



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.



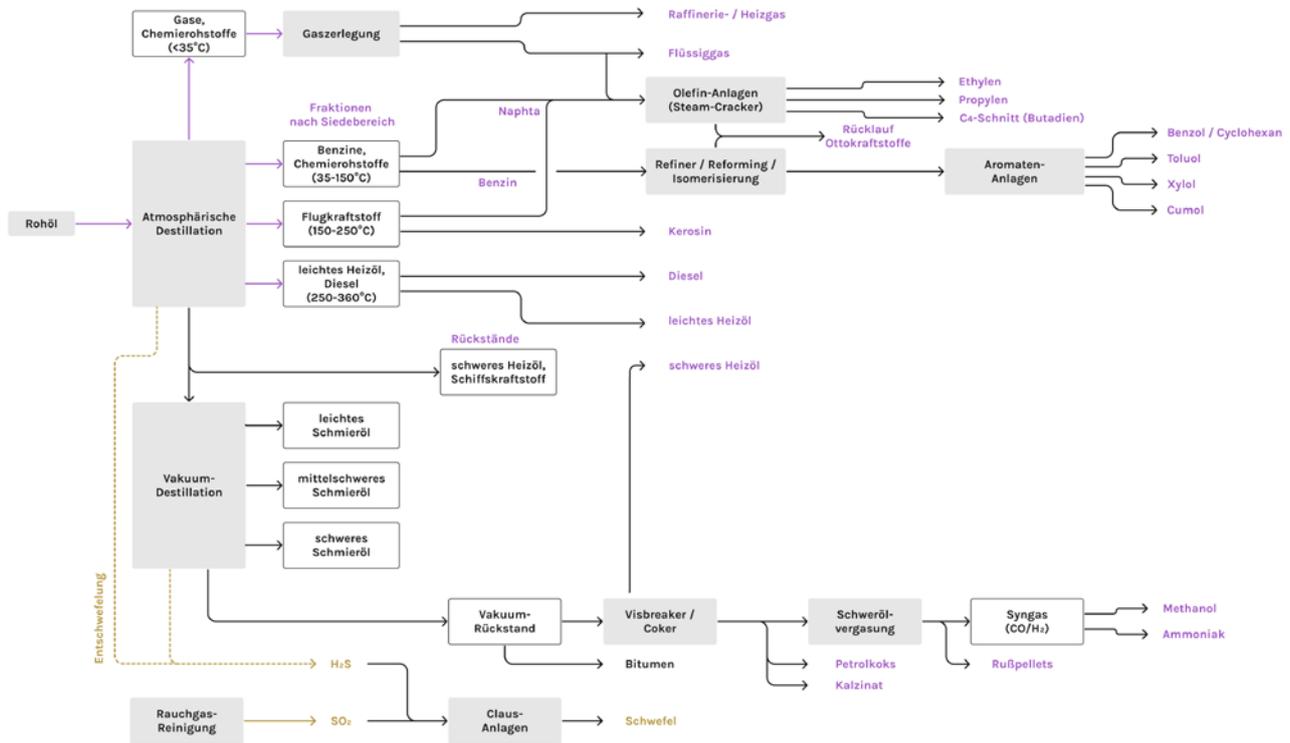
Generelle Aspekte von Raffinerien

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.



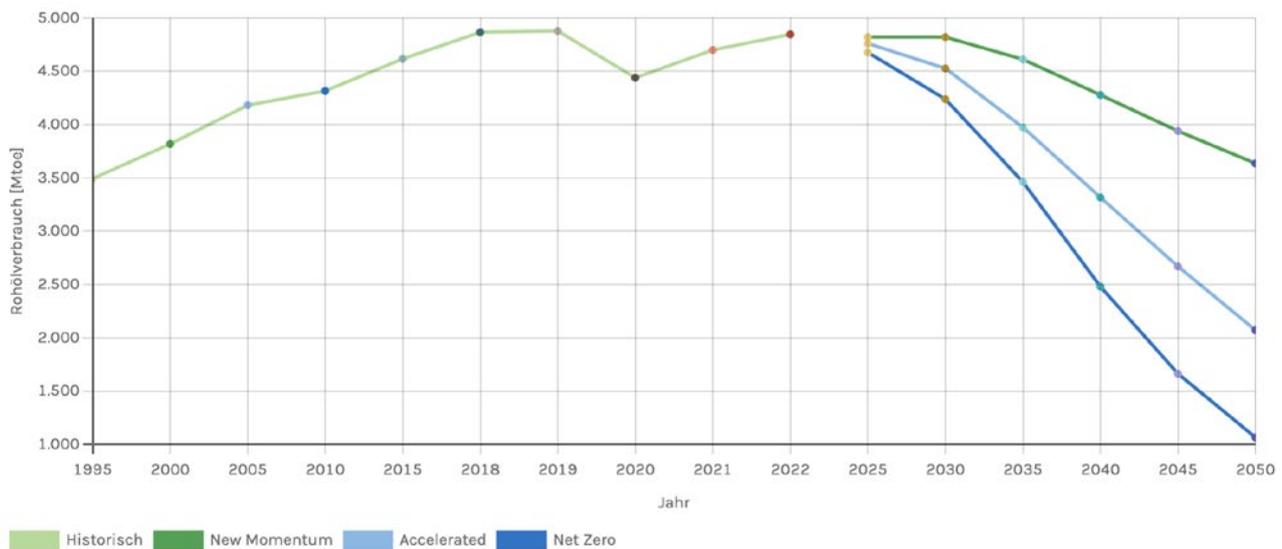
Die Transformation der Mineralölwirtschaft

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

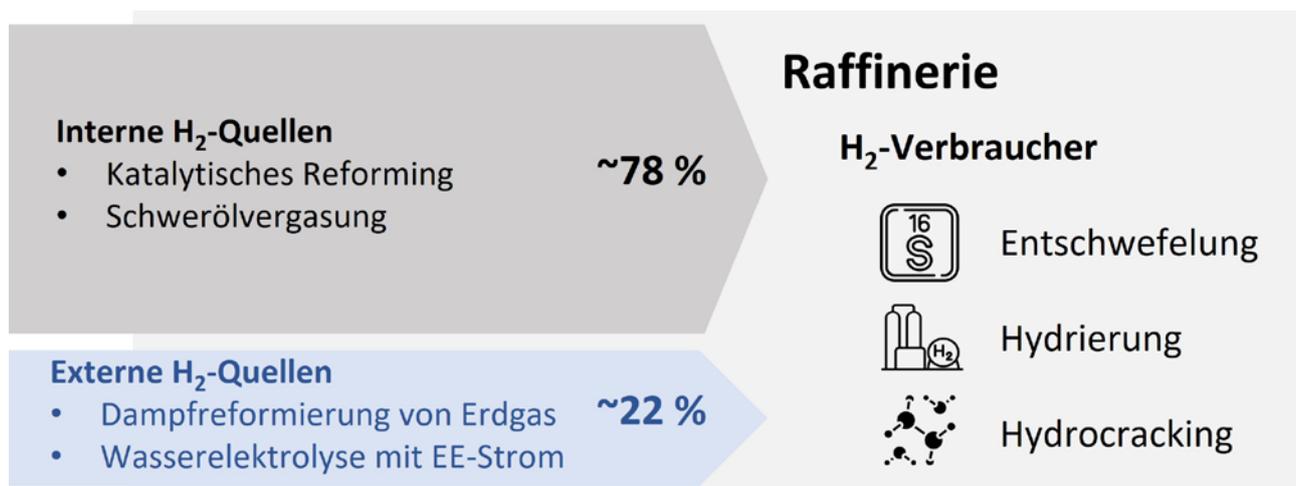
In Raffinerien fallen nahezu keine Abfälle oder Rückstände an, denn die Bestandteile des Mineralöls werden entweder zu höherwertigen Produkten veredelt oder anderweitig direkt verwertet. Bei der Aufbereitung der fossilen Rohstoffe fallen dabei unter anderem Schmieröle, schweres Heizöl, Aromaten, Schwefel, 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.

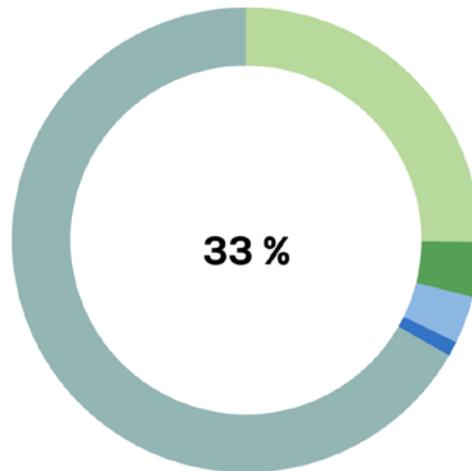
PUBLIKATIONEN

> 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

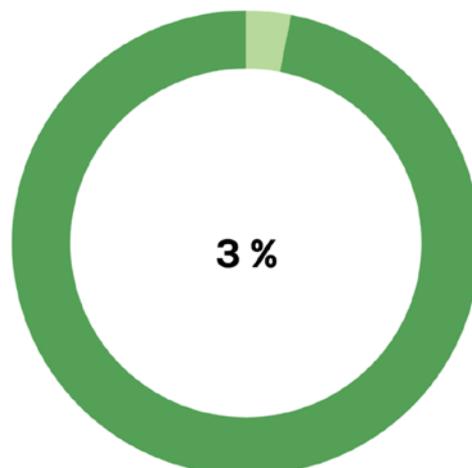
Aussagen zum Energiebedarf der Raffinerien lassen sich nur schwer treffen, da es hierzu keine belastbaren öffentlichen Angaben gibt. Eigenenergiebedarfe werden grundlegend durch Teile des Mineralöls und der Mineralölprodukte gedeckt und variieren von Standort zu Standort.

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

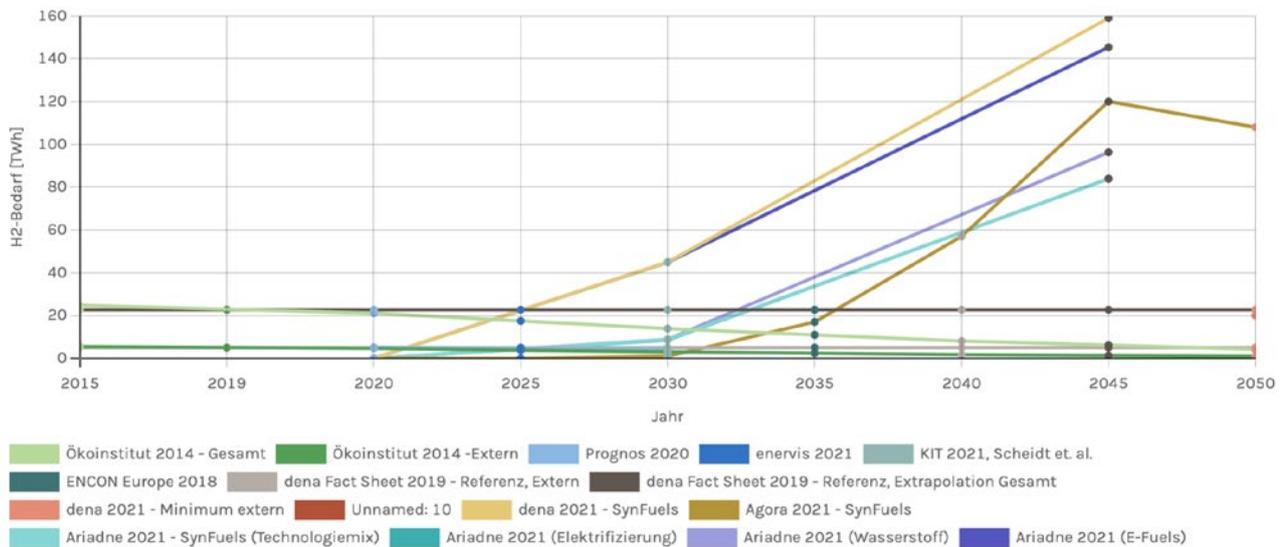
Die größten Emittenten innerhalb einer Raffinerie sind neben der Energieversorgung (im Wesentlichen werden Eigenbedarfe durch thermische Verwertung von Mineralöl und Mineralölprodukten gedeckt) die Destillationseinheiten, das Fluid Catalytic Cracking und die Dampfreformierung von Erdgas. Letztere dient 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.

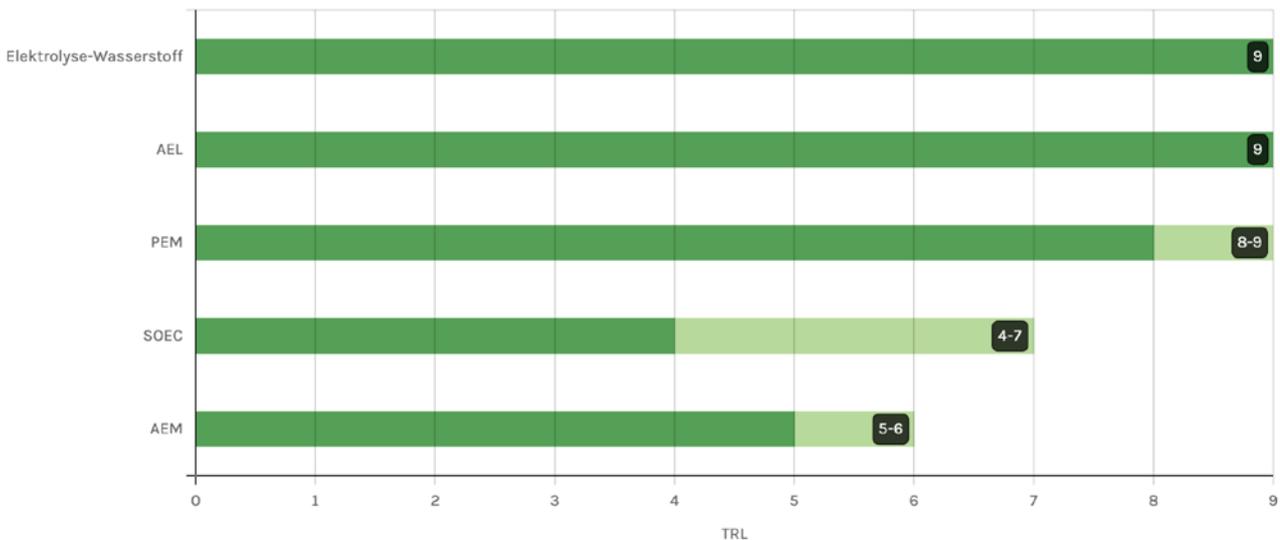
Technologiereifegrad

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).



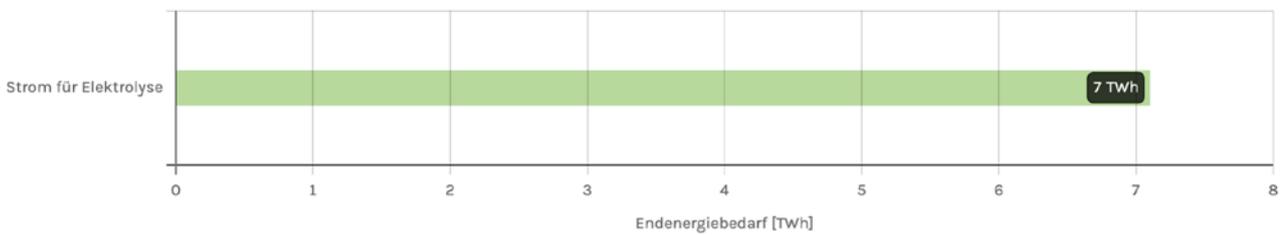
Endenergiebedarf

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

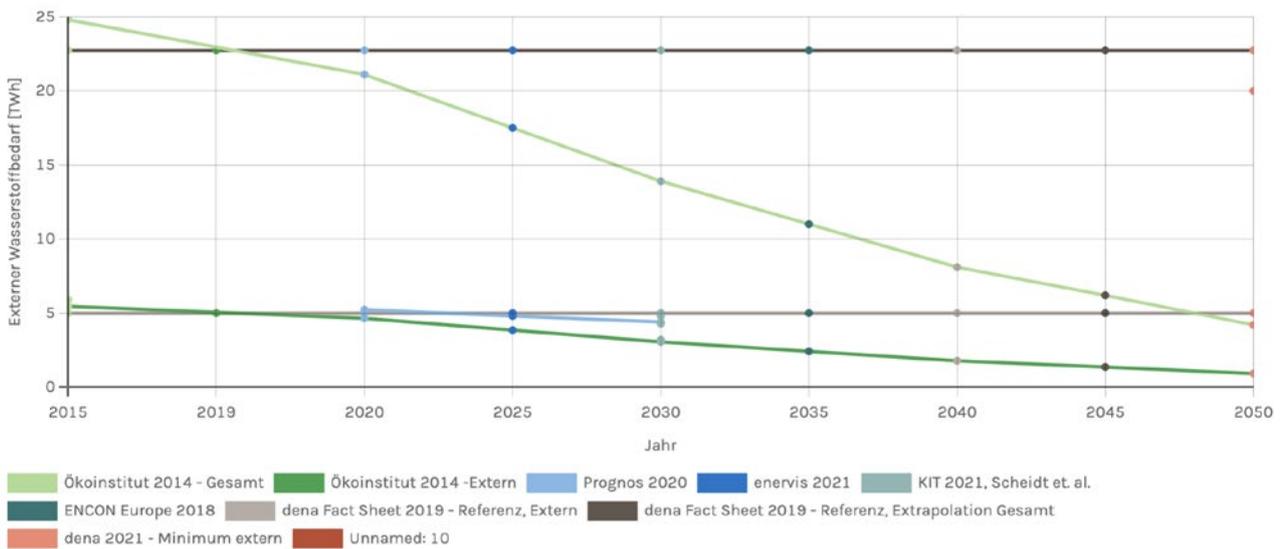
Für die Bereitstellung der derzeit jährlich notwendigen 150.000 Tonnen externen Wasserstoffs (entspricht einem Energiegehalt von etwa 5 Terawattstunden) würden unter der Annahme einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent etwa 7,1 Terawattstunden Strom pro Jahr benötigt.



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.

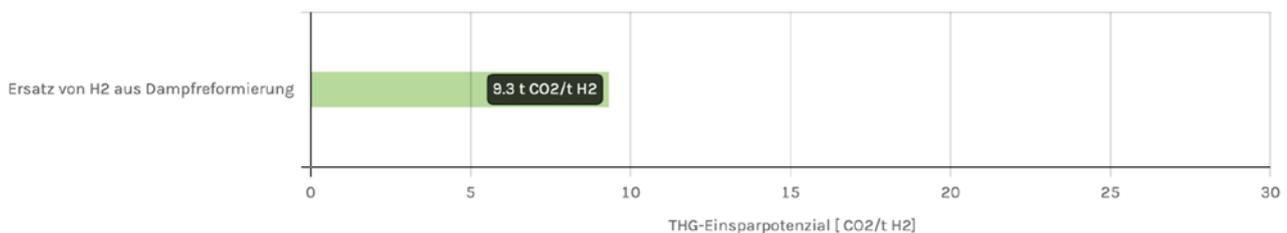
Während Wasserstoffbedarfe zur Aufbereitung von Mineralölprodukten grundsätzlich abnehmen, gilt es zu beachten, dass parallel die Aufbereitung biogener oder Abfall-basierter Rohprodukte für zukünftige Raffineriemodelle an Relevanz gewinnt und auch neuartige synthetische Verfahren wie Fischer-Tropsch 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 Raffineriesektors (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 Risikoverringerng für Anbieter von H₂

Die klimaneutrale Herstellung von FT-Crude 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.

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).

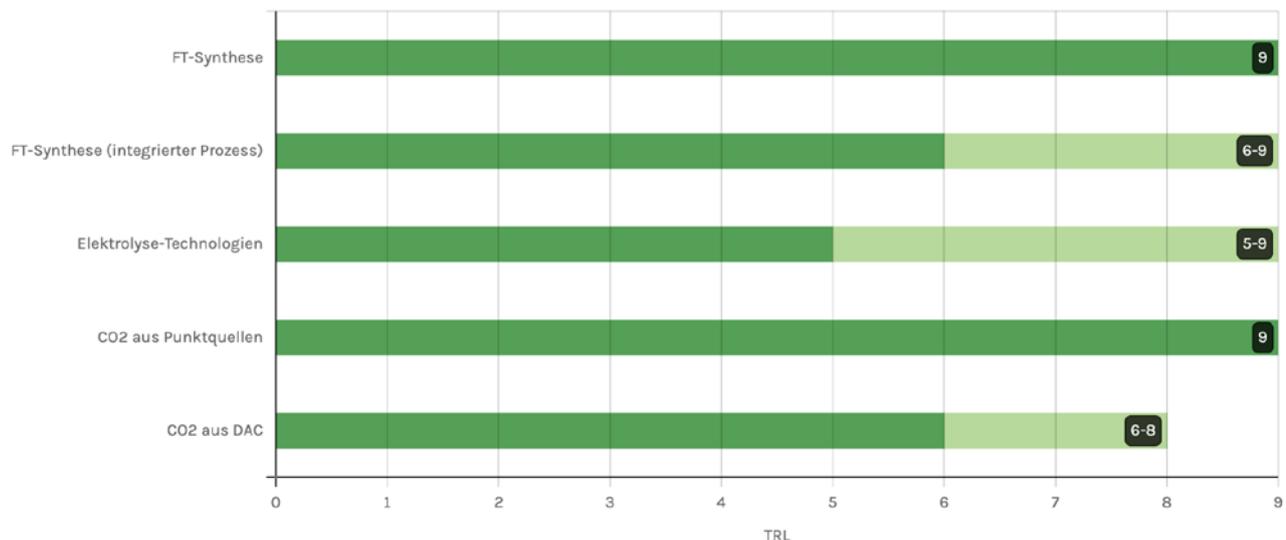
Flüssigen und gasförmigen chemischen Energieträgern wird im zukünftigen Energiesystem eine wesentliche Rolle für den Transport und die Speicherung großer Energiemengen und die Schließung von Versorgungslücken beziehungsweise Engpässen mit erneuerbarer Energie zugesprochen.

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

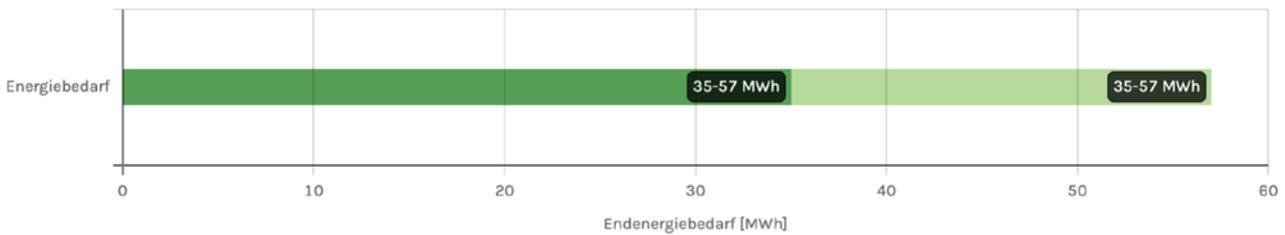
Die FT-Synthese ist ein ausgereifter Prozess, der heute bereits im industriellen Maßstab etabliert ist.^{[35][39]} Der TRL über die Gesamtwertschöpfungskette hängt im Wesentlichen von der zum Einsatz kommenden Elektrolyse-Verfahren (TRL 5-9) und der CO₂-Quelle (Punktquelle: TRL 9, DAC: TRL 6-8^{[40][41]}) 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]}

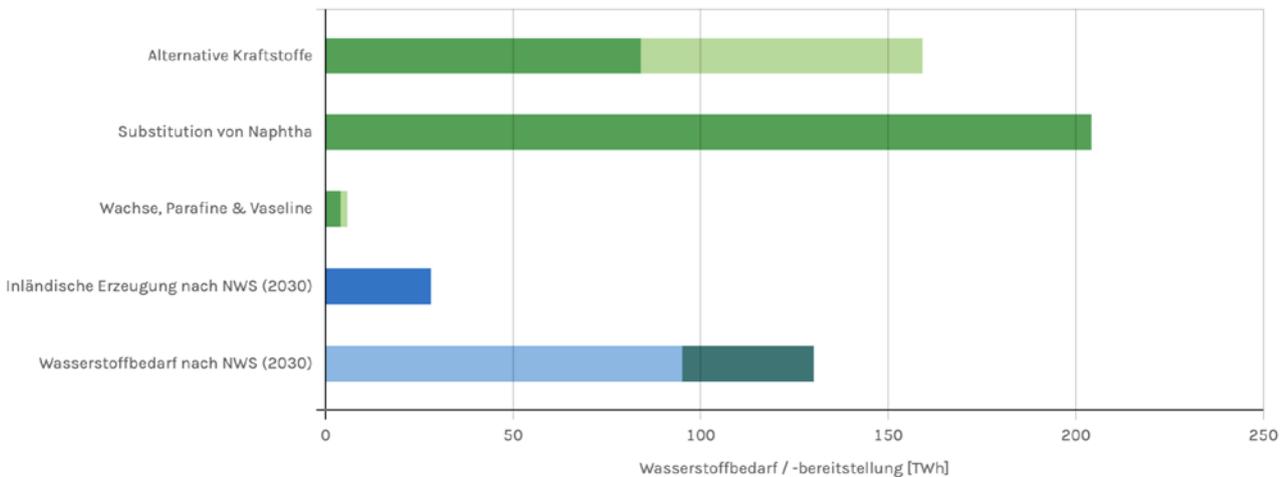


Wasserstoffbedarfe

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]

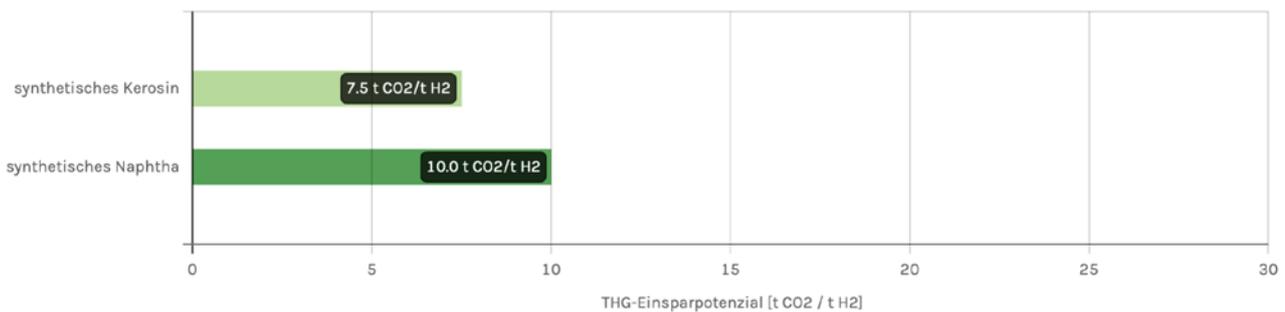


Minderungspotential

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-biomassennutzung.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.

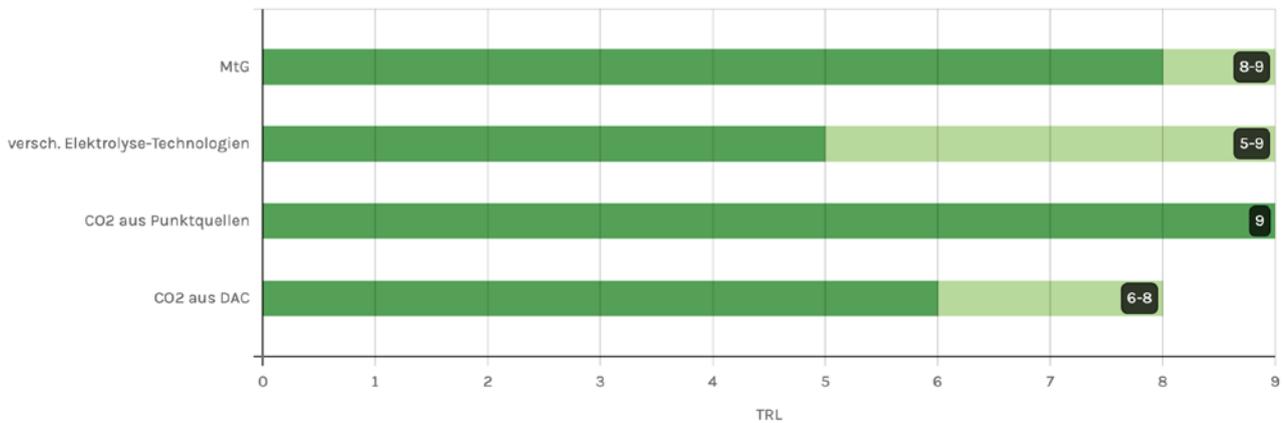
Die Erzeugung des Methanols als Vorläufer zu MtG-Benzin wird aufgrund vergleichsweise niedriger Potenziale Deutschlands vornehmlich in Ländern und Regionen mit guten Standortbedingungen für erneuerbare Energien erwartet. Damit könnte der energieintensivste Schritt der Prozesskette an Sweetspots mit guten 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

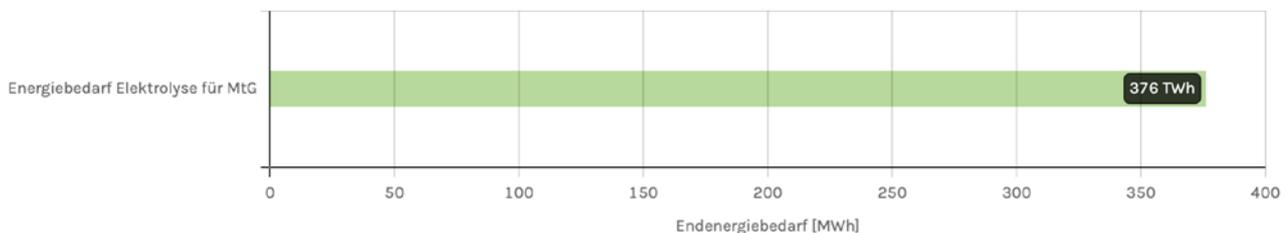
Der TRL für Methanol-to-Gasoline liegt bei 8-9.^{[39][58]} MtG ist ein ausgereifter Prozess, der heute bereits im industriellen Maßstab (insbesondere in China) etabliert ist.^[54] Der TRL über die Gesamtwertschöpfungskette hängt im Wesentlichen von der zum Einsatz kommenden Elektrolyse-Technologie (TRL 5-9) und CO₂-Quelle (Punktquelle: TRL 9, DAC: TRL 6-8^{[40][41]}) ab.



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in Megawattstunden pro Tonne FT-Crude

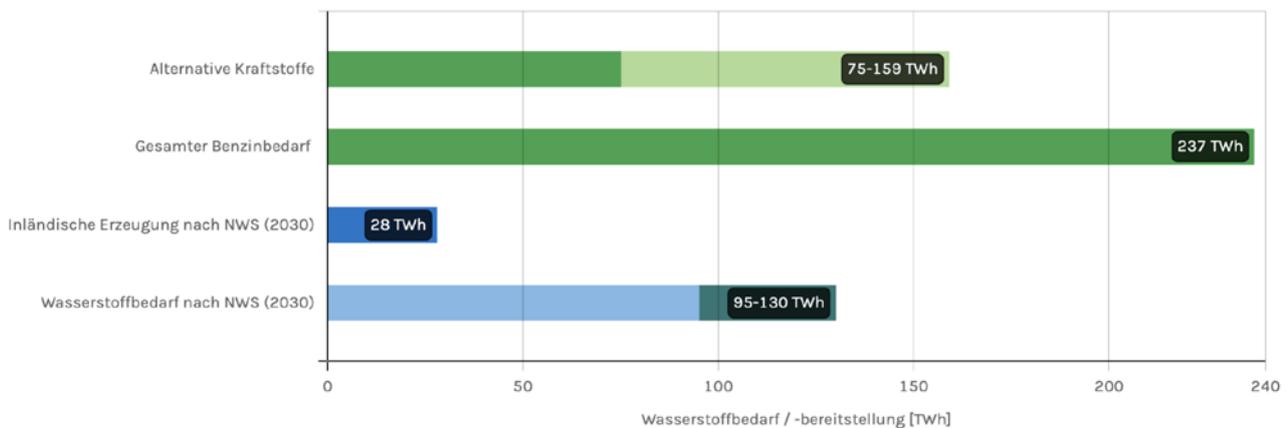
Die Gesamteffizienz einer kommerziellen MtG-Anlage wird maßgeblich durch den Wirkungsgrad der Elektrolyse mitbestimmt. Für 70 Prozent Elektrolyse-Effizienz (rund 4,3 kWh/Nm³) liegt die Gesamteffizienz etwa bei 50-52 Prozent.^[59] Damit ergäbe sich ein Gesamtenergiebedarf für die heutigen Bedarfe an Benzin 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

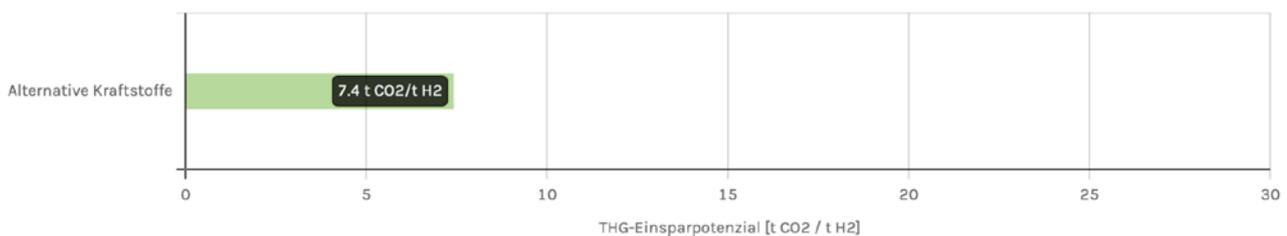
Für die stöchiometrische Umsetzung von Wasserstoff und CO₂ zu Methanol und weiter zu MtG-Kraftstoff ergibt sich ein Bedarf von etwa 0,43 Tonnen Wasserstoff pro Tonne Benzin. Laut Studienlage werden allein für die Synthese alternativer Kraftstoffe (im Wesentlichen für schwer elektrifizierbare Verkehrssegmente) 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 Risikoverringung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Der klimaneutrale Einsatz des MtG-Verfahrens würde hohe Mengen an erneuerbaren H₂ benötigen. Maßnahmen zur Kosten- und Risikoverringung 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.

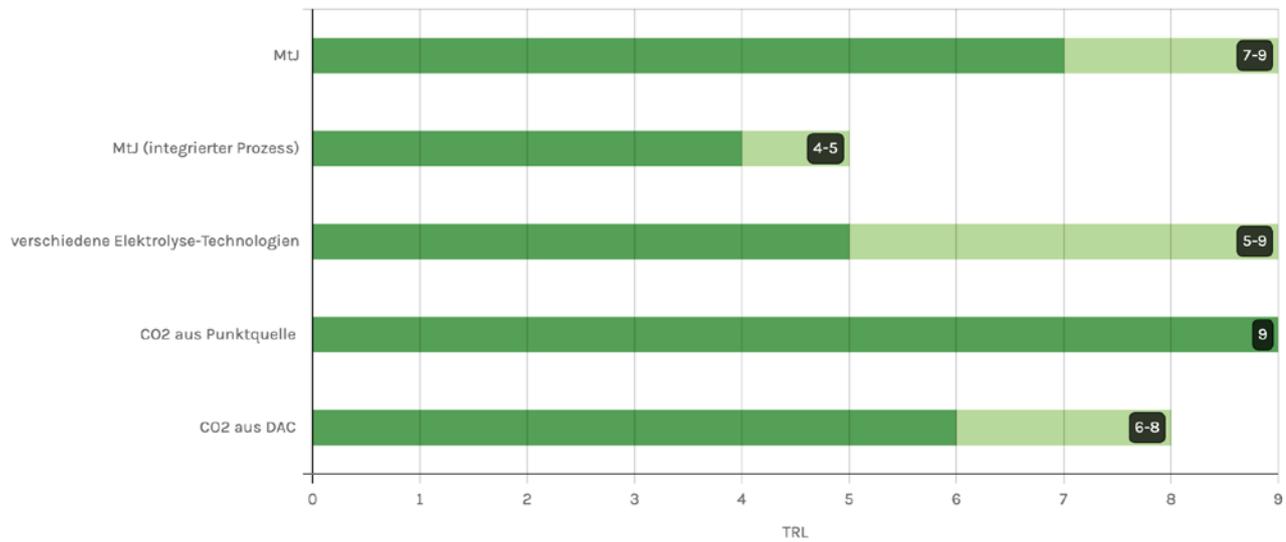
Die Erzeugung des Methanols als Vorläufer zu MtJ-Kerosin wird aufgrund vergleichsweise niedriger Potenziale Deutschlands vornehmlich in Ländern und Regionen mit guten Standortbedingungen für erneuerbare Energien erwartet. Damit könnte der energieintensivste Schritt der Prozesskette an Sweetspots mit 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

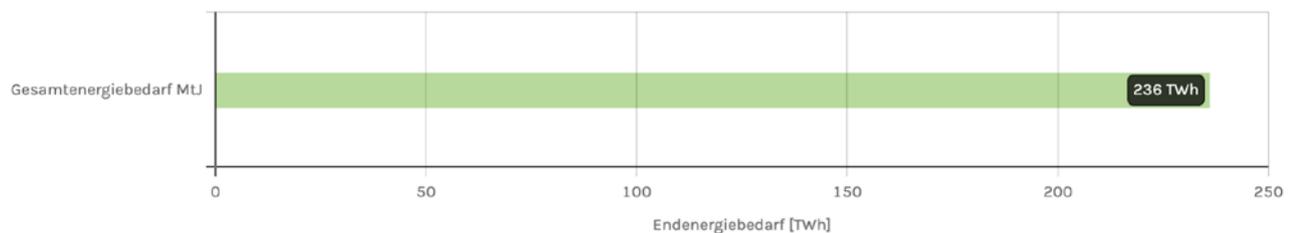
Grundsätzlich sind die einzelnen Verfahrensschritte des MtJ-Verfahrens für die industrielle Reife erprobt und im Einzelnen mit einem TRL von 7-9 einzustufen.^[65] Die Kombination aller Einzelprozesse ist bislang allerdings noch nicht erfolgt, wodurch sich für den integrierten Prozess bislang ein TRL 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

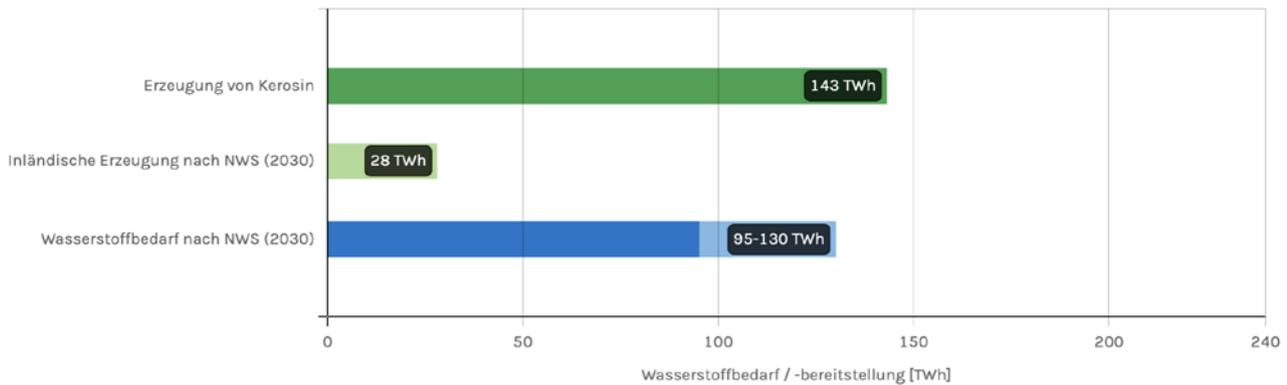
Laut einer Studie des Umweltbundesamts unterscheiden sich die Energieeffizienzen der verschiedenen Power-to-X-Syntheseverfahren für flüssige Kraftstoffe (d.h. Fischer-Tropsch und Methanol-to-Gasoline, bzw. -to-Jet) nur marginal.^[67] Sie sind im Wesentlichen abhängig vom eingesetzten Elektrolysetyp und 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

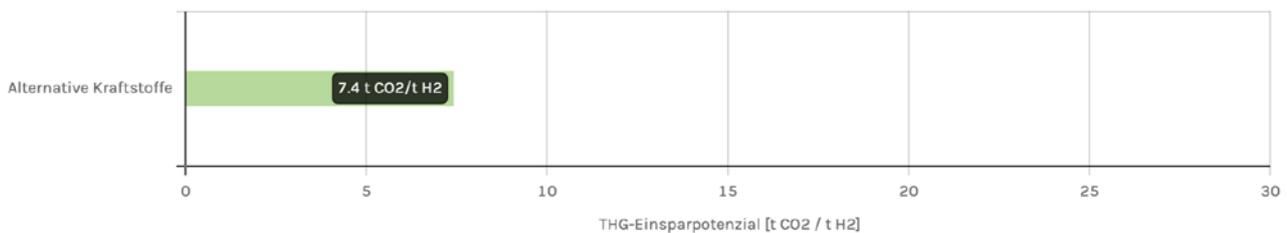
Die Wasserstoffbedarfe für die Erzeugung von Kerosin aus Methanol ergeben sich aus der Menge an Methanol, die für den MtJ-Prozess benötigt wird. Stöchiometrisch werden etwa 0,43 Tonnen Wasserstoff je Tonne Kerosin benötigt. Bei Annahme einer vollständigen Bedienung der bestehenden Kerosinbedarfe (ca. 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.heider refinery.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/raffineriegeschaef/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-energietraeger.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-energiewende.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



Beteiligte Institutionen

DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

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

Gesellschaft für Chemische Technik
und Biotechnologie e.V.

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



WASSERSTOFF KOMPASS

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

Bildnachweis

AdobeStock: photollurg

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#>



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages