen mit insgesamt 325 Megawatt Leistung verkauft, davon circa 47.000 Mikro-KWK-Anlage in Japan und 5.000 in Deutschland, dem zweiten großen Erstabsatzmarkt.^{[35][37]}

Das weltweit größte Brennstoffzellenkraftwerk mit 79 Megawatt hat 3,34 Millionen Euro pro Megawatt gekostet.^[35] Zum Vergleich belaufen sich die Investitionskosten eines konventionellen Gaskraftwerks (bis zu 400 Megawatt) auf 435.000 Euro pro Megawatt.^[32]

Aktuell kostet eine erdgasbetriebene SOFC-Mikro-KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 750 Watt circa 25 Millionen Euro pro Megawatt. ^[38]
Zum Vergleich: Eine 2-Megawatt-H₂-Turbine kostet circa 1,3 Millionen Euro pro Megawatt.

Versorgungssicherheit

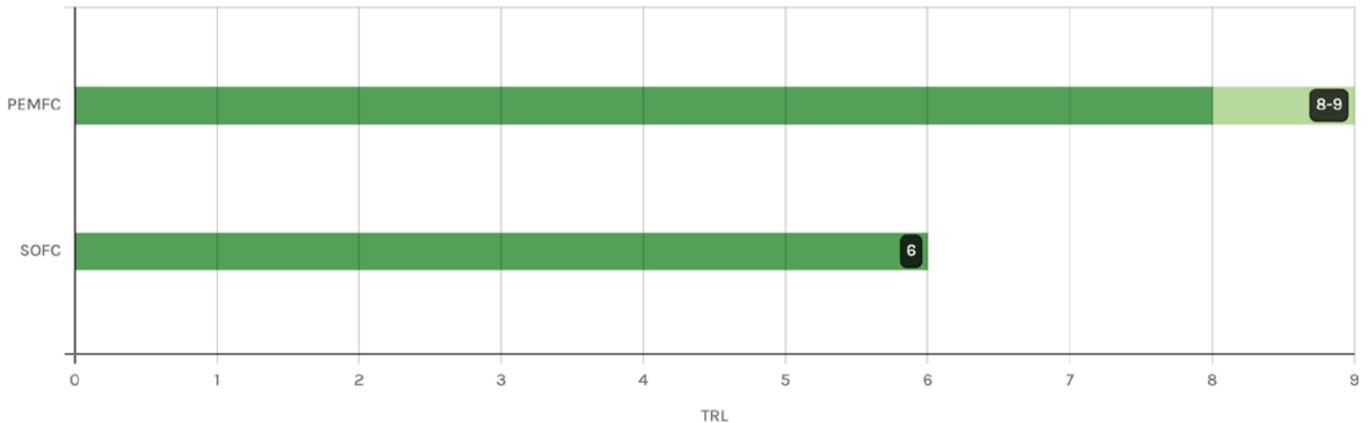
> Stationäre Brennstoffzellen können die dezentrale beziehungsweise lokale Versorgungssicherheit unterstützen, zum Beispiel in Haushalten.

Technologiereifegrad

Es gibt zwei dominierende Brennstoffzellentechnologien: die Protonenaustauschmembranbrennstoffzelle (PEMFC: proton exchange membrane fuel cell) und die Hochtemperaturbrennstoffzelle beziehungsweise Festoxidbrennstoffzelle (SOFC: solid oxide fuel cell).

Technology Readiness Level

Der Technologiereifegrad für die zwei dominierenden Brennstoffzellentechnologien liegt zwischen 8 und 9 für PEMFC und bei 6 für SOFC.^[34]



Wirkungsgrad

> Wirkungsgrad: 40 bis 60 Prozent (nur Strom) – mit Abwärmeauskopplung: bis zu über 90 Prozent. ^[35]

Wasserstoffbedarfe

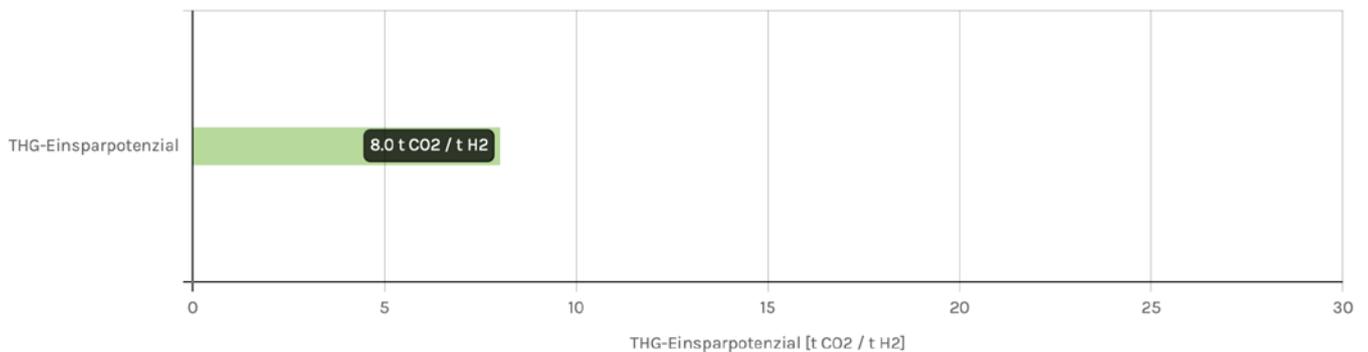
Um 1 Kilowattstunde Strom durch eine stationäre Brennstoffzelle zu erzeugen, sind 1,7 bis 2,5 Kilowattstunden H₂ nötig (Wirkungsgrade von 40 bis 60 Prozent).

Für die Versorgung eines 2-Personen-Haushalts, der im Durchschnitt 2.000 Kilowattstunden Strom pro Jahr verbraucht, werden 3,4 bis 5 Megawattstunden H₂ (102 bis 150 Kilogramm) benötigt.

Minderungspotential

Wenn ein Haushalt seinen Strom aus einer stationäre H₂-Brennstoffzelle statt aus dem Netz beziehen würde, würden 8 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂ eingespart werden (Annahme: Strommix-Fußabdruck von 420 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde und Brennstoffzelle-Wirkungsgrad von 60 Prozent).

Treibhausgasreduzierungspotential in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff



Akteur*innen

- › Brennstoffzellenhersteller
- › Haushalte
- › Kommunen (Insel-Systeme)

MASSNAHME

MASSNAHME

› Kommunikation zur Anwendung in Haushalten und Kommunen

Stationäre Brennstoffzellen sind eine effizientere und kostengünstigere Möglichkeit zur Rückverstromung als H₂-Turbinen. Somit könnte es zum Anreizen deren Nutzung ausreichen, diese Vorteile zu vermitteln, beispielsweise in Kommunikations- und Austauschformaten zur lokalen Anwendung von H₂.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- › Politik und Verwaltung auf Landes- und kommunaler Ebene, vor allem in den Bereichen Wirtschaft(-sförderung) und Energie

Literatur

- [1] **Agora Energiewende (2021):** Klimaneutrales Deutschland 2045. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>
- [2] **BDI (2021):** Klimapfade 2.0. <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>
- [3] **dena Deutsche Energie-Agentur (2021):** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/abschlussbericht-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>
- [4] **Kopernikus-Projekt Ariadne (2021):** Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. https://ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222.pdf
- [5] **Fraunhofer ISI et al. (2021):** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Update T 45. <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>
- [6] **Fraunhofer ISE (2021):** Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem (Update Klimaneutralität 2045). <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Klimaneutralitaet-2045.pdf>
- [7] **Kopernikus-Projekt P2X (2022):** Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X-Technologien. https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/2560/live/lw_datei/221025_p2x_roadmap_4_web.pdf
- [8] **Deutsche Umwelthilfe (2021):** Versorgungssicherheit mit 100% EE. https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Erneuerbare_Energien/DUH_Hintergrundpapier_Versorgungssicherheit_Nov21.pdf
- [9] **Deutscher Bundestag:** Anzahl der Beschäftigten in der Energie- und Wasserwirtschaft. <https://www.bundestag.de/resource/blob/898846/5d985cc6f3232476ede6f02f41fd926f/WD-5-060-22-pdf-data.pdf>
- [10] **BDEW:** Jahresbericht 2022. https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20221220_Jahresbericht2022_Foliensatz.pdf
- [11] **AGEB:** Bilanz 2021. <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/>
- [12] **AGEB:** Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2022. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/03/STRERZ22A11_Abg_0223.pdf
- [13] **Fraunhofer ISE:** Energy-Charts, zuletzt aufgerufen am: 01.08.2023. <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2021>
- [14] **Umweltbundesamt:** Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2022, zuletzt aufgerufen am: 11.07.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-treibhausgas-9>
- [15] **Milojic, George und Dyllong, Yvonne (2016):** Vergleich der Flexibilität und der CO₂-Emissionen von Kohlen- und Gaskraftwerken, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 66, 7, 29-33. https://www.energie.de/fileadmin/dokumente/et/Archiv_Zukunftsfragen/2016/Zukunftsfragen_2016_07.pdf

- [16] **FfE (2023):** Beitragsreihe Wasserstoff Deep Dives: Elektrolyseur-Betriebsweisen. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-wasserstoff-deep-dives-elektrolyseur-betriebsweisen/>
- [17] **FfE (2019):** Elektrolyse – Die Schlüsseltechnologie für Power-to-X. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/elektrolyse-die-schluesselftechnologie-fuer-power-to-x/>
- [18] **Lage et al. (2023):** Technical evaluation of the flexibility of water electrolysis systems to increase energy flexibility: A review, International Journal of Hydrogen Energy, 48, 42, 15771-15783. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.044>
- [19] **Schalling et al. (2022):** Netzdienliche Wasserstofferzeugung. Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure. Reiner Lemoine Institut (RLI), Berlin. https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-10_Abschlussbericht_Netzdienliche_Wasserstofferzeugung.pdf
- [20] **Merten et al. (2020):** Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Wuppertal Institut, Wuppertal. <https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/LEE-H2-Studie.pdf>
- [21] **Bundesnetzagentur (2022):** Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [22] **Amprion (2023):** Fallstudie – Vorteile lokaler Kapazitätsanreize im Systemmarkt. https://www.amprion.net/Dokumente/Transparenz/Studien-und-Stellungnahmen/2023/amprion_fallstudie___lokale_kapazitaetsanreize.pdf
- [23] **Bundesnetzagentur (2023):** Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/055/2005555.pdf>
- [24] **Bundesnetzagentur (2017):** Flexibilität im Stromversorgungssystem – Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzentwicklungSmartGrid/Flexibilitaet/start.html>
- [25] **dena:** Pumpspeicher integrieren die Erneuerbaren ins Netz, zuletzt aufgerufen am: 11.07.2023. <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/pumpspeicher/>
- [26] **energie.de:** Stromspeicher – Stiefkinder der Energiewende, zuletzt aufgerufen am: 11.08.2023. <https://www.energie.de/et/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/stromspeicher-stiefkinder-der-energiewende>
- [27] **EnBW:** Darum sind Stromspeicher für die Energiewende so wichtig, zuletzt aufgerufen am: 11.08.2023. <https://www.enbw.com/unternehmen/eco-journal/stromspeicher-fuer-die-energiewende.html>
- [28] **Sterner, Michael und Stadler, Ingo (2017):** Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, 2. Auflage. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-48893-5>
- [29] **Nationaler Wasserstoffrat, 2022:** Wasserstoffspeicher-Roadmap 2030 für Deutschland. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-11-04_NWR_Stellungnahme_Wasserstoff-Speicher-Roadmap.pdf
- [30] **Caglazan et al. (2020):** Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe, International Journal of Hydrogen Energy, 45, 11, 6793-6805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>

- [31] **VGBE (2023):** Factsheet H₂-Readiness für Gasturbinenanlagen.
https://www.vgbe.energy/wp-content/uploads/2023/01/H2-Ready-GT_Factsheet-final.pdf
- [32] **Spörk, Patrick Michael (2020):** Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer und konventioneller Energieträger. Masterarbeit, Technische Universität Graz, Graz.
<https://diglib.tugraz.at/download.php?id=6093e88b63f93&location=browse>
- [33] **Kawasaki:** Enhancement of Fuel Flexibility of Industrial Gas Turbines by Development of Innovative Hydrogen Combustion Systems, zuletzt aufgerufen am: 11.07.2023. <https://www.kawasaki-gasturbine.de/en/products/turbine-generator-sets/hydrogen-technology>
- [34] **Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Energie Campus Nürnberg (2021):** Handbook: Screening Wasserstoff Technik. https://www.encn.de/fileadmin/user_upload/EnCN_Studie_Wasserstofftechnologie_2021.pdf
- [35] **E4tech (2021):** The Fuel Cell Industry Review 2021.
<https://www.e4tech.com/resources/249-fuel-cell-industry-review-2021.php>
- [36] **Mori et al. (2021):** Criticality and Life-Cycle Assessment of Materials Used in Fuel-Cell and Hydrogen Technologies, Sustainability, 13, 6, 3536.
<https://doi.org/10.3390/su13063565>
- [37] **NOW (2022):** Metastudie Wertschöpfungskette Brennstoffzelle.
https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/08/NOW_Wertschoepfungskette-Brennstoffzelle.pdf
- [38] **Brennstoffzellenheizung:** Kosten 2023 im Überblick, zuletzt aufgerufen am: 01.08.2023. <https://www.thermondo.de/leistungen/heizsystem/brennstoffzellenheizung/kosten/>
- [39] **Bundesregierung (2023):** Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023. https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [40] **Eicke, Anselm (2023):** Nutzen statt Abregeln. Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten. Im Auftrag von Agora Energiewende.
https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Blog/2023/Nutzen_statt_Abregeln/20230418_Nutzen_statt_Abregeln.pdf
- [41] **Fraunhofer ISE (2021):** Stromgestehungskosten erneuerbare Energien.
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
- [42] **Energy.nl:** Methane Production from CO₂, zuletzt aufgerufen am: 01.08.2023.
<https://energy.nl/data/methane-production-from-co%e2%82%82/>



WASSERSTOFF
KOMPASS



Glossar



A

- Alkane** Alkane sind nicht zyklische, gesättigte Kohlenwasserstoffe. Das heißt sie bestehen nur aus Kohlenstoff (C) und Wasserstoff (H) und weisen nur Einfachbindungen auf, zum Beispiel Ethan (H₃C-CH₃).
- Aromaten** Aromatische Moleküle besitzen ein konjugiertes, planares Ringsystem mit delokalisierten Elektronen. Dies bedeutet, dass in einem Aromaten nicht zwischen Einfach- und Doppelbindung unterschieden werden kann. Der bekannteste Vertreter der Aromaten ist Benzol.
- Aufreinigung von Biogas** Biogas enthält noch nicht brennbare Gase, wie beispielsweise CO₂. Diese werden in mehreren Prozessschritten entfernt, sodass der Anteil des Methans in etwa dem in Erdgas entspricht und in Erdgasleitungen verwendet werden kann.
- Ausfallarbeit** Die Strommenge, die hätte erzeugt werden können, wenn eine nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütete Erneuerbare-Energien-Anlage nicht abgeregelt worden wäre.

B

- Basalt** Gestein vulkanischen Ursprungs.
- Bipolarplatte** Die Bipolarplatte dient der elektrischen Verbindung der Stack-Zellen, regelt die Gasverteilung über die Fläche der Platte, trennt die Gase zwischen den angrenzenden Zellen und sorgt für die Dichtung nach außen und die thermische Regulierung.
- BOP** *Balance of plant*; bezeichnet alle notwendigen Hilfskomponenten zur Komplettierung einer Anlage.

C

- CAPEX** *capital expenditures* oder Investitionskosten.
- CCS** *Carbon Capture and Storage*: Abscheidung und darauffolgende Verpressung von CO₂ im geologischen Untergrund.
- CCU** *Carbon Capture and Utilisation*: Abscheidung und darauffolgende (stoffliche) Nutzung von CO₂.
- CO₂-armer Wasserstoff** Wasserstoff, der aus nicht erneuerbaren Quellen stammt und während seines gesamten Lebenszyklus mindestens 73,4 Prozent weniger Treibhausgasemissionen erzeugt als fossiles Erdgas [als Referenzwert gelten die in der delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 zur Ergänzung der EU Taxonomie angegebenen 94 Gramm CO₂-Äq/MJ; Anmerkung des Wasserstoff-Kompasses]

CO₂-Punktquelle Eine Industrieanlage, deren Abgas im Vergleich zu Luft hohe Konzentrationen an CO₂ enthält. Hierdurch muss weniger Energie eingesetzt werden, um reines CO₂ für CCU zu gewinnen als etwa bei der Abscheidung von Kohlendioxid aus der Umgebungsluft (*Direct Air Capture*, DAC).

CO₂-armer Wasserstoff Wasserstoff, der aus nicht erneuerbaren Quellen stammt und während seines gesamten Lebenszyklus mindestens 73,4 Prozent weniger Treibhausgasemissionen erzeugt als fossiles Erdgas [als Referenzwert gelten die in der delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 zur Ergänzung der EU Taxonomie angegebenen 94 Gramm CO₂Äq/MJ; Anmerkung des Wasserstoff-Kompasses]

Coefficient of performance (COP) Die Leistungszahl (*Coefficient of performance*, COP) beschreibt das Verhältnis aus erzeugter Wärmeleistung und eingesetzter elektrischer Leistung. Eine COP2 bedeutet, dass mit der eingesetzten elektrischen Leistung das Doppelte an Wärmeleistung generiert wird.

Co-Processing Gleichzeitige Verarbeitung von Rohöl mit anderen Rohstoffen, wie zum Beispiel biogenen Ressourcen, pflanzlichen (und tierischen) Fetten und Ölen oder aber Abfällen und Reststoffen in herkömmlichen Raffinerien. Auf diesem Weg können bestehende Anlagen mit geringfügigen prozesstechnischen Anpassungen weiter betrieben werden und somit bereits einen Beitrag zur Defossilisierung leisten.

Cryogenic capture mit pressure swing adsorption Die Bindung des CO₂ erfolgt physikalisch an Oberflächen von Feststoffen. Durch eine Absenkung des Drucks wird das adsorbierte CO₂ wieder freigesetzt und kann weiter genutzt werden. Bei dem Kryogenverfahren handelt es sich um eine umgekehrte Destillation, das CO₂ wird also aus dem Gemisch durch Abkühlung verflüssigt, während die anderen Komponenten gasförmig bleiben. Durch eine Kombination beider Methoden kann die benötigte Gesamtenergie reduziert werden.

D

DAC *Direct Air Capture* – ein Verfahren, bei dem CO₂ aus der Luft gezogen wird. Dies verringert die atmosphärische CO₂-Konzentration.

DACS *Direct Air Capture and Sequestration*. Gewinnung von CO₂ aus der Luft mit darauffolgender Verbringung in den geologischen Untergrund

Dampfreformierung Dampfreformierung (englisch: *steam reforming*) ist ein Verfahren zur Synthesegaserzeugung aus kohlenstoffhaltigen Stoffen und Wasserdampf. Erdgas ist derzeit der häufigste Rohstoff, aber andere Ausgangsmaterialien wie Pyrolysegase, Pyrolyseöl oder Biogas eignen sich auch.

Deblending Entmischung. Dies bezieht sich hier auf die Abtrennung von Wasserstoff aus einem Erdgas-Wasserstoff-Gemisch.

Dehydrierung Unter Dehydrierung versteht man die Abspaltung von Wasserstoff aus einer chemischen Verbindung. Beispielsweise entsteht Ethen ($H_2C = CH_2$) bei der Dehydrierung von Ethan ($H_3C - CH_3$).

Details-Zementwerkgröße Für ein Zementwerk, das 6.000 Tonnen Klinker am Tag produziert. Dies ist laut der European Cement Research Academy (ECRA) die 2050 voraussichtlich verbreitetste Größe.

Dielektrische Erwärmung Bei der dielektrischen Erwärmung bewirkt eine elektromagnetische Strahlung eine kontinuierliche Schwingung polarisierter Moleküle. Die dadurch entstandene Molekülreibung bedingt die Erwärmung. Spezielle Fälle der dielektrischen Erwärmung in Abhängigkeit von der Frequenz sind zum Beispiel Hochfrequenz- oder Mikrowellenerwärmung (wie in einer handelsüblichen Mikrowelle).

Dolomit Dolomit ist ein Mineral mit der chemischen Zusammensetzung $CaMg [CO_3]_2$.

Drop-in-Fuel Alternativer Kraftstoff, der konventionelle Kraftstoffe zugeführt werden und diese ersetzen (substituieren) kann.

E

Einblaskohle Kohlestaub, der zusätzlich über Düsen in den Hochofen geblasen wird.

Einspeisemanagement Im Rahmen des Engpassmanagements besteht Einspeisemanagement aus der Abregelung der Einspeisung von Strom vor allem aus Wind- oder Solarenergie, um eine Netzüberlastung zu beheben.

Elektrolyse-Stack In einem Elektrolyseur-Stack wird Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Ein Elektrolyseur besteht aus mehreren hintereinander gereihten Elektrolysezellen, in denen die notwendigen Aufspaltungsreaktionen ablaufen.

Elektronenstrahl-erwärmung Bei der Elektronenstrahlerwärmung werden Elektronen an einer heißen Glühkathode der Elektronenstrahlkanone erzeugt und unter Hochspannung beschleunigt. Beim Auftreffen der Elektronen auf das Zielobjekt wird deren kinetische Energie in Wärme umgewandelt.

end-of-pipe Bezeichnung für CO₂-Abscheidetechnologien, die direkt auf den Abgasstrom angewendet werden können und keine größeren Eingriffe in den Prozess beinhalten.

Entschädigungszahlung Netzbetreiber sind laut dem Erneuerbare-Energien-Gesetz dazu verpflichtet, erneuerbaren Strom abzunehmen. Wenn sie dieser Verpflichtung nicht nachkommen können, dürfen Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen eine Entschädigungszahlung verlangen.

EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i> : Verpressen von CO ₂ in nahezu erschöpfte Erdgas- oder Erdölfelder, um die Fördermenge zu erhöhen.
Erdgasdampf-reformierung	Erdgasdampfreformierung (englisch: <i>steam methane reforming</i> , SMR) beschreibt ein Verfahren, bei dem Erdgas, primär Methan (CH ₄) unter Zugabe von Wasserdampf (H ₂ O) bei hohen Temperaturen von bis zu 1.000 Grad Celsius zu Synthesegas (CO + H ₂) umgesetzt wird.
erneuerbarer Wasserstoff	Der Wasserstoff-Kompass versteht darunter, Wasserstoff der im Einklang mit den in der Richtlinie (EU) 2018/2001 [RED II; Anmerkung des Wasserstoff-Kompasses], Art. 2 (1) dargelegten Methoden aus erneuerbaren Energien gewonnen wurde.
EU ETS	EU ETS ist eine Abkürzung für den europäischen Emissionszertifikatehandel (<i>Emissions Trading System</i>).
European Hydrogen Backbone (EHB)	Rückgrat für den kontinentalen Wasserstofftransport via Pipeline. Im Jahr 2030 sollen circa 28.000 Kilometer den Kern des EHB bilden. Im Jahr 2040 könnte das Pipelinenetz bereits um die 53.000 Kilometer betragen.

F

FAME	Biodiesel entspricht der Verbindung einer Fettsäure mit Methanol. Diese Verbindungen heißen auch Fettsäuremethylester oder FAME (<i>fatty acid methyl ester</i>).
Feeder	Dient der thermischen Homogenisierung, bevor das geschmolzene Glas aus der Schmelze in die Formgebung gegeben wird. Beim Floatprozess (Formgebungsprozess bei der Flachglasherstellung) wird kein Feeder benötigt und die thermische Homogenisierung erfolgt elektrisch.
Feldspat	Feldspat bezeichnet eine Gruppe häufiger Mineralien mit der allgemeinen Formel: XZ ₄ O ₈ . Dabei kann X Barium, Calcium, Kalium, Natrium, Ammonium oder Strontium und Z Aluminium, Bor oder Silizium sein.
Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese)	In der Fischer-Tropsch-Synthese erfolgt die Umsetzung eines Synthesegases zu einem Kohlenwasserstoffgemisch unter Erzeugung von Wasser ($\text{CO} + 2\text{H}_2 \rightleftharpoons \text{-CH}_2\text{-} + \text{H}_2\text{O}$).
Floatprozess	Formgebungsprozess bei der Flachglasherstellung. Hierbei wird die Glasschmelze unter einer reduzierenden Stickstoff-Wasserstoff-Atmosphäre auf ein flüssiges Zinnbad gegeben, wo sie langsam erstarrt.
Flugzeugkilometer	Flugzeugkilometer ist die Kennzahl für die Flugleistung. Die geografische Distanz zwischen beiden Orten wird benutzt; Flug-Umwege werden ignoriert.

G

Gichtgas Abgas aus dem Hochofen

Gratis-Zertifikate Innerhalb des europäischen Emissionshandelssystems werden CO₂-Zertifikate nach bestimmten Kriterien teilweise gratis zugeteilt. Dieser Anteil wird seit Einführung des Systems immer weiter reduziert.

H

H₂-ready Geräte, die mit bis zu dreißig Prozent Wasserstoff betreibbar sind. Perspektivisch könnten diese Geräte auch mit reinem Wasserstoff laufen.

Haber-Bosch-Prozess Der Haber-Bosch-Prozess ist einer der großvolumigsten Chemieprozesse weltweit. Hierbei werden Stickstoff und Wasserstoff über einem Eisen-basierten Katalysator zu Ammoniak umgesetzt. Im Rahmen der Wasserstofferzeugung wird Erdgas via Dampfreformierung zu Synthesegas (CO+H₂) umgesetzt. In der anschließenden Wassergas-Shift-Reaktion wird CO mit Wasser zu CO₂ und H₂ umgesetzt. Danach folgt eine weitere Verringerung des CO-Anteils durch Methanisierung oder partielle Oxidation. Die Erhöhung des Wasserstoffanteils bei gleichzeitiger Reduzierung des CO-Anteils im Gasstrom ist elementar, da der Eisenkatalysator, der im Haber-Bosch-Prozess verwendet wird, durch CO vergiftet wird. In vielen Ammoniak-Produktionsanlagen ist auch eine Harnstoffsynthese nachgeschaltet, in der das prozessbedingt angefallene CO₂ verwendet wird, um Ammoniak zu Harnstoff umzusetzen. Alternativ kann Ammoniak auch zu Salpetersäure oxidiert werden. Sowohl Harnstoff als auch Salpetersäure dienen als Ausgangsstoffe, beispielsweise in der Düngemittelerzeugung.

Hauptreparatur Die Hauptreparatur beziehungsweise Kaltreparatur in der Glasindustrie dauert gewöhnlich 10 bis 14 Wochen und wird am Ende der sogenannten Wannenreise (10 bis 20 Jahre, durchschnittlich 14,7 Jahre) durchgeführt. Es handelt sich hierbei um die Erneuerung einer bestehenden Schmelzwanne. Dabei werden die verbauten Feuerfestmaterialien vollständig und weitere Bauteile bei Bedarf ausgetauscht. In dieser Zeit können auch Umrüstungen durchgeführt werden, was während der restlichen Wannenreise nicht möglich ist.

High Value Chemicals Die Zielprodukte aus der Naphthaspaltung werden auch als *High Value Chemicals* (HVCs) bezeichnet. Dazu zählen Olefine (zum Beispiel Ethylen, Propylen) oder Aromaten (zum Beispiel Benzol, Toluol und Xylol, auch bekannt als BTX).

Hüttensand Nebenprodukt bei der Roheisenherstellung. Der Sand enthält bereits 30 bis 45 Prozent CaO, weshalb weniger Kalkstein für den Zement entsäuert werden muss, die anderen Inhaltsstoffe erhöhen die Beständigkeit des Zements.

Hydrocracking Ein Verfahren der Mineralölindustrie, bei dem schwere Kohlenwasserstoffe wie Vakuumrückstände oder Schweröle in leichtere Produkte wie Benzin und Diesel umgewandelt werden. Dies geschieht durch die Kombination von hohem Druck, Wasserstoff und einem Katalysator, wodurch Moleküle chemisch aufgebrochen und umstrukturiert werden, um gezielt gewünschte Produkte mit höherem Wert und besserer Qualität zu erzeugen.

Hydrotreating Ein chemischer Prozess in der Mineralölindustrie, bei dem Verunreinigungen wie Schwefel, Stickstoff oder Aromaten aus Rohöl und raffinierten Teilprodukten entfernt werden. Dabei wird der Ausgangsstoff bei hohen Temperaturen und unter Zugabe von Wasserstoff in Gegenwart eines Katalysators behandelt, um Reaktionen zu fördern, die diese unerwünschten Verbindungen umwandeln, abbauen und dadurch leicht entfernen lassen.

indirekte Kalzinierung Hierbei wird der Kalkstein in einem separaten, indirekt beheizten Ofen entsäuert und das sehr reine CO₂ kann abgetrennt und bei Bedarf weiter aufgereinigt werden. Hierbei werden allerdings nur die prozessbedingten Emissionen abgeschieden, brennstoffbedingte Emissionen können mit zusätzlichen Verfahren abgetrennt werden.

induktive Erwärmung Bei der induktiven Erwärmung entsteht die Wärme durch die Wechselwirkung des Erwärmguts mit einem magnetischen Feld. Das magnetische Feld wird durch einen Wechselstrom durchflossenen Leiter erzeugt.

Infraroterwärmung Infraroterwärmung ist eine Form der indirekten Widerstandserwärmung, bei der ein Heizleiter erhitzt wird und die entstehende Wärme auf das zu erhitzende Objekt übertragen wird.

integriertes Calcium Looping Der Unterschied zum *Tail-end-Calcium-Looping*-Verfahren besteht darin, dass das CaO nicht in einem separaten Kalzinator regeneriert wird. Hierdurch wird deutlich weniger Prozesswärme benötigt. Der im Kalzinator entsäuerte Kalkstein (CaO) wird dann in Teilen dem Drehrohfen zur Klinkerherstellung zugeführt, während das übrige CaO in einem Karbonator mit den Abgasen wieder zu CaCO₃ reagiert ($\text{CaO} + \text{CO}_2 \rightleftharpoons \text{CaCO}_3$). Dieses kann dann wiederum dem Kalzinator zugeführt werden, welcher ein Abgas mit bis zu 95 Prozent CO₂ produziert. So ergibt sich ein Kreislauf.

Ionenleitung Ionenleitung ist das Fließen eines elektrischen Stromes, der auf der Wanderung von Ionen beruht. Somit geht der Stromfluss mit einem Materialfluss einher.

J

Jahresarbeitszahl Die Jahresarbeitszahl beschreibt das Verhältnis der gewonnenen Wärmeenergie im Vergleich zum eingesetzten Strom. Die Höhe der Jahresarbeitszahl wird entscheidend von der gewählten Umgebungswärme geprägt. Bei Luftwärmepumpen werden aus einer Kilowattstunde meist mindestens 2,5 Kilowattstunden Wärme gewonnen. Bei Erdwärme- oder Grundwasserwärmepumpen kann die Jahresarbeitszahl 5 überschritten werden.

K

Kalk Kalk ist ein natürlich vorkommendes Salz mit der chemischen Formel CaCO_3 . Kalk kommt natürlich als Kreide, Kalkstein, Marmor oder im Außenskelett von Krebstieren, Korallen, Muscheln, Schnecken und Einzellern vor.

Kalzinator In Zementwerken wird ein Kalzinator benötigt, um Kalkstein (CaCO_3) bei Temperaturen über neunhundert Grad Celsius zu entsäuern. Dabei geht CO_2 aus und Branntkalk (CaO) bleibt zurück.

klimaverträglicher Wasserstoff(-derivate) erneuerbarer und/oder CO_2 -armer Wasserstoff und/oder seine Derivate.

Kohleflöz kohleführende, geologische Formation.

Kokskohle Kokskohle ist ein poröser Brennstoff, der bei einer Verbrennung von Kohle ohne Sauerstoff entsteht. Bei der Verbrennung von Koks fallen im Vergleich zu Kohle weniger Ruß und Schwefel an.

KWK Bei der Kraft-Wärme-Kopplung wird die zusätzlich anfallende Wärme weitergenutzt, etwa in Fernwärmenetzen.

L

Laserstrahlerwärmung Bei der Laserstrahlerwärmung werden Photonen in einem Laser erzeugt und mittels eines optischen Systems auf das zu erwärmende Objekt fokussiert. Abhängig vom Absorptionsgrad des Erwärmguts regt ein Teil der Photonenenergie im Zielobjekt Gitterschwingungen an, die in Wärme umgewandelt werden.

Lichtbogenerwärmung Bei der Lichtbogenerwärmung wird durch das Anlegen einer ausreichend hohen Spannung ein Lichtbogen initiiert, wodurch sich ein Stromfluss im ionisierten Gas des Lichtbogens einstellt. Grundsätzlich kann die Erwärmung direkt oder indirekt erfolgen. Im Fall der direkten Erwärmung brennt der Lichtbogen zwischen einer Elektrode und dem Erwärmgut, sodass die Wärme durch Konvektion, Wärmeleitung und -strahlung übertragen wird. Bei der indirekten Lichtbogenerwärmung brennt der Lichtbogen zwischen mehreren Elektroden, ohne das Erwärmgut zu berühren. Die Erwärmung erfolgt dann durch Strahlung und Konvektion.

LNG *Liquefied Natural Gas*: Erdgas, das durch ein Abkühlen auf circa 162 Grad Celsius verflüssigt wird.

LOHC *liquid-organic hydrogen carrier*: flüssige organische Wasserstoffträger sind flüssige organische Verbindungen, die Wasserstoff speichern können.

M

MEA Monoethanolamin. CO₂ wird chemisch absorbiert und kann unter Wärmeeinwirkung wieder zurückgewonnen werden. Das Verfahren ist auch als Aminwäsche bekannt, da das Abgas durch eine Lösung mit der Chemikalie geleitet wird. Auch andere Amine sind als Absorber denkbar, allerdings ist MEA derzeit am gängigsten.

Membran-Technologie Hierbei erfolgt die Abtrennung mittels einer Membran, die nur CO₂, nicht aber andere Gase durchlässt.

MENA *Middle East and Northern Africa*, die Region Nahost und Nordafrika.

Methanol-to-X In *Methanol-to-X*-Prozessen wird Methanol als Ausgangsstoff verwendet, um andere Produkte zu erzeugen. Dazu zählen *Methanol-to-Olefines* (MtO), *Methanol-to-Aromatics* (MtA), *Methanol-to-Gasoline* (MtG) und *Methanol-to-Jet* (MtJ).

Mineral carbonation In einer chemischen Reaktion werden stabile Karbonate mit beispielsweise magnesium- oder kalziumsilikatreichen Gesteinen gebildet. Ziel ist hierbei nicht die Gewinnung reines CO₂, sondern dessen dauerhafte Bindung. Die Reaktion ist allerdings sehr langsam und, um eine Tonne CO₂ zu binden, würden ca. 1,8 bis 3 Tonnen Gestein benötigt, was den Einsatz der Technologie stark limitiert.

Monomer Als Monomere werden in der Polymerchemie Ausgangsstoffe bezeichnet, die über Polyreaktionen, zum Beispiel Kettenpolymerisation oder Polykondensation, zu Polymeren verknüpft werden. Typische Monomere sind beispielsweise Ethylen oder Propylen.

N

- Naphtha** Fossiles Naphtha ist eine Erdölfraction (C₄-C₁₀) und ist aktuell der wichtigste stoffliche Rohstoff der chemischen Industrie. Naphtha wird im Steamcracker aufbereitet und in einzelne Produkte (unter anderem *High Value Chemicals*) gespalten.
- Naturgase** Zu den Naturgasen zählen Erdgas, Erdölgas, Grubengas, Klärgas, Deponiegas und Biogas.
- naturidentisch** Bezeichnet Stoffe oder Stoffgemische, die natürlichen Produkten nachempfunden sind und künstlich synthetisiert werden.
- netzdienlich** Anlagen sind netzdienlich, wenn sie zur Netzunterstützung und Netzstabilität beitragen, zum Beispiel indem sie auf Anforderung des Netzbetreibers Strom aufnehmen oder abgeben können. Dies kann unter anderem durch eine Reduktion der Netzengpässe oder des Netzausbaubedarfs geschehen.
- NO_x** Stickoxide wie Stickstoffmonoxid oder Stickstoffdioxid werden unter dem Sammelbegriff NO_x zusammengefasst. Sie entstehen durch Energie-/ Wärmezufuhr, beispielsweise bei Verbrennungen. NO_x-Emissionen tragen zur Erderwärmung bei.

O

- Olefine** Olefine sind nicht zyklische, ungesättigte Kohlenwasserstoffe. Das heißt sie bestehen nur aus Kohlenstoff (C) und Wasserstoff (H) und weisen mindestens eine Kohlenstoff-Kohlenstoff-Doppelbindung auf, zum Beispiel Ethen beziehungsweise Ethylen (H₂C = CH₂). Die Begriffe Alkene und Olefine können dabei synonym verwendet werden.
- OPEX** *operational expenditures* oder Betriebskosten
- Oxy-Fuel-Technologie** Anstelle von Luft wird fast reiner Sauerstoff (> 95 Prozent) mit dem Brennstoff verbrannt. Durch das dadurch kleinere Gasvolumen wird weniger Energie zum Erhitzen desselben benötigt, die Flammtemperatur beim *Oxy-Fuel*-Prozess ist heißer und durch die Abwesenheit von Stickstoff können keine sonst im Verbrennungsprozess gebildeten Stickoxide entstehen.
- Oxyfuel-Verfahren (Zementherstellung)** Die Verbrennung erfolgt mit reinem Sauerstoff anstelle von Luft. Hierdurch werden sehr hohe CO₂-Konzentrationen erzielt. Das so entstandene CO₂ kann dann sehr einfach abgetrennt und weiterverwendet werden.

P

- PE** Polyethylen (PE) ist der am häufigsten produzierte Kunststofftyp. Er wird aus Ethylen hergestellt, das wiederum aus dem Cracken von Naphtha, einem Erdölprodukt, gewonnen wird.
- PEM** Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseure.
- Personenkilometer** *Revenue Passenger Kilometer (RPK)*: Personenkilometer, auch Passagierkilometer genannt, ist die Kennzahl für die Transportleistung von Personen im Luftverkehr. Zur Ermittlung der RPK wird die geografische Distanz zwischen beiden Orten benutzt; Flug-Umwege werden ignoriert.
- Plasmaerwärmung** Die Plasmaerwärmung ist ähnlich der Lichtbogenerwärmung, da alle Arten von Lichtbögen ein Plasma in Form eines ionisierten Gaskanals erzeugen. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass im Fall der Plasmaerwärmung ein strömendes Arbeitsgas Verwendung findet, wodurch das Plasma gezielt für den Energietransport und die Wärmeübertragung auf das Erwärmgut genutzt wird.
- Polymer** Polymere sind chemische Stoffe, die aus sich wiederholenden Struktureinheiten bestehen.
- PP** Polypropylen (PP) ist der zweithäufigste Kunststofftyp und wird aus Propylen hergestellt, das wiederum aus dem Cracken von Naphtha, einem Erdölprodukt, gewonnen wird.
- Pre-Combustion** Bezeichnet die Abtrennung des Kohlenstoffs aus einem Brennstoff vor der Verbrennung, meist bleibt H₂ übrig. Dadurch wird verhindert, dass CO₂ entsteht, die Brenneigenschaften ändern sich allerdings.
- Preiselastizität** Die direkte Preiselastizität ist die prozentuale Veränderung in der Nachfragemenge nach einem Gut, wenn der Preis des Guts sich um ein Prozent ändert. Je weniger die Nachfrage auf Preisveränderungen reagiert, umso unelastischer ist die Nachfrage.
- Primärenergie** Die Energie, die für die Gewinnung, Umwandlung und den Transport aufgewendet werden muss, um die Endenergie (also die Energie, die tatsächlich benötigt wird) bereitzustellen.
- PtG** *Power-to-Gas*: Umwandlung von Strom in einen gasförmigen Energieträger.
- PtH** *Power-to-Heat*: Umwandlung von Strom in Wärme.
- PtL** *Power-to-Liquid*: Umwandlung von Strom in einen flüssigen Energieträger.

PtX Power-to-X: Umwandlung von Strom in verschiedene Energieträger, zum Beispiel Wasserstoff, Wärme oder synthetische Energieträger.

Pyrolyse Pyrolyse ist ein thermochemisches Verfahren, bei dem Ausgangsstoffe (zum Beispiel Biomasse, Kunststoffe) unter hohen Temperaturen unter (weitestgehendem) Sauerstoffausschluss gespalten werden. Die entstehenden Produkte (zum Beispiel Pyrolyseöle oder Gase) bedürfen teilweise einer weiteren Aufarbeitung mittels Hydrierung.

Q

Quarzsand Ein Sand, der überwiegend aus Quarzkörnern besteht. Quarz ist SiO₂ und das zweithäufigste Mineral der Erdkruste. Für die Weißglasproduktion können nur eisenarme Sande verwendet werden. Üblich sind Sande mit einer Korngröße von 0,1 bis 0,5 Millimeter.

R

Redispatch Netzengpässe, die die Netzstabilität bedrohen, werden durch *Redispatch*-Maßnahmen behoben. Räumlich vor dem Engpass werden Stromeinspeisungen verringert, und der fehlende Strom dahinter wird von (steuerbaren) Kraftwerken erzeugt. Kraftwerke erhalten für diese *Redispatch*-Maßnahmen eine Vergütung vom Netzbetreiber.

Regelenergie Mit Regelenergie (auch »Regelleistung« genannt) bezeichnet man die Energie, die ein Netzbetreiber benötigt, um unvorhergesehene Schwankungen in seinem Stromnetz auszugleichen und die Netzstabilität zu sichern. Die Regelenergie ist positiv, wenn kurzfristig zusätzliche Energie ins Netz eingespeist wird, oder wenn Stromabnehmer den Verbrauch reduzieren, und negativ, wenn Stromerzeuger die Erzeugung runterfahren, oder wenn Stromabnehmer dem Netz kurzfristig zusätzlichen Strom entziehen.

Rezyklat Unter Rezyklaten versteht man Produkte des Recyclings, die als Sekundärrohstoffe direkt wieder in der Kunststoffherzeugung verwendet werden können, ohne als Monomer zunächst über Polyreaktionen umgesetzt zu werden.

Roheisen Vorprodukt der Stahlherstellung mit einem Kohlenstoffgehalt von mehr als zwei Prozent

Rohstahl Rohstahl enthält weniger als zwei Prozent Kohlenstoff und kann in weiteren Prozessschritten zu verschiedenen Legierungen und Produkten verarbeitet werden.

S

- SAF** *sustainable aviation fuel*: Nachhaltige Kraftstoffe für die Luftfahrt. Diese können synthetisch hergestellt werden (e-Kerosin) oder biogenen Ursprungs sein.
- saline Aquifere** poröse, salzwasserführende Gesteinsschichten.
- Scherben** Bezeichnet Abfälle aus Glas, sowohl direkt beim Prozess anfallende als auch Altglas.
- Scope 1** Im Scope 1 sind alle direkten prozessbedingten Emissionen sowie energiebedingten Emissionen aus eigener Strom- und Wärmeversorgung erfasst.
- Scope 2** Im Scope 2 werden indirekte Emissionen aus extern bezogenem Strom oder Wärme berücksichtigt.
- Scope 3** Im Scope 3 werden die Emissionen aus Nutzung oder Verbrennung von Produkten auf Basis des enthaltenen fossilen Kohlenstoffs erfasst.
- Soda** Soda ist ein natürlich vorkommendes Salz mit der chemischen Formel Na₂CO₃. Soda findet in verschiedenen Industrien Anwendung, sodass die natürlichen Vorkommen nicht ausreichen, um die Bedarfe zu decken und es auch industriell hergestellt wird.
- SPECCA** Die ECRA gibt sogenannte SPECCA Indizes an. SPECCA steht für *specific primary energy consumption for CO₂ avoided* und ist somit ein Maß dafür, wie viel Energie zur CO₂-Abscheidung benötigt wird. Diese bewegen sich, je nach Verfahren, zwischen 1,63 und 7,08 Megajoule pro Kilogramm CO₂, was circa 450 bis 2.000 Kilowattstunden pro Tonne CO₂ entspricht.
- Steamcracker** Im Steamcracker erfolgt eine Aufspaltung von (längerkettigen) Kohlenwasserstoffen (zum Beispiel Naphtha) in kurzkettige Kohlenwasserstoffe durch Wasserdampf unter hohen Temperaturen. Diese Zwischenprodukte werden dann in weiteren Prozessketten verwendet. Oftmals erfolgt eine Unterscheidung nach Art des Energieträgers. Stand der Technik sind fossil betriebene thermische *Cracker*. Perspektivisch könnten elektrisch betriebene *Cracker* eine wichtige Rolle bei der Defossilisierung spielen.
- Steinkohleflugasche** Bei der Verbrennung von Steinkohle übrigbleibende, nicht brennbare mineralische Partikel.
- sub-zero** *Sub-zero* im Kraftfahrzeugbereich beschreibt, dass die Emissionen von Stickoxiden und Ruß eines Antriebes unterhalb des Umgebungsniveaus liegen.

Synthesegas Unter Synthesegas versteht man ein Gasgemisch aus Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂), welches in unterschiedlichen Verhältnissen vorliegen kann. Synthesegas enthält oft auch Spuren von Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Methan (CH₄) bis zu einigen volumetrischen Prozenten.

systemdienlich Anlagen, die system- oder sektorübergreifend netzdienlich agieren. Als systemdienlich gelten nicht nur elektrische Anlagen, die elektrische Systemdienstleistungen wie Frequenz- oder Spannungshaltung übernehmen, sondern auch Anlagen, die den Betrieb eines Gasnetzes optimieren.

T

Tail-end Calcium Looping Hierbei wird das Abgas bei circa 600 bis 700 Grad Celsius in einem sogenannten Karbonator zu CaO geleitet. Hierbei wird die Reaktion der Kalksteinentsäuerung umgekehrt und es entsteht CaCO₃. Das so gebundene CO₂ kann wiederum bei Temperaturen über 900 Grad Celsius in einem sogenannten Kalzinator zurückgewonnen werden, wobei CaO regeneriert wird und erneut zum Binden von CO₂ genutzt werden kann. Hierbei sollten Oxyfuel-Bedingungen herrschen, um möglichst reines CO₂ zu erhalten.

Technologiereife Mithilfe der Technologiereife (englisch: *technology readiness level*, TRL) erfolgt eine Einschätzung des Reifegrads einer Technologie auf einer Skala von 1 bis 9.

temperature swing adsorption Die Bindung des CO₂ erfolgt physikalisch an Oberflächen von Feststoffen. Durch eine Erhöhung der Temperatur wird das adsorbierte CO₂ wieder freigesetzt und kann weiter genutzt werden.

Transitionsrisiken Die Gefahr finanzieller Einbußen für Unternehmen und Staaten, die durch abrupte politische oder wirtschaftliche Veränderungen im Zusammenhang mit dem Übergang von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern verursacht wird.

U

Überschussstrom Der Strom, der entweder erzeugt wird und aufgrund eines hohen Anteils erneuerbaren Stroms zu günstigen oder gar negativen Preisen verkauft wird, oder der sonst zum Schutz der Stromnetze abgeregelt worden wäre.

V

- Verbundstruktur** Eine Verbundstruktur zeichnet sich durch möglichst geschlossene Stoff- und Energiekreisläufe aus. Daher erfolgt die Nutzung von Abwärme oder Nebenprodukten, um effizienter und ressourcenschonender zu agieren.
- Vergasung** Unter Vergasung versteht man die thermochemische Umwandlung, beispielsweise von Biomasse oder Kunststoffabfällen, zu einem Synthesegas. Vergasung erfolgt meist unter sauerstoff-/ luftarmen Bedingungen, um die vollständige Verbrennung inklusive CO₂-Erzeugung zu vermeiden.
- Verkehrsleistung** Die gefahrenen Kilometer (= die Fahrleistung) multipliziert mit der Zahl der beförderten Personen, in Personenkilometern (pkm). Im Güterverkehr und Schiffsverkehr wird die Fahrleistung mit den beförderten Tonnen multipliziert und die Maßeinheit ist der Tonnenkilometer (tkm).

W

- Wassergas-Shift Reaktion (WGS)** In der Wassergas-Shift (WGS)-Reaktion erfolgt die Umsetzung von Kohlenstoffmonoxid mit Wasserdampf zu Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2$). Dadurch erhöht sich der Anteil an Wasserstoff in einem Synthesegas. WGS ist oft direkt nach der Dampfreformierung (von Erdgas oder anderen kohlenstoffhaltigen Stoffen) nachgeschaltet, um die Wasserstoffproduktion zu maximieren.
- Widerstandserwärmung** Die Widerstandserwärmung basiert auf Ladungsträgern, die sich durch ein leitendes Material bewegen und Wärme erzeugen. Es findet eine Umwandlung von elektrischer in thermische Energie statt. Der Widerstand kann entweder das Erwärmgut selbst oder ein Heizleiter sein, der die Wärme indirekt auf das Erwärmgut überträgt.

Z

- Zusätzlichkeit** Auch Additionalität genannt. Sie sollte dafür sorgen, dass der Aufbau der erneuerbaren H₂-Produktion keinen Strom aus bestehenden EE-Anlagen benötigt, sondern den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien unterstützt.
- Zustellung** Erneuerung der Innenverkleidungen eines Hochofens. Dieser Prozess findet etwa alle 15 bis 20 Jahre statt.



Beteiligte Institutionen



acatech Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V.

acatech berät Politik und Gesellschaft, unterstützt die innovationspolitische Willensbildung und vertritt die Technikwissenschaften international. Ihren von Bund und Ländern erteilten Beratungsauftrag erfüllt die Akademie unabhängig, wissenschaftsbasiert und gemeinwohlorientiert. acatech verdeutlicht Chancen und Risiken technologischer Entwicklungen und setzt sich dafür ein, dass aus Ideen Innovationen und aus Innovationen Wohlstand, Wohlfahrt und Lebensqualität erwachsen. acatech bringt Wissenschaft und Wirtschaft zusammen. Die Mitglieder der Akademie sind herausragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus den Ingenieur- und den Naturwissenschaften, der Medizin sowie aus den Geistes- und Sozialwissenschaften. Die Senatorinnen und Senatoren sind Persönlichkeiten aus technologieorientierten Unternehmen und Vereinigungen sowie den großen Wissenschaftsorganisationen. Neben dem acatech FORUM in München als Hauptsitz unterhält acatech Büros in Berlin und Brüssel.

www.acatech.de



DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Die DECHEMA ist das kompetente Netzwerk für chemische Technik und Biotechnologie in Deutschland. Sie vertritt als gemeinnützige Fachgesellschaft diese Gebiete in Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Gesellschaft. Die DECHEMA fördert den technisch-wissenschaftlichen Austausch von Fachleuten unterschiedlicher Disziplinen, Organisationen und Generationen und bündelt das Know-how von über 5.500 Einzel- und Fördermitgliedern. Sie engagiert sich in (inter-)nationalen technischen Expertengremien und ist in öffentlich geförderten F&E-Projekten sowie der Auftragsforschung aktiv. Dabei koordiniert sie große Forschungsverbände und ist in verschiedenen Fördermaßnahmen für die Begleitforschung verantwortlich.

www.dechema.de

Autor*innen

- > **Dr. Jens Artz**
Teamleiter DECHEMA
 - > **Dr. Benjamin Baur**
Referent Stakeholder-Dialog acatech
 - > **Marie Biegel**
Studentische Hilfskraft acatech
 - > **Dr. Dominik Blaumeiser**
Wissenschaftlicher Referent DECHEMA
 - > **Jasper Eitze**
Teamleiter acatech
 - > **Dr. Alexandra Göbel**
Wissenschaftliche Referentin DECHEMA
 - > **Tamara Hanstein**
Wissenschaftliche Referentin DECHEMA
 - > **Dr. Christopher Hecht**
Wissenschaftlicher Referent ISEA RWTH Aachen University / acatech
 - > **Thomas Hild**
Wissenschaftlicher Referent DECHEMA
 - > **Florian Hölting**
Wissenschaftlicher Referent ISEA RWTH Aachen University / acatech
 - > **David Knichel**
Wissenschaftlicher Referent acatech
 - > **Valerie Kwan**
Referentin Stakeholder-Dialog acatech
 - > **Jördis Lemke**
Teamassistentin acatech
 - > **Dr. Michaela Löffler**
Wissenschaftliche Referentin DECHEMA
 - > **Dr. Andrea Lübcke**
Teamleiterin acatech
 - > **Alena Müller**
Referentin Stakeholder-Dialog acatech
 - > **Lars Ole Reimer**
Redakteur Multimedia acatech
 - > **Dr. Damien Rolland**
Wissenschaftlicher Referent DECHEMA
 - > **Anna Runkel**
Studentische Hilfskraft acatech
 - > **Emre Yildirim**
Studentische Hilfskraft acatech
- Ansprechpartner*innen acatech**
- > **Jasper Eitze**
eitze@acatech.de
 - > **Dr. Andrea Lübcke**
luebcke@acatech.de
- Ansprechpartner*innen DECHEMA**
- > **Dr. Jens Artz**
jens.artz@dechema.de
 - > **Dr. Michaela Löffler**
michaela.loeffler@dechema.de

IMPRESSUM

Wasserstoff-Kompass
- Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft

Herausgebende

**acatech – Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften e.V.**

Geschäftsstelle
Karolinenplatz 4
80333 München
T +49 (0) 89 / 52 03 09-0
F +49 (0) 89 / 52 03 09-900
info@acatech.de
www.acatech.de

**DECHEMA Gesellschaft für
Chemische Technik und Biotechnologie e.V.**

Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main
T +49 (0) 69 / 75 64-0
info@dechema.de
www.dechema.de

**Geschäftsführendes Gremium
des Präsidiums / acatech**

Prof. Dr. Ann-Kristin Achleitner, Prof. Dr. Ursula Gather,
Dr. Stefan Oschmann, Manfred Rauhmeier,
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt, Prof. Dr.-Ing. Thomas Weber,
Prof. Dr.-Ing. Johann-Dietrich Wörner
Vorstand i.S.v. § 26 BGB:
Prof. Dr.-Ing. Johann-Dietrich Wörner,
Prof. Dr.-Ing. Thomas Weber, Manfred Rauhmeier

Verantwortlicher im Sinne des Presserechts

Dr. Jens Artz, DECHEMA

Redaktion

Jasper Eitze, Dr. Andrea Lübcke / acatech
Dr. Jens Artz, Dr. Michaela Löffler / DECHEMA

Gestaltung und Satz

Lindner & Steffen GmbH, www.lindner-steffen.de

Die Projektpartner danken dem Bundesministerium
für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sowie dem
Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)
für die finanzielle Unterstützung des Vorhabens
(FKZ 03EWT002).

Betreut wurde das Projekt durch den Projektträger Jülich.

Erschienen im März 2024 in Frankfurt am Main

1. Auflage

ISBN 978-3-89746-245-8

www.wasserstoff-kompass.de

Empfohlene Zitierweise

acatech, DECHEMA (Hrsg.): Wasserstoff-Kompass
- Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft,
Frankfurt am Main 2023, ISBN: 978-3-89746-245-8
<https://www.wasserstoff-kompass.de/handlungsfelder#>

Bildnachweise

Titel: acatech/ Reimer

Regulatorischer Rahmen: AdobeStock: malp

Zielgerichteter H2-Einsatz: AdobeStock: Tirtonirmolo

Fachkräftesicherung: AdobeStock: scharfsinn86

Akzeptanz und Sicherheit: AdobeStock: colnihko

Klima und Ressourcen:

Titel/ Wolken in der Atmosphäre: AdobeStock: bilanol

Meerwasser-Entsalzungsanlage: AdobeStock: 169169

Silberglänzende Erzstücke: AdobeStock: Phawat

H2-Erzeugung: AdobeStock: AA+W

H2-Import: AdobeStock: Kalyakan

Infrastruktur: AdobeStock: Santy Hong

Zementindustrie: AdobeStock: dmitrykobets

Chemische Industrie: AdobeStock: Katrin Kovac

Raffinerien: AdobeStock: photollurg

Stahlindustrie: AdobeStock: DedMityay

Glasindustrie: AdobeStock: Lucky Ai

Kraftfahrzeuge: AdobeStock: malp

Schifffahrt: AdobeStock: swissa

Luftverkehr: AdobeStock: AA+W

Schienenverkehr: AdobeStock: scharfsinn86

Gebäudewärme: AdobeStock: lightpoet

Prozesswärme: AdobeStock: Epic Photos

Stromsystem: AdobeStock: Justlight

Glossar: AdobeStock: BillionPhotos.com



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages