



WASSERSTOFF
KOMPASS



INDUSTRIEZWEIGE

Chemische Industrie





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

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

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie**
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte der chemischen Industrie

- 2 Rohstoffeinsatz in der chemischen Industrie
- 4 Die Rolle von Erdgas in der chemischen Industrie
- 5 Handlungsoptionen zur Defossilisierung der chemischen Industrie
- 5 Ökonomische Aspekte
- 6 Versorgungssicherheit
- 6 Endenergiebedarf und Rohstoffeinsatz
- 7 Treibhausgasemissionen
- 8 Wasserstoffbedarfe

10 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- 10 Wasserstoffanlieferung
- 10 Wasserstoffproduktion vor Ort
- 10 Wasserstofferzeugung und -freisetzung
- 11 Integration Elektrolysewasserstoff anstelle von Wasserstoff aus der Dampfreformierung
- 11 Umstellung der Rohstoffversorgung weg von fossilem Naphtha
- 12 Bereitstellung von Prozesswärme
- 12 Begleitforschung

13 Handlungsoptionen (Grundchemikalien)

- 13 Ammoniak
- 17 Wasserstoff- und Synthesegas
- 21 Methanol

26 Handlungsoptionen (Ersatz fossiler Rohstoffe)

- 26 Olefine/Methanol-to-Olefines
- 31 Aromaten/Methanol-to-Aromatics
- 35 Reverse Wassergas-Shift(rWGS)-Reaktion
- 38 Synthetisches Naphtha (Fischer Tropsch)
- 44 Recycling von Kunststoffen
- 46 Stoffliche Nutzung von Biomasse

49 Handlungsoptionen (Prozesswärme)

- 49 Synthetische Gase (H₂, CH₄)
- 54 Elektrifizierung
- 56 Energetische Nutzung von Biomasse

58 Handlungsoption (nicht-technologisch)

- 58 Verlagerung von Produktion von Vorprodukten in Regionen mit hohem H₂-Erzeugungspotenzial und Import dieser Produkte

61 Literatur

Chemische Industrie

- › Chemische Industrieanlagen sind hochkomplexe, integrierte Systeme. Einzelprozesse dürfen nicht isoliert betrachtet werden.
- › Das zukünftige Wasserstoffmengengerüst setzt sich zusammen aus der Deckung des aktuellen fossilbasierten Wasserstoffbedarfs, der Erzeugung von Synthesegas für die weitere stoffliche Nutzung (zum Beispiel Methanol-to-X Routen oder Fischer-Tropsch-Prozesse, der Aufarbeitung von Pyrolyse-Produkten und biogenen Rohstoffen sowie der Bereitstellung von Prozesswärme über synthetische Gase. Viele Optionen sind dabei komplementär zueinander, beispielsweise Methanol-to-X-Prozesse oder die FT-Synthese.
- › Wasserstoff und seine Derivate (beispielsweise Ammoniak oder Methanol) sind für die chemische Industrie unentbehrlich auf dem Weg zur Klimaneutralität. Laut Studien könnte der Wasserstoffbedarf von aktuell etwa 37 Terawattstunden (etwa 1,1 Millionen Tonnen) auf 120 bis 280 Terawattstunden (etwa 3,6 bis 8,4 Millionen Tonnen) im Jahr 2045/2050 ansteigen.
- › Eine Transformation führt zu einem starken Anstieg des Strombedarfs der chemischen Industrie.

Generelle Aspekte der chemischen Industrie

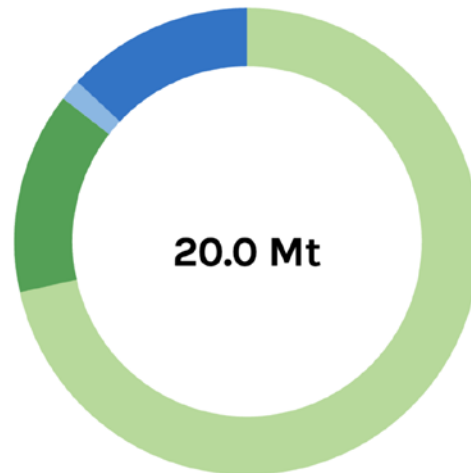
Die chemische Industrie stellt Produkte bereit, die in vielen anderen Wirtschaftszweigen Verwendung finden. Dazu gehören beispielsweise die Kunststoffindustrie, der Maschinenbau, die Automobilindustrie, die Lebensmittelindustrie sowie die Glas- und die Baustoffindustrie. Das Produktspektrum reicht von chemischen Grundstoffen wie Ammoniak und Methanol über Bestandteile von Kosmetika, Kleidungsstücken bis hin zu Waschmitteln. Die Chemiestandorte sind oftmals als Verbundstruktur auf größtmögliche Effizienz ausgerichtet, etwa durch die Nutzung von Abwärme oder anfallenden Nebenprodukten. Neben der stetigen Optimierung bestehender Prozesse und dem Kohleausstieg bedarf es insbesondere innovativer, emissionsarmer Prozesstechnologien in Kombination mit der Einführung einer Kreislaufwirtschaft. Wasserstoff und seine Derivate spielen auch zukünftig eine essenzielle Rolle für die chemische Industrie, sowohl bei der Rohstoffversorgung als auch zur Bereitstellung von Prozesswärme.

Rohstoffeinsatz in der chemischen Industrie

Aktuell basiert die chemische Industrie vor allem auf fossilen Rohstoffen, beispielsweise Naphtha (Rohbenzin) oder Erdgas.^[2] Im Folgenden ist die Verteilung der stofflich genutzten Rohstoffe in der chemischen Industrie in Deutschland dargestellt.

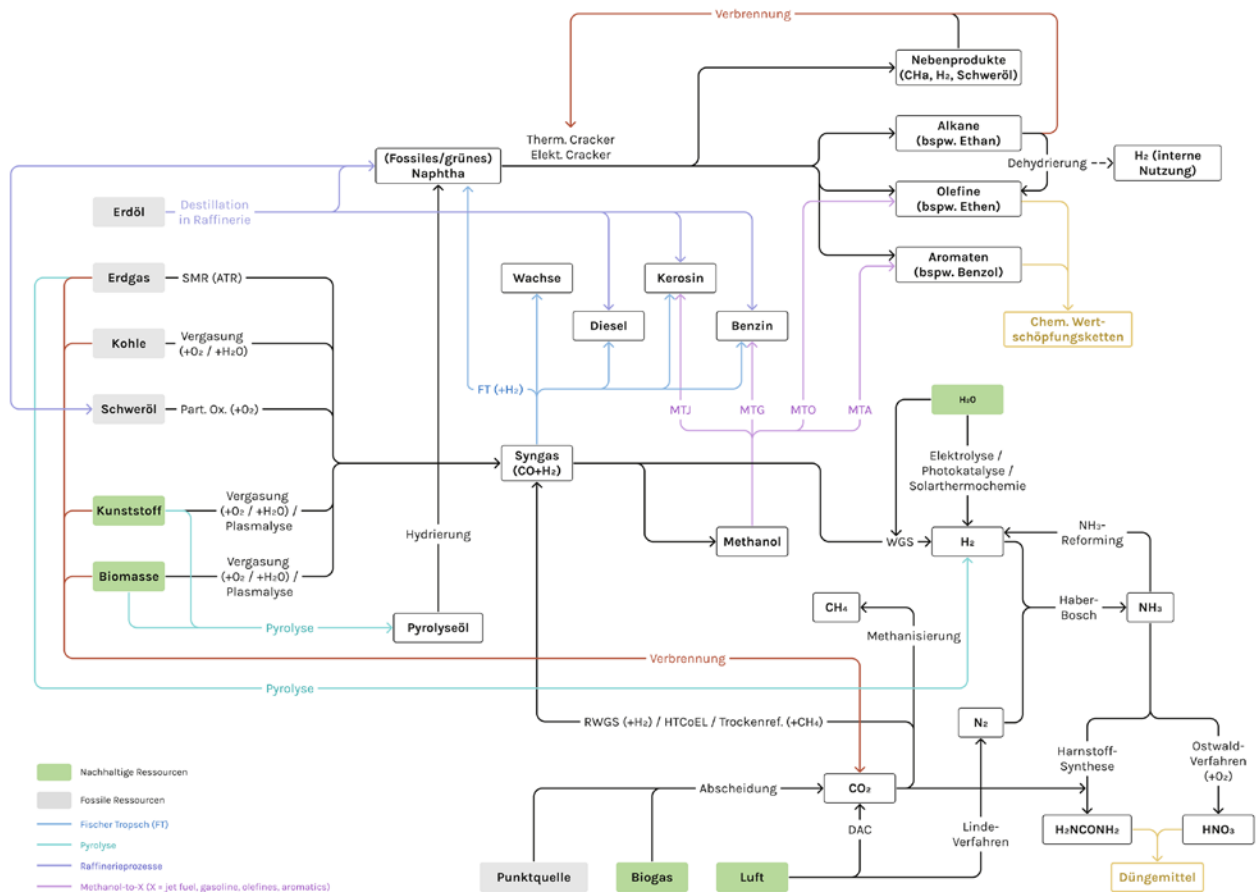
Stofflicher Rohstoffeinsatz

der chemischen Industrie in Millionen Tonnen, Daten für 2020 aus der VCI Energiestatistik 2022^[2]



■ Naphtha, Erdölderivate ■ Erdgas ■ Kohle ■ Nachwachsende Rohstoffe

Aktuell machen Naphtha und andere Erdölderivate etwa 72 Prozent der stofflich genutzten Rohstoffe aus. Vor einer Nutzung als Rohstoff werden diese in Raffinerieprozessen ausgehend von Erdöl aufbereitet. Im Jahr 2020 wurden in Deutschland etwa 14,3 Millionen Tonnen Erdöl-basiertes Naphtha und andere Erdölderivate (entspricht etwa 170 Terawattstunden bei einem Heizwert von etwa 42,7 Megajoule pro Kilogramm^[50] beziehungsweise 11,9 Kilowattstunde pro Kilogramm) in thermischen Steamcrackern aufgespalten.^{[1][2]} Dabei werden Olefine (beispielsweise Ethylen oder Propylen) oder Aromaten (zum Beispiel Benzol, Toluol oder Xylol, auch bekannt als BTX) bereitgestellt. Des Weiteren können Nebenprodukte anfallen, beispielsweise Wasserstoff oder Alkane wie etwa Methan. Ein vereinfachtes Schaubild der verschiedenen Prozessketten ist im Folgenden dargestellt.



Nach der Aufspaltung im Steamcracker können Olefine und Aromaten weiteren chemischen Wertschöpfungsketten zugeführt werden, beispielsweise der Kunststoff-erzeugung. Anfallende Alkane können über Dehydrierung zu Olefinen umgewandelt und der anfallende Wasserstoff intern genutzt werden. Alternativ können Alkane auch zusammen mit anderen nicht verwertbaren Nebenprodukten den thermischen Crackern als energetischer Rohstoff zugeführt werden.

Neben Naphtha werden auch weitere fossile Rohstoffe stofflich genutzt. Bei der Aufarbeitung von Erdöl in Raffinerieprozessen fällt Schweröl als Nebenprodukt an. In Deutschland basieren etwa 60 Prozent der Methanolerzeugung (insgesamt etwa 1,3 Millionen Tonnen im Jahr 2021^[3]) auf Schweröl.^[1] In diesem Fall geht es neben der Nutzung von Schweröl als Kohlenstoffquelle auch um dessen Entsorgung. Kohle wird ebenfalls stofflich genutzt. Vor allem in China wird die Kohlevergasung für die Bereitstellung von Synthesegas genutzt.^[42] Synthesegas ist ein elementarer Bestandteil vieler chemischer Prozessketten (siehe Abbildung der Prozessketten). Auch für eine Umstellung auf einige alternative Prozesse wird Synthesegas benötigt.

Die Rolle von Erdgas in der chemischen Industrie

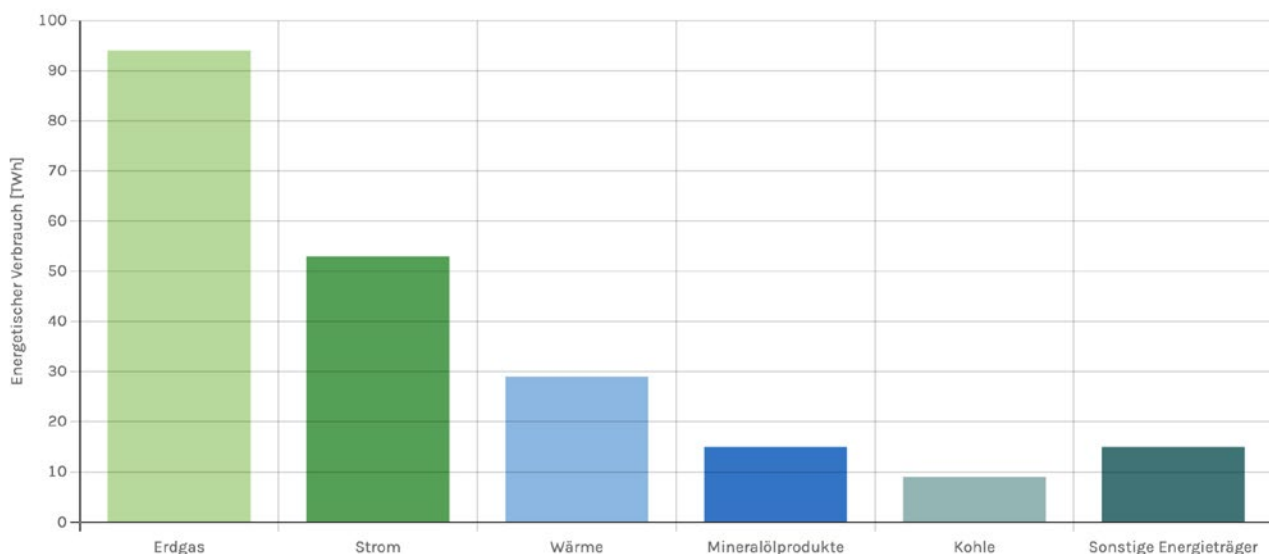
Erdgas wird in der chemischen Industrie ebenfalls als Rohstoff eingesetzt (rund 37 Terawattstunden in Deutschland im Jahr 2020).^[2] Die stoffliche Nutzung von Erdgas erfolgt zumeist im Rahmen der Ammoniakproduktion. Hierbei wird der für den Haber-Bosch-Prozess benötigte Wasserstoff mittels Dampfreformierung von Erdgas bereitgestellt. Ammoniak ist eine der weltweit meistproduzierten Chemikalien. Allein in Deutschland wurden im Jahr 2021 etwa 2,4 Millionen Tonnen hergestellt.^[3] Auch in einem klimaneutralen Energiesystem ist ein Einsatz von Ammoniak alternativlos.

Ammoniak wird insbesondere in der Düngemittelherstellung, aber auch im Rahmen der Sprengstoffherzeugung genutzt. Durch die erdgasbasierte Wasserstoffherzeugung ist die Ammoniakproduktion allerdings emissionsintensiv. Anfallende CO₂-Emissionen werden zum Teil verwertet, beispielsweise im Rahmen einer anschließenden Harnstoffproduktion ($2\text{NH}_3 + \text{CO}_2 \rightleftharpoons \text{H}_2\text{NCONH}_2$) oder zur Herstellung von kohlenstoffhaltigen Getränken.

Erdgas ist auch einer der Rohstoffe, die in der chemischen Industrie nicht nur stofflich, sondern auch energetisch genutzt werden.^[3] Mit rund 94 Terawattstunden (TWh) deckte Erdgas 2020 einen großen Teil des gesamten energetischen Bedarfs (215 TWh) der chemischen Industrie in Deutschland. Erdgas war damit der wichtigste Energieträger in diesem Bereich. Den zweitgrößten Anteil macht Strom als Energieträger aus. Dieser Anteil wird perspektivisch steigen.

Energetischer Verbrauch

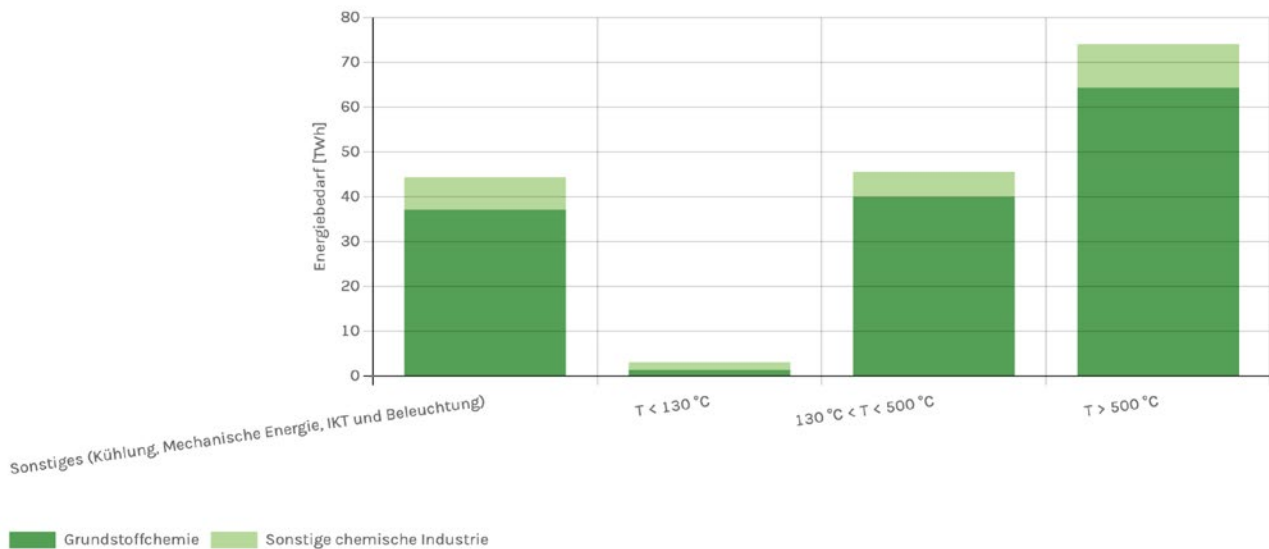
Rein energetischer Verbrauch der chemischen Industrie in Terawattstunden (insgesamt 215 Terawattstunden)^[2]



Darüber hinaus gehört die Chemie zu den Industriezweigen, bei denen insbesondere Mittel- und Hochtemperaturprozesse (130 bis 500 beziehungsweise mehr als 500 Grad Celsius) eine Rolle spielen.^[40] Bei einer Defossilisierung der Wärmebereitstellung müssen die Temperaturniveaus entsprechend berücksichtigt werden.

Energiebedarf

für verschiedene Temperaturniveaus in TWh, Daten für 2019 aus den BDI Klimapfaden 2.0 ^[51]



Handlungsoptionen zur Defossilisierung der chemischen Industrie

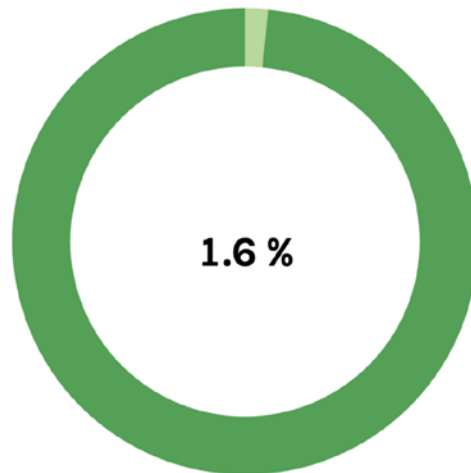
Eine Roadmap zur Transformation der chemischen Industrie^[1] verdeutlicht, dass es zur Defossilisierung der chemischen Industrie nicht ausreichen wird, rein auf eine Optimierung bestehender Prozesse sowie den Kohleausstieg zu setzen. Daher bedarf es alternativer, emissionsärmerer Prozesstechnologien, der Einführung einer Kreislaufwirtschaft (Recycling) sowie eines breiten Einsatzes all dieser Prozesse, um die nötigen Emissionseinsparungen zu erreichen.^[1] Die unten aufgeführten Handlungsoptionen betreffen daher Möglichkeiten zur alternativen Wasserstoff- oder Synthesegaserzeugung, die Substitution der fossilen Rohstoffbasis sowie die Defossilisierung der Prozesswärme. Auch die Verlagerung von Produktionskapazitäten könnte eine Möglichkeit darstellen. So könnten Energie- und/oder rohstoffintensive Produkte an Orten mit höheren Potenzialen für erneuerbare Energien hergestellt und nach Deutschland geliefert werden.

Ökonomische Aspekte

In der chemischen Industrie waren 2021 etwa 352.000 Personen beschäftigt. Der Gesamtumsatz der chemischen Industrie betrug circa 172,4 Milliarden Euro im Jahr 2021.^[3] Laut statistischem Bundesamt haben chemische Erzeugnisse eine Bruttowertschöpfung von etwa 49,4 Milliarden Euro generiert.^[66] Damit hat die Chemie einen Anteil an der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung von etwa 1,6 Prozent.^{[4][66]}



Gesamtwirtschaftliche Bruttowertschöpfung Anteil der chemischen Industrie^[66]



Chemische Industrie Rest

Versorgungssicherheit

Erzeugnisse der chemischen Industrie werden in Prozessen anderer Industriezweige benötigt, beispielsweise Kunststoffe in der Automobilindustrie. Daher spielt die chemische Industrie eine elementare Rolle bei der Versorgung Deutschlands mit alltäglichen und grundlegenden Verbrauchsgütern und chemischen Produkten. Gleichzeitig hat die Chemie einen hohen Bedarf an fossilen Rohstoffen, beispielsweise Erdgas, unter anderem zur Deckung des hohen Energiebedarfs. Eine Defossilisierung der chemischen Industrie verringert somit die (Import-)Abhängigkeit von Erdgas und anderen fossilen Rohstoffen.

Endenergiebedarf und Rohstoffeinsatz

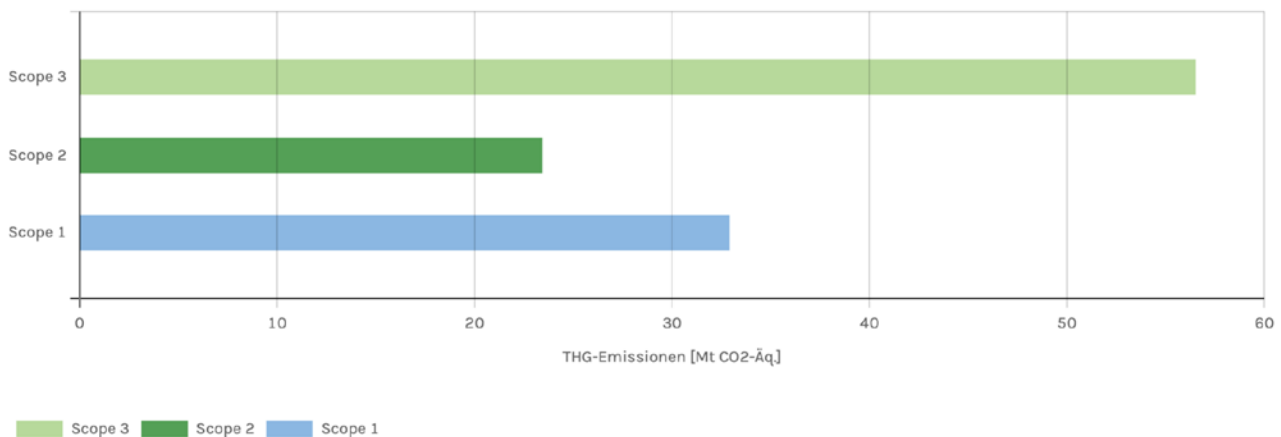
Die chemische Industrie hatte im Jahr 2019 einen Gesamtenergiebedarf von etwa 450 Terawattstunden. Dabei wurden Energieträger in einem Umfang von etwa 170 bis 215 Terawattstunden eingesetzt (energetische Nutzung). Die Spanne kann aus Doppelzählungen des Energieträgers Erdgas resultieren. Des Weiteren wurden etwa 20 Millionen Tonnen Rohstoffe stofflich verwertet.^{[1][2][51]}

Treibhausgasemissionen

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist die chemische Industrie jährlich für etwa 113 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente verantwortlich.^[1] Die chemische Industrie verursacht etwa 33 Millionen Tonnen direkte, prozessbedingte CO₂-Emissionen (Scope 1). Etwa 23 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente resultieren aus indirekt bezogenen Energieträgern, beispielsweise aus dem Strombezug (Scope 2). Die Scope 3-Emissionen basieren auf dem fossilen Kohlenstoffinhalt der Produkte, welcher beispielsweise durch Nutzung oder Verbrennung am Lebensende freigesetzt wird. Die Abschätzung beläuft sich auf etwa 57 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (Scope 3).^[1]

THG-Emissionen

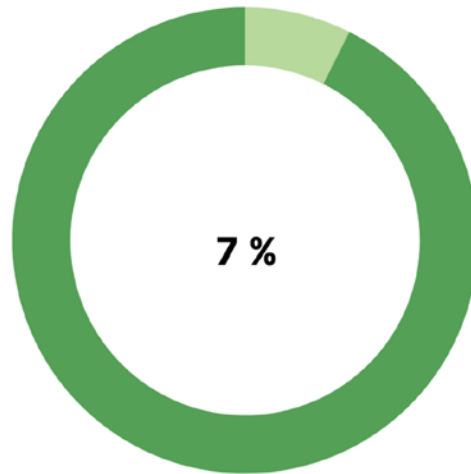
der chemischen Industrie in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente, Daten aus DECHEMA/FutureCamp Roadmap Chemie 2050^[1]



Scope 1- und Scope 2-Emissionen der chemischen Industrie resultieren beispielsweise aus Brennstoffemissionen inklusive Eigenstromerzeugung (etwa 28 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr)^[1], externem Strombezug (etwa 17 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr)^[1], energetischen Emissionen bei der Spaltung von fossilem Naphtha in Steamcrackern (für Ethylen, Propylen sowie BTX allein etwa 11 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr, unter der Annahme, dass 0,87 Tonnen CO₂ pro Tonne High-Value Chemical (HVC) entstehen^[1]), der Wasserstoffherzeugung über Dampfreformierung, Vergasung und partieller Oxidation (allein etwa 4 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr für die Ammoniakproduktion). Den größten Anteil der Emissionen machen aber die Scope 3-Emissionen aus. Die Scope 3-Emissionen werden in der Bilanzierung bisher nicht berücksichtigt. Dies ändert sich nun mit dem Emissionshandel der Europäischen Union (EU ETS II), bei dem unter anderem auch Müllverbrennungsanlagen mit in den Bilanzierungsrahmen fallen.

Treibhausgasemissionen

Anteil der chemischen Industrie in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente. (Scope 3-Emissionen sind hier nicht berücksichtigt.)



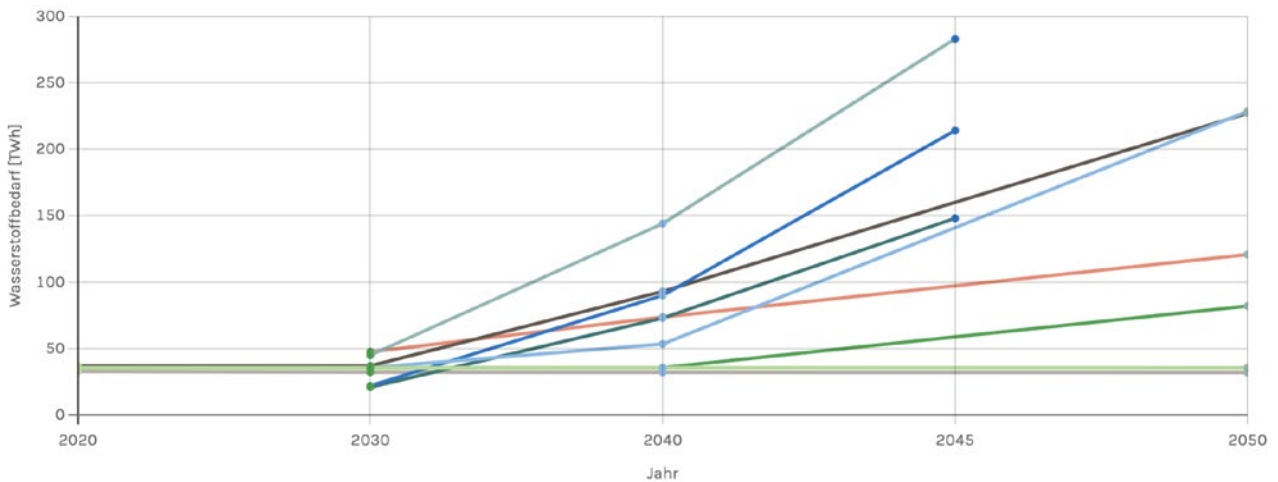
Chemische Industrie Rest

Wasserstoffbedarfe

Die notwendigen Anpassungen zur Defossilisierung der chemischen Industrie führen zu einem signifikanten Anstieg des bisherigen Wasserstoffbedarfs von etwa 37 Terawattstunden auf 120 bis 283 Terawattstunden im Jahr 2045. ^{[1][13][52][53][54]}

Wasserstoffbedarfe

der chemischen Industrie nach Studienlage in Terawattstunden ^{[1][13][52][53][54]}



DECHEMA 2019 - Referenzpfad [1] DECHEMA 2019 - Technologiepfad [1] DECHEMA 2019 - THG-Neutralität [1] C4C 2023 - Strom [52]
 C4C 2023 - H2 und PtX [52] C4C - Sekundärrohstoffe [52] UBA 2016 [53] NWR 2021 [13] IG BCE 2021 [54]



Für alle Studien gibt es einen Basisbedarf von bis zu 37 Terawattstunden (etwa 1,1 Millionen Tonnen), welcher vor allem auf den derzeitigen Bedarfen für die Herstellung von Methanol oder Ammoniak beruht. Bis 2030 sehen die Studien keinen Anstieg des Wasserstoffbedarfs, was unter anderem mit fehlender Technologiereife oder langen Umstellungszeiträumen begründet wird.

Die Wasserstoffbedarfe in den Zieljahren (2045 oder 2050) liegen in einer Spanne von 32 bis 283 Terawattstunden (bis zu 8,5 Millionen Tonnen), abhängig davon, ob beziehungsweise welche alternativen Prozesse und Rohstoffe berücksichtigt wurden. In zwei Fällen wird auch nach 2030 kein Anstieg des »H₂-Basisbedarfs« vorausgesagt, da in diesen beiden Szenarien keine neuen, alternativen Prozesse berücksichtigt werden. In allen anderen Fällen wird ab 2030 ein Anstieg des Wasserstoffbedarfs prognostiziert.

Der Wasserstoffbedarf laut Studienlage setzt sich zusammen aus:

- > der Substitution der konventionellen Wasserstoffbereitstellung auf Basis fossiler Rohstoffe durch CO₂-armen/CO₂-neutralen Wasserstoff,
- > der Erzeugung von synthetischem Naphtha zur Umstellung der Rohstoffbasis der chemischen Industrie,
- > der Steigerung des Methanolbedarfs durch zusätzliche Anwendungen als Plattformchemikalie (zum Beispiel MtO, MtA),
- > dem Einsatz von synthetischen Gasen (Wasserstoff oder synthetisches Methan) für Mittel- und Hochtemperaturanwendungen und
- > der Hydrierung von Pyrolyseölen, erzeugt aus Kunststoffabfällen oder Biomasse.

Der Wasserstoffbedarf fällt dabei umso höher aus, je mehr auf CO₂-basierte Prozessrouten gesetzt wird (zum Beispiel die Fischer-Tropsch-Synthese oder Methanol-to-X-Routen). Bei vermehrter Nutzung von Biomasse oder Kunststoffabfällen anstelle der genannten CO₂-basierten Prozesse fällt der Wasserstoffbedarf niedriger aus. Der Wasserstoffbedarf fällt ebenfalls niedriger aus, wenn Prozesswärme im Mittel- und Hochtemperaturbereich elektrisch oder über Biomasse bereitgestellt werden kann.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDER-DIALOG



- > In der Wasserstoff-Kompass-Stakeholderumfrage von 2021 rechneten über die Hälfte der Befragten mit einem großflächigen Einsatz von CO₂-armem H₂ in der Chemiebranche bereits zum Jahr 2030. Dem standen nur drei Prozent gegenüber, die mit keinem frühen großflächigen Einsatz von CO₂-armem H₂ in der Chemiebranche rechneten.

Generell gilt die Chemiebranche laut den Befragten als einer der Bereiche, in denen es früh zu einem breiten Einsatz von CO₂-armem H₂ kommen wird.

PUBLIKATIONEN

- > Wasserstoff-Kompass (2023): Wasserstoff in der chemischen Industrie.
https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Chemische_Industrie.pdf

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Wasserstoffanlieferung

Rund um die Versorgung mit Wasserstoff und seinen Derivaten ergeben sich Fragestellungen, etwa zur benötigten Qualität und wie diese sichergestellt werden kann, aber auch zur Infrastrukturanbindung. Zusätzlich werden auch lokale Speichermöglichkeiten und deren Integration in das Gesamtsystem evaluiert werden müssen.

Wasserstoffproduktion vor Ort

Erfolgt die Wasserstoffherzeugung auf dem Werksgelände selbst, ergeben sich Fragen rund um die Systemintegration, zum Beispiel zur Bereitstellung von erneuerbarem Strom, Betriebsweisen von Elektrolyseuren, Sicherheit, Energie- und Wasserstoff-Speicherung sowie bereitgestellter Reinheit.

Wasserstoffherzeugung und -freisetzung

- › **Ammoniakcracking:** Ammoniak hat als möglicher Transportvektor neben anderen Derivaten eine herausragende Bedeutung für Wasserstoffimporte. Das großskalige Cracken von Ammoniak, um den Wasserstoff wieder für andere chemische Reaktionen freizusetzen, hat aktuell noch nicht die benötigte Technologiereife.
- › **Synthesegaserzeugung:** Die bisherigen (fossilbasierten) Verfahren zur Synthesegaserzeugung sind stark integriert in chemischen Anlagen und eng verzahnt mit anderen Prozessen. Eine alternative Synthesegaserzeugung erfordert F&E-Aktivitäten zur Integration in die bestehenden Prozesse, insbesondere in Bezug auf einen dynamischen Betrieb, der mit Wechsellasten entlang der Wertschöpfungskette einhergeht.
- › **Integration von Abwärme:** Erzeugungstechnologien wie etwa die Hochtemperatur-elektrolyse bedürfen einer hohen Wärmezufuhr. Durch die Integration in thermische Prozessketten lassen sich Wirkungsgrade erhöhen. Die diversen Nutzungsmöglichkeiten entlang thermischer Prozessketten werfen allerdings weitere F&E-Bedarfe bezüglich der Prozessintegration auf.



Integration Elektrolysewasserstoff anstelle von Wasserstoff aus der Dampfreformierung

- › Eine Integration von Elektrolysewasserstoff ist in den meisten Fällen technologisch kein Problem, muss aber in entsprechender Größenordnung und über ausreichend lange Zeiträume demonstriert werden.
- › Durch den Ersatz von Wasserstoff aus der Dampfreformierung mit Elektrolysewasserstoff wird eine Neukonzipierung des Anlagenverbunds notwendig, da der Reformer aktuell auch zur Wärmebereitstellung für andere Prozessschritte genutzt wird. Beispiel Ammoniakherzeugung: Hier können nur bis maximal 15 Prozent Elektrolysewasserstoff in bestehenden Ammoniakanlagen eingespeist werden.
- › Auch die Integration des Elektrolysesauerstoffs oder weiterer Nebenprodukte in die chemischen Prozessketten gilt es zur Prozessoptimierung weiter zu beforschen.

Umstellung der Rohstoffversorgung weg von fossilem Naphtha

- › Kohlenstoffdioxid: Kohlenstoffdioxid wird auch in Zukunft ein wichtiges Element in vielen chemischen Prozessen sein – zum Beispiel für die Produktion von Methanol. F&E-Bedarfe betreffen die Integration von Kohlenstoffdioxid in die bestehenden Prozesse, die Nachhaltigkeit der Kohlenstoffquelle, den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur, die Integration von CCU/CCS und die (Weiter-)Entwicklung von CO₂-Abscheidungsverfahren.
- › Nutzung alternativer CO₂-Quellen wie Direct Air Capture: Eine Weiterentwicklung, Optimierung und insbesondere Skalierung dieser Verfahren wird für eine Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit benötigt.
- › CO₂ aus Punktquellen enthält Unreinheiten, welche die in der Chemie eingesetzten Katalysatoren deaktivieren können. Daher muss an Gasabtrennungs- und Aufreinigungsverfahren sowie an neuen resistenteren Katalysatorsystemen gearbeitet werden.^[57]
- › Synthetisches Naphtha: In der FT-Synthese fällt immer ein Produktgemisch (FT-Crude) an. Durch Anpassungen der Prozessführung kann dieses beeinflusst werden, sodass der Bedarf für energieintensive Downstreamprozesse reduziert werden kann. Auch wenn das FT-Verfahren grundsätzlich im Industriemaßstab verfügbar ist, existieren F&E-Bedarfe bezüglich der Optimierung der Produktselektivität sowie zur Integration in die (zukünftig teils dynamische) Prozesskette.
- › Methanol-to-Aromatics: Aromaten sind in der chemischen Industrie von essenzieller Bedeutung, allerdings kaum über andere nicht fossile Technologien im heutigen Maßstab zugänglich. Die Technologie muss im Hinblick auf Katalysator- und Prozessoptimierung, Produktselektivität und Integration in die Prozessketten weiterentwickelt werden, damit sie industriell zur Verfügung steht.



- › Recyclingverfahren: Zur Schließung des Kohlenstoff-Kreislaufs sind Recyclingverfahren, zum Beispiel chemisches Recycling oder Pyrolyseverfahren von essenzieller Bedeutung. Auch das Recycling von Kunststoffabfällen bedarf einer Weiterentwicklung, sodass auch gemischte Abfälle mit in den Kreislauf gebracht werden können. Abfälle und biogene Reststoffe werden zukünftig eine wesentliche Rolle in der Versorgung mit Kohlenstoff spielen, chemische Recyclingverfahren sind am Markt jedoch noch kaum etabliert.
- › Der Einsatz von Künstlicher Intelligenz kann zur Entwicklung neuer, stabiler Katalysatoren sowie optimierter Prozessführung beitragen und diese beschleunigen.^[56]

Bereitstellung von Prozesswärme

- › Bereitstellung von Prozesswärme im Mittel- oder Hochtemperaturbereich durch strombetriebene Technologien: Die Erhöhung der Temperaturniveaus von Hochtemperaturwärmepumpen ist notwendig.
- › Wasserstoff: Eine Weiterentwicklung der H₂-Brenner muss erfolgen, sodass sie industriell zur Verfügung stehen. Hierbei ist auf eine geeignete Luftzufuhr zu achten, sodass NO_x-Emissionen vermieden werden. Auch Standzeiten und Materialverträglichkeit für die Verbrennung von hohen Wasserstoffkonzentrationen bei der (schrittweisen) Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff müssen im industriellen Umfeld weiter beforscht werden.
- › Elektrifizierung: Elektrische Cracker stehen industriell noch nicht zur Verfügung. Eine entsprechende Weiterentwicklung der elektrischen Cracker ist notwendig.
- › Biomasse: Die Verfügbarkeit von Biomasse und die entsprechende Logistik (Transport und Speicherung) sind für zukünftige Prozessketten zu analysieren.

Begleitforschung

Neben den hier genannten Forschungsbedarfen könnten weitere Fragestellungen aufkommen, etwa zu der sozialen Akzeptanz und den Auswirkungen bei Abwanderung beziehungsweise Auslagerung von Teilschritten. Zudem könnten weiterführende ökonomische und ökologische Analysen erforderlich sein.

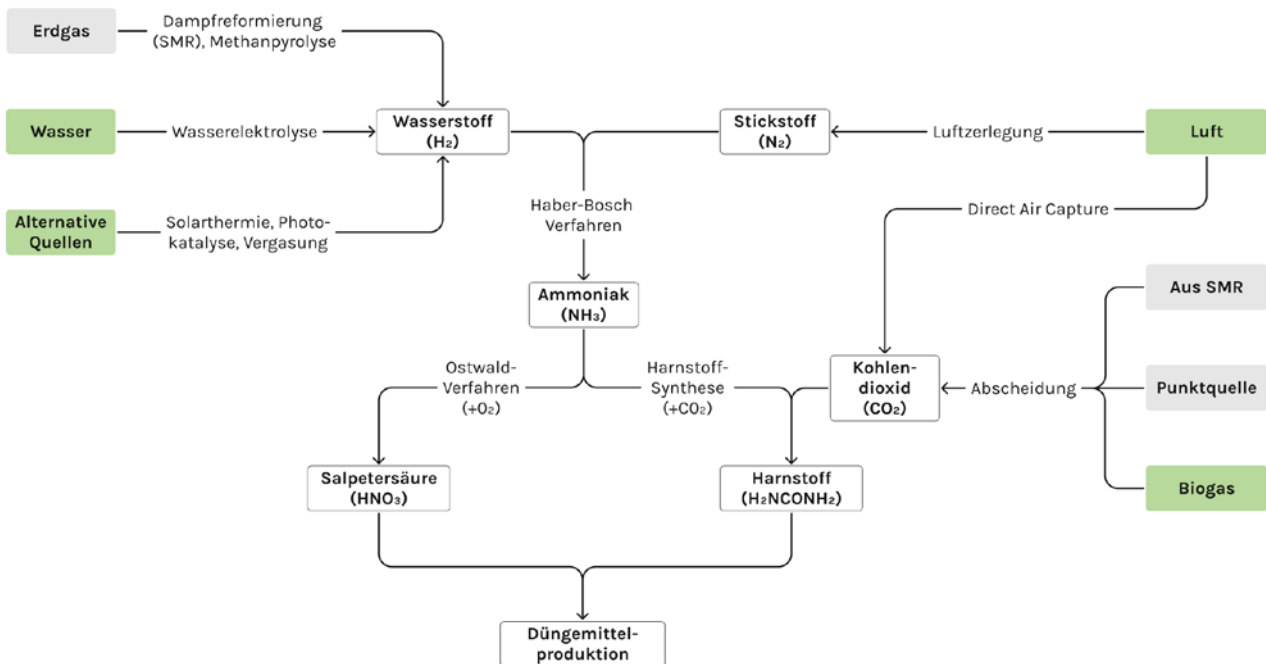
Handlungsoptionen Grundchemikalien

Ammoniak

Ammoniak ist eine der mengenmäßig wichtigsten Chemikalien weltweit und findet unter anderem Anwendung in der Herstellung von Düngemittel oder Salpetersäure, aus der wiederum eine Vielzahl weiterer Substanzen hergestellt wird. Allein in Deutschland wurden 2,4 Millionen Tonnen Ammoniak im Jahr 2021 erzeugt.^[3] Auch in einem klimaneutralen Energiesystem ist ein Einsatz von Ammoniak alternativlos.

Ammoniak wird im Haber-Bosch-Prozess durch die Reaktion von Wasserstoff (H₂) und Stickstoff (N₂) an einem Eisenkatalysator bei hohen Temperaturen (450 bis 550 Grad Celsius) und hohen Drücken (150 bis 350 bar) erzeugt ($N_2 + 3H_2 \rightleftharpoons 2NH_3$).^[1] Stickstoff wird zumeist über Luftabscheidung gewonnen. Der benötigte Wasserstoff wird aktuell über Dampfreformierung von Erdgas ($CH_4 + H_2O \rightleftharpoons CO + 3H_2$) bereitgestellt. Die Emissionen entstammen dabei der Bereitstellung der notwendigen Prozesswärme für die Dampfreformierung sowie der Aufarbeitung des Synthesegases (CO + H₂).

Eine Defossilisierung der Ammoniakherzeugung kann durch Kopplung der erdgasbasierten Wasserstoffherzeugung mit CO₂-Abscheidung und Sequestrierung sowie durch alternative Wasserstoffherzeugung über Methanpyrolyse oder Wasserelektrolyse erfolgen.





STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- › Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- › Es müssen ausreichende Mengen erneuerbaren Stroms inklusive der entsprechenden Infrastruktur verfügbar sein.
- › Ammoniakproduktionsanlagen müssen entsprechend umgerüstet werden.
- › Es müssen entsprechende Elektrolysekapazitäten vorhanden sein, um die benötigten Mengen an Wasserstoff bereitzustellen. Alternativ muss der Anschluss an ein entsprechendes Wasserstoffnetz bestehen.
- › Die nötige Technologiereife für die gesamte Prozess- und Anlagenkette inklusive integrierter Elektrolyse muss erreicht werden.

Folgen

Wenn die Ammoniaksynthese auf Wasserelektrolyse aufbaut,

- › dann können Erdgasbedarfe gesenkt werden.
- › dann werden höhere Strombedarfe anfallen, um den benötigten Wasserstoff zu erzeugen.
- › dann fällt prozessbedingtes CO₂ weg, welches teilweise in anderen Prozessen (Harnstoffsynthese) oder für andere Zwecke verwendet wurde (unter anderem für karbonatisierte Getränke, beispielsweise kohlenensäurehaltiges Bier).
- › dann fehlt die Abwärme des Reformers für weitere Prozessschritte. Dies hat zur Folge, dass eine parallele Integration eines Wasserelektrolyseurs zum bestehenden Dampfreformer nur bis zu einem Anteil des Elektrolysewasserstoffs von etwa 10 bis 15 Prozent möglich ist.^[55] Das liegt daran, dass der Dampfreformer eine wichtige Rolle bei der Wärmeverteilung der Anlage spielt, was wegfiel, wenn der Dampfreformer durch einen Elektrolyseur ersetzt würde.
- › dann müssen die Prozessanlagen umgerüstet werden, was mit hohen Investitionskosten verbunden ist.

Ökonomische Aspekte

Die Umstellung auf wasserelektrolysebasierte Anlagen ist mit hohen Investitionskosten verbunden. Zum aktuellen Stand werden Investitionskosten von über 1.800 Euro pro Tonne sowie spezifische Produktionskosten von über 1.000 Euro pro Tonne angenommen. Bis 2045/2050 wird eine signifikante Kostenreduktion erwartet (Investitionskosten: etwa 850 Euro pro Tonne; Produktionskosten: 620 Euro pro Tonne).^[1] Dadurch würde eine Kostenparität gegenüber konventionellen, abgeschriebenen Bestandsanlagen erst gegen 2048 erreicht.^[1]

Versorgungssicherheit

Ammoniak ist ein wichtiges Produkt, beispielsweise für die Erzeugung von Düngemitteln. Daher ist eine Beibehaltung einer Ammoniakproduktion in Deutschland vorteilhaft für die eigene Versorgungssicherheit. Gleichzeitig trägt die Umstellung auf Elektrolysewasserstoff dazu bei, die Abhängigkeit von Erdgas zu reduzieren.

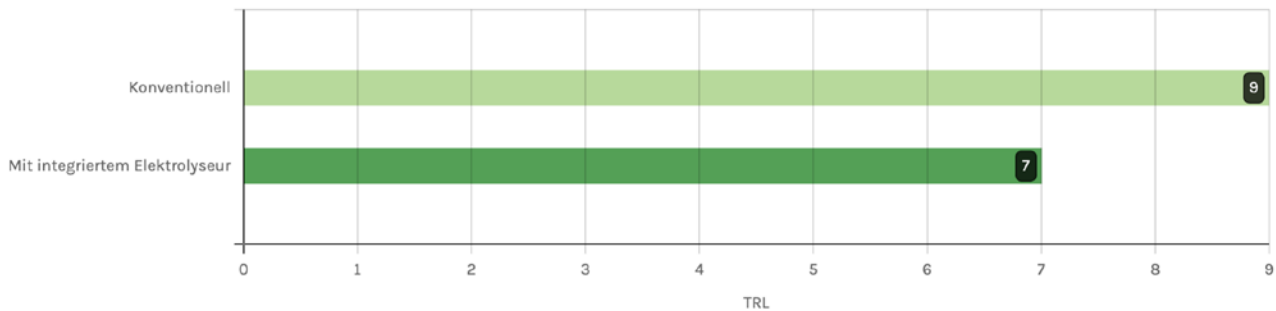
Technologiereifegrad

Der Haber-Bosch-Prozess zur Ammoniaksynthese befindet sich auf einem TRL 9 und wird industriell eingesetzt.

Der TRL der Ammoniakproduktion mit integriertem Elektrolyseur wird auf etwa 7 eingestuft. Mit Fertiberia/Iberdrola - Puertollano gibt es bereits ein Prototyp im Einsatz.^[6] Das Erreichen eines TRL 9 der Gesamtkette mit alleiniger Wasserstoff-erzeugung über Elektrolyse wird zwischen 2030/2040 erwartet.^{[1][6]}

TRL

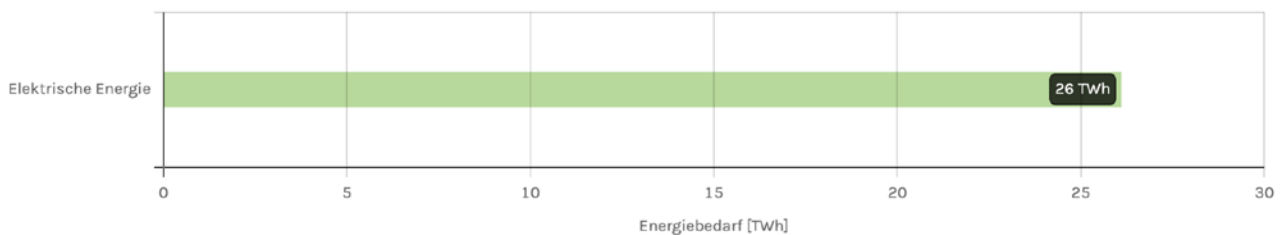
für konventionelle und elektrolysebasierte Ammoniakherzeugung



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in TWh

Der Gesamtenergiebedarf der Ammoniakherzeugung über Elektrolyse sowie N₂-Erzeugung über Luftabscheidung wird mit 10,89 Megawattstunden pro Tonne Ammoniak angegeben. Mehr als 80% des Energiebedarfs resultieren aus der Wasserelektrolyse.^[1] Für 2,4 Millionen Tonnen NH₃ in Deutschland entspräche dies einem Strombedarf von 26,1 Terawattstunden.



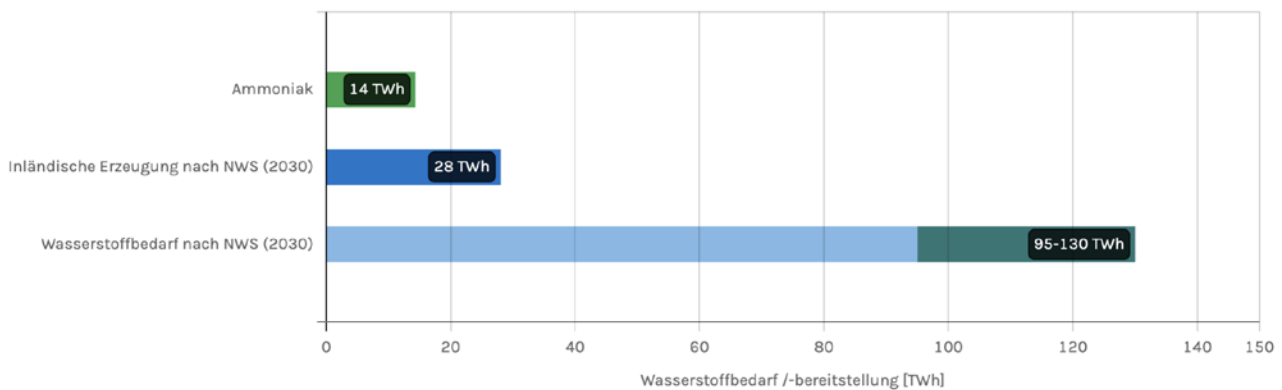
Wasserstoffbedarfe

Der stöchiometrische Wasserstoffbedarf für die Ammoniakherzeugung beträgt 177,5 Kilogramm Wasserstoff pro Tonne Ammoniak. Für die Erzeugung der Ammoniakmenge in Deutschland basierend auf den Werten von 2021 (2,4 Millionen Tonnen)

würden somit etwa 0,43 Millionen Tonnen Wasserstoff (14,3 Terawattstunden) benötigt werden. Dies entspricht einem Strombedarf von 20,4 Terawattstunden unter Annahme einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent (bezogen auf den Heizwert).

Wasserstoffbedarf für die Ammoniakproduktion in Terawattstunden

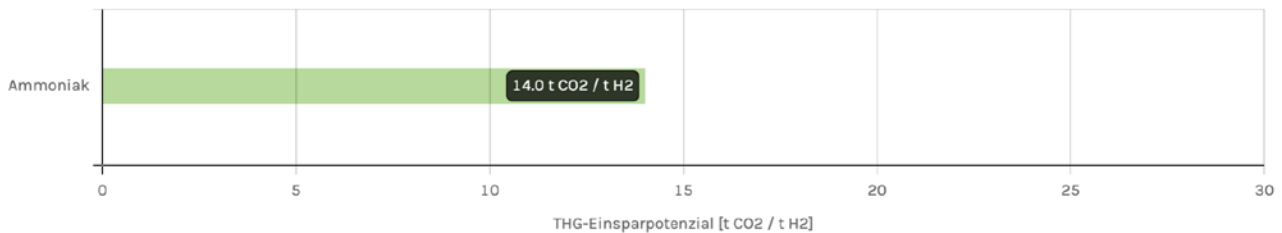
und Vergleich mit Wasserstoffbedarfen für die Produktion anderer Grundchemikalien, den nationalen Wasserstoffbedarfen sowie Erzeugungskapazitäten. Die H₂-Bedarfe für Ammoniak entsprechen dem stöchiometrischen Bedarf auf Basis der aktuellen, deutschen Produktionsmengen.



Minderungspotential

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Treibhausgasemissionen der alternativen Ammoniakherzeugung sind abhängig von den Emissionen des eingesetzten Strommixes.^[1] Bei einem rein erneuerbaren Energiemix könnte somit ein Minderungspotenzial von 14 Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff (entspricht 0,42 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂) möglich sein. Dabei wurden Emissionen des konventionellen Prozesses in Höhe von 2,5 Tonnen CO₂ pro Tonne Ammoniak berücksichtigt.^[1]



Akteur*innen

> Chemische Industrie

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringering

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringering für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

MASSNAHME

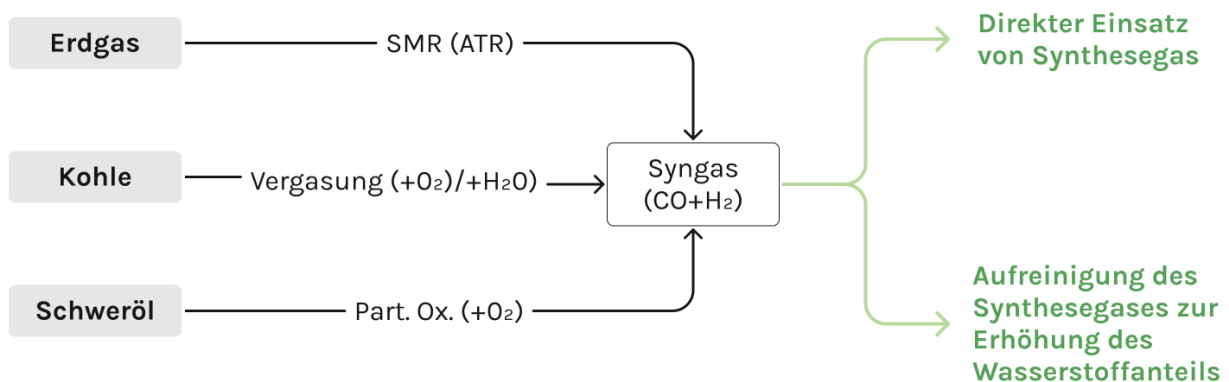
> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber den konventionellen Standardprozessen (Standardprozessen (Benchmarks)) oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert und somit die Markteinführung der alternativen Produkte unterstützt werden.

Wasserstoff- und Synthesegas

Die Nutzung fossiler Rohstoffe über Erdgasdampfpreformierung (steam methane reforming, SMR), Kohlevergasung oder die partielle Oxidation des Raffinerierückstands Schweröl liefert ein Synthesegas bestehend aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid (H₂ + CO). Je nach Anwendung kann das Synthesegas direkt genutzt oder der Wasserstoffanteil im Rahmen einer Aufreinigung erhöht werden.

CO₂-Emissionen fallen sowohl während der Synthesegaserzeugung als auch bei der Aufarbeitung des Synthesegases im Rahmen der Wassergas-Shift Reaktion an. Möglichkeiten zur Emissionsreduktion der Wasserstoff- und Synthesegaserzeugung können sich aus unterschiedlich ausgereiften Prozessen und Technologien ergeben.





STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

- > Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- > Es bedarf großer Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen bei einem großflächigen Einsatz der Wasserelektrolyse.
- > Eine Defossilisierung des deutschen Strommixes ist von hoher Relevanz.
- > Ein Aufbau beziehungsweise Zubau der notwendigen Infrastrukturen (Gas- und Stromnetze) wird benötigt.
- > Wasserstoff-Importe sind erforderlich, da die prognostizierten Bedarfe die inländische Erzeugung signifikant übersteigen werden.
- > Perspektivisch sollten bei der Erzeugung von Synthesegas nachhaltige CO₂-Quellen (Direct Air Capture mit EE-Strom, CO₂ aus Biogasanlagen) neben unvermeidbaren industriellen Punktquellen (etwa Zement) genutzt werden.

Folgen

Wenn nachhaltiger Elektrolysewasserstoff im chemischen Industriebetrieb eingesetzt wird,

- > dann werden deutlich höhere Strommengen benötigt als bisher.
- > dann ist eine technische Integration meist problemlos möglich. Nur in der Ammoniakherstellung muss eine Neukonzipierung der Anlagen erfolgen, um Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse zu integrieren.
- > dann muss mehr Wasserstoff über Importe bereitgestellt werden, da die inländische Produktion nicht ausreicht.

Wenn Wasserstoff über Methanpyrolyse erzeugt wird,

- > dann müssen nachhaltige Verwendungszwecke für den anfallenden Kohlenstoff gefunden oder dieser deponiert werden.

Wenn Biomasse stofflich genutzt werden soll,

- > dann müssen Nutzungskonkurrenzen berücksichtigt werden.

Ökonomische Aspekte

Fossiler Wasserstoff ist aktuell ein wichtiger Bestandteil für die Erzeugung von beispielsweise Ammoniak oder Methanol. Beides sind Produkte mit hoher Bedeutung für die chemische Industrie. Aktuell führt ein hoher Erdgaspreis aufgrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine dazu, dass die Produktion von Ammoniak an einigen Standorten heruntergefahren beziehungsweise komplett gestoppt wird. Daher besteht ein großes wirtschaftliches Interesse an einem Ersatz des fossilen Rohstoffs. Allerdings wird es beispielsweise für die Ammoniakproduktion auf Basis von Wasserelektrolyse gegenüber der fossilen Erdgasroute noch bis nach 2040 dauern, bis eine Kostenparität selbst auf Basis der Vor-Kriegs-Preise (Angriffskrieg auf die Ukraine) erreicht wird.^[1]

Versorgungssicherheit

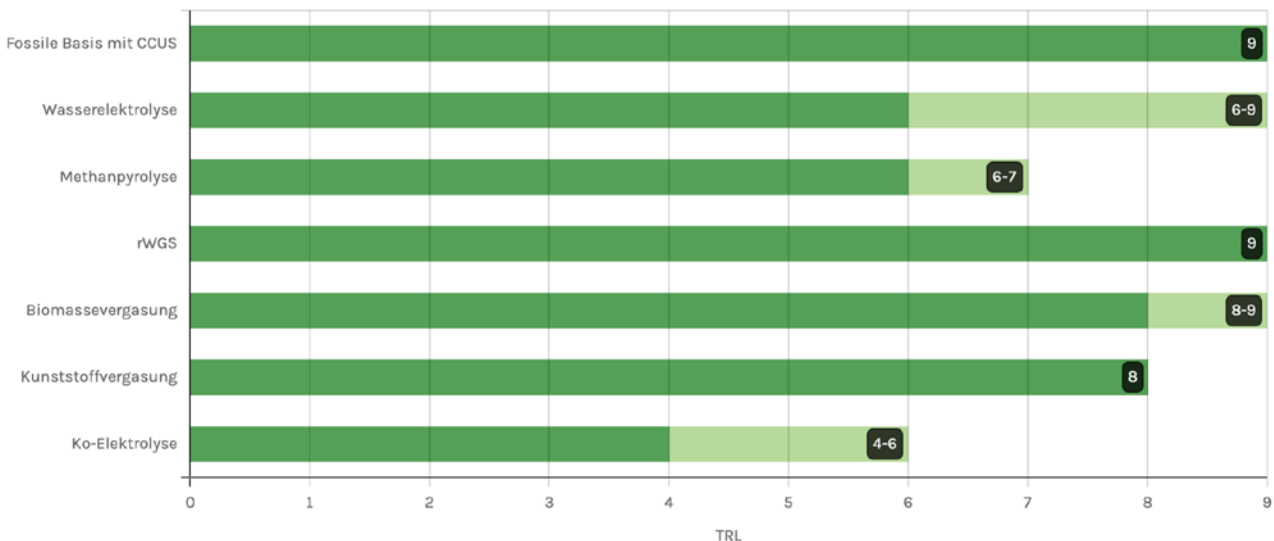
Im Rahmen vieler Studien werden alternative Prozesswege zu den konventionellen fossilen Routen aufgezeigt, die Wasserstoff oder Synthesegas benötigen, beispielsweise Fischer-Tropsch Synthese oder Methanol-to-X Routen. Daher ist die Defossilisierung der Wasserstoff- und Synthesegaserzeugung elementar für die Resilienz und Versorgungssicherheit der H₂-Wirtschaft, wenn Deutschland zumindest einen Teil der Rohstoffbasis weiter selbst erzeugen möchte.

Technologiereifegrad

- › Fossile Wasserstofferzeugung inklusive CO₂-Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS): TRL 9, da industriell eingesetzt.
- › Wasserstofferzeugung über Wasserelektrolyse: Einige Technologien werden bereits mit TRL 9 eingestuft oder werden es zeitnah erreichen, beispielsweise die alkalische Elektrolyse (AEL) oder Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEM).^{[1][6]}
- › Wasserstofferzeugung über Methanpyrolyse: Die Methanpyrolyse wird mit einem TRL 6–7^{[35][36]} eingestuft und eine Einsatzreife wird zwischen 2030^[36] und 2040^[1] erwartet.
- › reverse Wassergas-Shift(rWGS)-Reaktion zur Synthesegaserzeugung: Die rWGS-Reaktion besitzt die nötige Technologiereife, um im industriellen Umfeld eingesetzt zu werden. Daher wird sie mit TRL 9 eingestuft.^[37]
- › Vergasung von Biomasse zur Synthesegaserzeugung: Das Erreichen eines TRL 9 wird bis 2025 erwartet.^[1]
- › Vergasung von Kunststoffabfällen zur Synthesegaserzeugung: Das Erreichen eines TRL 9 wird bis 2030 erwartet.^[1]
- › Ko-Elektrolyse zur Synthesegaserzeugung: Das TRL befindet sich aktuell auf einem mittleren Niveau (TRL 4 bis 6).^[30]
- › Alternative Technologien, etwa Solarthermochemie oder Photokatalyse: Ausreichende technologische Reifen (TRL 9) werden erst in 15 Jahren erwartet.^[1]

TRL

für verschiedene Wasserstoff- und Synthesegaserzeugungstechnologien



Wasserstoffbedarfe

Die aktuellen Wasserstoffbedarfe der chemischen Industrie liegen bei etwa 37 Terawattstunden (1,1 Millionen Tonnen) und werden auch zukünftig gedeckt werden müssen. Perspektivisch wird insbesondere durch die CO₂-basierte Synthesegas-erzeugung eine Steigerung des Wasserstoffbedarfs folgen.

Minderungspotential

Die chemische Industrie verantwortet direkte Prozessemissionen und energetische Emissionen (Scope 1) von etwa 33 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr.

Perspektivisch führt eine Wasserstoffherzeugung über Elektrolyse zu einem Wegfall der rohstoffbedingten und prozessbedingten CO₂-Emissionen – unter der Annahme, dass der Strommix weiter auf erneuerbare Energien umgestellt wird. Für die Synthesegas-erzeugung können darüber hinaus bilanziell negative CO₂-Emissionen generiert werden, wenn CO₂ aus der Atmosphäre abgeschieden wird (beispielsweise über Direct Air Capture) und mit entsprechendem Elektrolysewasserstoff umgesetzt wird (und am Ende keine energetische Verwertung des Produkts erfolgt). Aber auch hier steht und fällt die Emissionsreduktion mit der Defossilisierung des Stromsystems.

Akteur*innen

> Chemische Industrie

RELEVANTE PROJEKTE

- > Kopernikus P2X: unter anderem Forschung an Elektrolyse und Ko-Elektrolyse
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/>
- > H₂Giga: unter anderem Skalierung der Elektrolyseherstellung
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2giga>
- > CO₂-WIN Konsortium, beispielsweise
die Projekte PlasCO₂ oder HTCoEL für die Synthesegas-erzeugung
<https://co2-utilization.net/de/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.



MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringerung

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber den konventionellen Standardprozessen (Benchmarks) oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert und somit die Markteinführung der alternativen Produkte unterstützt werden.

Methanol

Methanol ist eine wichtige Chemikalie, die im großen Maßstab erzeugt wird. Im Jahr 2021 wurden allein in Deutschland etwa 1,36 Millionen Tonnen Methanol hergestellt.^[3] Methanol wird eine wichtige Rolle im Zusammenhang mit der Defossilisierung der chemischen Industrie, aber auch der Raffinerien beigemessen, da es als Plattformchemikalie in unterschiedlichen Prozessen fossile Rohstoffe ersetzen kann (Methanol-to-Olefines / Methanol-to-Aromatics / Methanol-to-Gasoline / Methanol-to-Jet).

Die Methanolsynthese erfolgt aus einem Synthesegas (CO+H₂), das heute noch aus fossilen Rohstoffen erzeugt wird (etwa Erdgas oder Schweröl), in Zukunft aber defossilisiert werden muss.

Zur Substitution der Schweröl- oder Erdgas-basierten Synthesegaserzeugung bieten sich verschiedene Möglichkeiten an, beispielsweise die Vergasung von Biomasse oder Kunststoffen, Ko-Elektrolyse oder CO₂-neutraler/erneuerbarer Wasserstoff für die reverse Wassergas-Shift(rWGS)-Reaktion mit abgeschiedenem CO₂. Im Folgenden wird auf die rWGS-basierte alternative Methanolerzeugung eingegangen. Die anderen Optionen werden als alternativen Synthesegaserzeugung beschrieben.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



> Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- › Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- › Ausreichende Mengen an Wasserstoff und CO₂ für die eigene Erzeugung müssen vorhanden sein.
- › Bestehende Methanolproduktionsanlagen müssen entsprechend umgerüstet oder neue Produktionsanlagen aufgebaut werden.
- › Die Technologiereife für einen industriellen Einsatz von komplett integrierten, elektrolysebasierten Anlagen muss erreicht werden.

Folgen

- Wenn die Methanolerzeugung auf Grundlage der Wasserelektrolyse betrieben wird,
- › dann werden für die Bereitstellung des Elektrolysewasserstoffs hohe Strombedarfe anfallen.

Ökonomische Aspekte

Laut Studien werden die Kosten für die konventionelle Methanolerzeugung aktuell mit etwa 400 Euro pro Tonne Methanol eingepreist.^{[1] [65]} Im Vergleich dazu werden elektrolysebasierte Anlagen mit etwa 200 Euro pro Tonne Methanol zuzüglich der Investitionskosten für Elektrolyseure von aktuell etwa 8.000 Euro pro Tonne Wasserstoff, dies entspricht etwa 1.500 Euro pro Kilowatt, veranschlagt. Zusätzlich wurde die Annahme einer linearen Kostendegression bis 2050 auf 2.000 Euro pro Tonne getroffen.^[1] Unter Berücksichtigung der Betriebskosten (fünf Prozent der Investitionskosten) würde sich eine Kostenparität gegenüber bestehenden, konventionellen Methanol-erzeugungsanlagen (erdgasbasiert) unter diesen Annahmen erst ab 2048 einstellen.^[1]

Auch in ^[64] wurden die Methanolerzeugungskosten auf Basis von Elektrolysewasserstoff abgeschätzt. Bei Strompreisen für erneuerbare Energien von 1 bis 5 Cent pro Kilowattstunde und Betriebsstunden zwischen 3.000 und 7.000 Stunden pro Jahr belaufen sich die Methanolerzeugungskosten auf 290 bis etwa 830 Euro pro Tonne Methanol (5,20 - 14,75 Cent pro Kilowattstunde) unter Verwendung von CO₂ aus einer Punktquelle.^[64] Beim Einsatz von CO₂, welches beispielsweise aus der Luft abgeschieden wird, könnten die Kosten sogar auf bis zu 1.740 Euro pro Tonne Methanol (31 Cent pro Kilowattstunde) steigen.^[67]

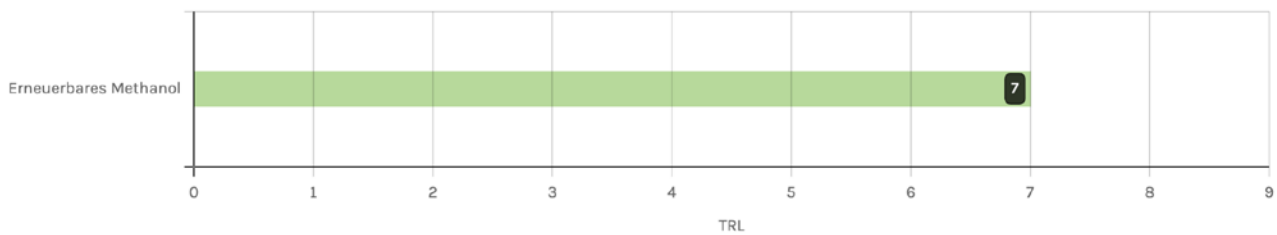
Versorgungssicherheit

Methanol ist eine wichtige Plattformchemikalie, deren Nachfrage durch zusätzliche Anwendungen voraussichtlich noch weiter steigen wird, beispielsweise durch Methanol-to-Olefines-Prozesse. Dadurch spielt die Methanolerzeugung eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit in Deutschland. Als flüssige Grundchemikalie lässt sich Methanol zudem gut transportieren und kommt somit auch als Importprodukt infrage. Durch den Ersatz fossiler Rohstoffe kann der Einsatz von Methanol als Plattformchemikalie zu einer Resilienz beitragen.

Technologiereifegrad

TRL

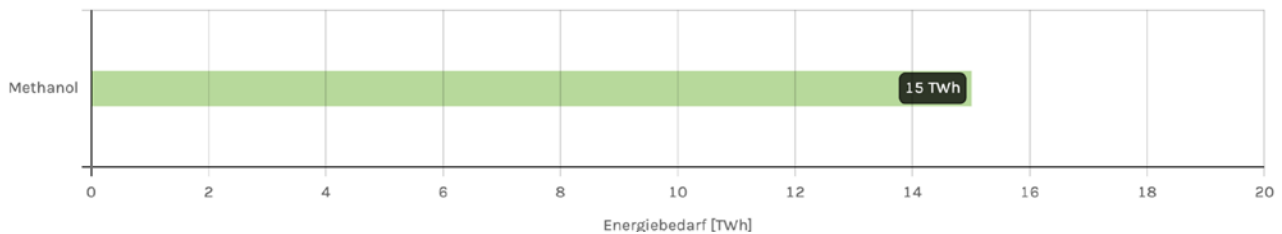
für elektrolysewasserstoffbasierte Erzeugung Methanols. Die einzelnen Prozessschritte sind industriell verfügbar. Das TRL der elektrolysewasserstoffbasierten Methanolerzeugung wird mit 7 angegeben.^[64] Das Erreichen eines TRL 9 wird bis 2030/2035 angenommen.^{[1],[6]}



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in TWh

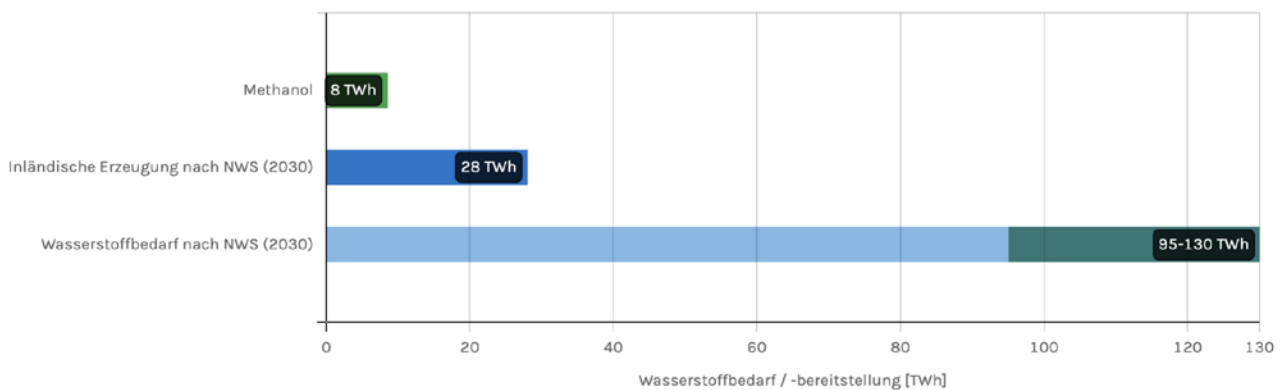
Der Gesamtenergiebedarf des Prozesses wird mit 11 Megawattstunden pro Tonne Methanol angegeben. Die Wasserelektrolyse macht dabei etwa 85% des Energiebedarfs aus.^[1] Für 1,36 Millionen Tonnen Methanol, die aktuell in Deutschland hergestellt werden, entspräche dies einem Energiebedarf von 15 Terawattstunden.



Wasserstoffbedarfe

Wasserstoffbedarf für die Methanolproduktion in Terawattstunden

und Vergleich mit Wasserstoffbedarfen für die Produktion anderer Grundchemikalien, den nationalen Wasserstoffbedarfen sowie Erzeugungskapazitäten. Die H₂-Bedarfe für Methanol entsprechen dem stöchiometrischen Bedarf auf Basis der aktuellen, deutschen Produktionsmengen.



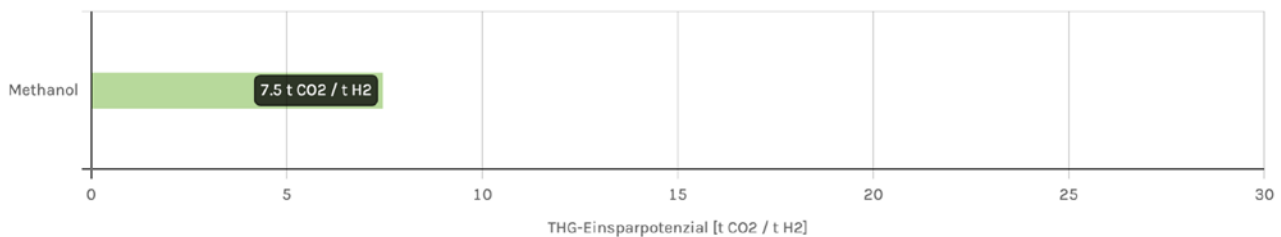
Der stöchiometrische Wasserstoffbedarf für die Methanolerzeugung beträgt 187,5 Kilogramm Wasserstoff pro Tonne Methanol. Für die Erzeugung der Methanolmenge in Deutschland, basierend auf den Werten von 2021 (1,36 Millionen Tonnen), würden somit etwa 0,255 Millionen Tonnen Wasserstoff (8,5 Terawattstunden) benötigt. Dies entspricht einem Strombedarf von etwa 12,1 Terawattstunden bezogen auf den Heizwert bei einer angenommenen Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent.

Zusätzlich bedarf es für die Umstellung auf Wasserelektrolyse auch CO₂-Quellen. Hier fällt ein stöchiometrischer CO₂-Bedarf von 1,37 Tonnen CO₂ pro Tonne Methanol an.^[1] Bei einer vollständigen Umstellung bezogen auf die Methanolmenge von 2021 entspricht dies einem CO₂-Bedarf von 1,86 Millionen Tonnen.

Minderungspotential

Treibhausgas-minderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Durch den Einsatz einer Tonne H₂ könnten stöchiometrisch 7,45 Tonnen CO₂ (entspricht 0,22 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂) bei der Methanolerzeugung eingespart werden. Dabei wurden Prozessemissionen der konventionellen Methanolsynthese (erdgasbasiert) in Höhe von 1,397 Tonnen CO₂ pro Tonne Methanol berücksichtigt.^[1]



Unter Annahme einer vollständigen Implementierung der Wasserelektrolysebasierten Methanolerzeugung sowie eines defossilisierten Strommixes könnten Einsparungen von 2,23 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr erreicht werden.^[1]

Akteur*innen

- > Chemische Industrie
- > Raffinerien

RELEVANTE PROJEKTE

- > Carbon2Chem®
<https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/carbon2chem.php>



MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.

MASSNAHME

> Kosten- und Risikoverringerung

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber den konventionellen Standardprozessen (Benchmarks) oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert und somit die Markteinführung der alternativen Produkte unterstützt werden.

Handlungsoptionen Ersatz fossiler Rohstoffe

Olefine/Methanol-to-Olefines

Olefine sind Kohlenwasserstoffe, etwa Ethylen oder Propylen, die unter anderem wichtige Ausgangsstoffe für die Kunststoffherzeugung sind. Im Jahr 2021 wurden in Deutschland etwa 5,19 Millionen Tonnen Ethylen und 3,55 Millionen Tonnen Propylen über Steamcracking aus fossilem Naphtha erzeugt.^[3]

Methanol-to-X Prozesse sind eine Möglichkeit, fossile Rohstoffe zu ersetzen. Das Konzept basiert auf dem Prozess der Firma Mobil. Hierbei wird Methanol, idealerweise klimafreundlich über Wasserstoff und CO₂ erzeugt, zu verschiedenen Produkten umgesetzt, zum Beispiel Kraftstofffraktionen oder Aromaten. Ausschlaggebend sind hierfür die Wahl des Katalysators sowie die Prozessbedingungen. Über Methanol-to-Olefines-Prozesse (MtO) können Olefine wie Propylen oder eine Ethylen/Propylen-Mischung erzeugt werden.^{[1][20][21][24]}

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



› Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- › Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- › Methanol muss in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen.
- › Ein Aufbau von Infrastrukturen (Versorgung mit CO₂ und H₂ sowie Strom) sowie Produktionsanlagen muss erfolgen.

Vorteile

- › Die MtO-Route ist im Gegensatz zur klassischen Erzeugung von Olefinen unabhängig von einem chemischen Industriestandort mit Cracker, somit also lokal ungebunden und kann an logistisch günstigen und ressourcenreichen (Strom, CO₂, Wasser) Standorten errichtet werden.
- › Die Erzeugung von stark nachgefragten Olefinen wie Propylen oder Ethylen/Propylen ist fossilfrei über MtO-Prozesse möglich.
- › MtO ist eine ausgereifte Technologie, die industriell bereits erprobt ist. MtO steht damit bereits als Alternative zur Cracker-Route zur Verfügung.



Nachteile

- › Es sind Nutzungskonkurrenzen von Methanolanwendungen bei begrenzter Methanolverfügbarkeit möglich, beispielsweise zwischen den Methanol-to-X Routen.
- › Es besteht die Gefahr der Abwanderung von nationalen Methanol-Produktionskapazitäten an Orte mit besseren Standortbedingungen.
- › Über MtO ist Ethylen aktuell nur als Gemisch mit Propylen verfügbar. Dadurch fällt ein zusätzlicher Energieaufwand bei der Aufreinigung des Ethylen-/Propylen-Gemisches an.

Folgen

Wenn MtO-Prozesse eingesetzt werden,

- › dann werden die Methanolbedarfe deutlich steigen.
- › dann kann es zu einer Verlagerung der Methanolproduktion an Orte mit guten Standortbedingungen kommen, wodurch neue Wertschöpfungsketten entstehen könnten.
- › dann kann Methanol aus dem Ausland importiert und in Deutschland veredelt werden. Dadurch kann die energieintensive Methanolerzeugung an Sweetspots mit guten Standortbedingungen ausgelagert werden.

Ökonomische Aspekte

Im Jahr 2021 wurden in Deutschland 5,19 Millionen Tonnen Ethylen und 3,55 Millionen Tonnen Propylen erzeugt.^[3] Im Jahr 2019 wurden Ethylen für etwa 1.000 Euro pro Tonne und Propylen für 915 Euro pro Tonne gehandelt.^[31] Der Preis ist insbesondere abhängig vom Rohölpreis und der Nachfrage. Allein in Deutschland beträgt das Marktvolumen etwa 8,5 Milliarden Euro.

In Abhängigkeit der Erzeugungskosten für Methanol (300 bis 650 Euro pro Tonne Methanol) ergeben sich Produktionskosten von 680 bis 1450 Euro pro Tonne Ethylen oder Propylen über MtO.^[64] Im Vergleich hierzu werden die Kosten der konventionellen Naphtha-Aufarbeitung zur Erzeugung von Olefinen mit 816 Euro pro Tonne Ethylen/Propylen angegeben.^[65]

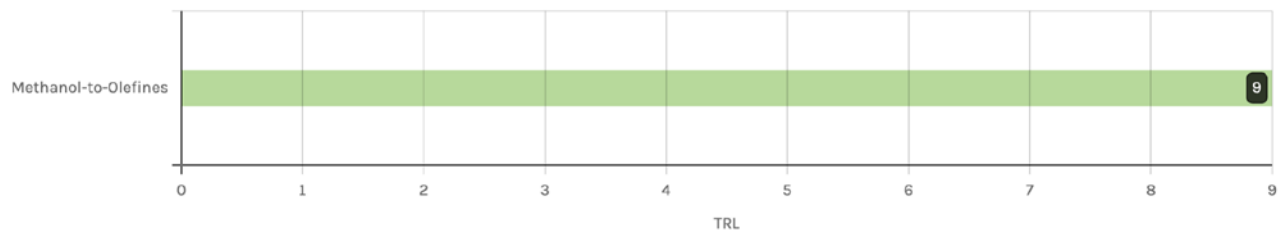
Versorgungssicherheit

Olefine spielen eine wesentliche Rolle als Ausgangsstoffe in der chemischen Industrie und sind daher aus dieser nicht wegzudenken. Insbesondere die Polymerindustrie ist auf die Verfügbarkeit von Ethylen oder Propylen angewiesen. Die Erzeugnisse der Polymerindustrie sind wiederum wichtige Komponenten in anderen Industrien, beispielsweise Kunststoffe in der Automobilindustrie. Daher spielen MtO-Prozesse eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit in Deutschland.

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für die Methanol-to-Olefine-Route ist 9, da sie bspw. in China auf Basis von Synthesegas aus der Kohlevergasung bereits großindustriell eingesetzt wird.



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in TWh

Der Energiebedarf der MtO-Prozesskette liegt bei 26,5 MWh / t. Der Energieaufwand der MtO-Reaktion macht dabei nur etwa 1,4 Megawattstunden pro Tonne Olefine aus.^{[1][64]} Für 8,74 Millionen Tonnen Ethylen und Propylen, die aktuell in Deutschland hergestellt werden, entspräche dies einem Energiebedarf von 232 Terawattstunden für die rein MtO-basierten Prozessketten.



Wasserstoffbedarfe

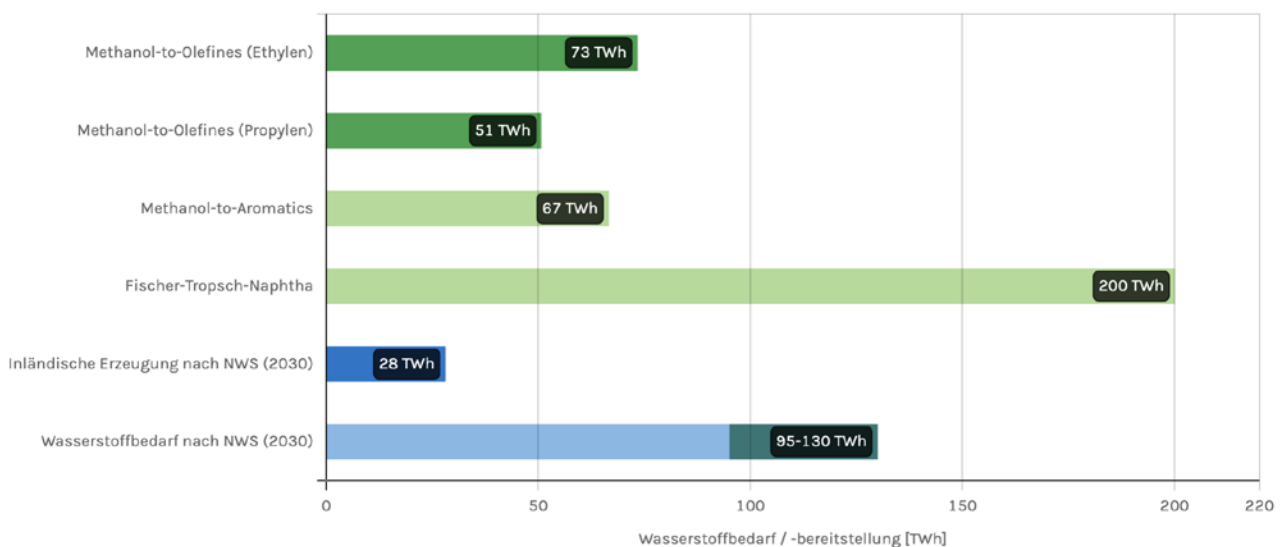
Die Berechnungen erfolgen unter der Annahme, dass die aktuellen Bedarfe an Ethylen oder Propylen rein über MtO-Prozesse bereitgestellt werden und dass es sich um stöchiometrische Umsetzungen handelt. Zusätzlich wird angenommen, dass sämtliches Methanol ausgehend von CO₂ und Elektrolysewasserstoff bereitgestellt wird. Der Wasserstoffbedarf ergibt sich somit aus der Menge Methanol, welche eingesetzt wird, um Ethylen oder Propylen herzustellen.

Unter diesen Annahmen würden etwa 2,2 Millionen Tonnen H₂ (etwa 73,3 Terawattstunden bezogen auf den Heizwert) für die Erzeugung der 5,19 Millionen Tonnen Ethylen anfallen. Dies entspräche einem Strombedarf von 105,8 Terawattstunden unter Annahme einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent.

Für die Erzeugung der 3,55 Millionen Tonnen Propylen im Rahmen der MtO-Prozesse würden stöchiometrisch 1,52 Millionen Tonnen H₂ (50,6 Terawattstunden bezogen auf den Heizwert) anfallen. Dies entspräche einem Strombedarf von 72,4 Terawattstunden unter Annahme einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent.

Wasserstoffbedarf für die Olefinproduktion in Terawattstunden

im Vergleich mit anderen Technologien zum Ersatz fossiler Rohstoffe sowie mit nationalen Wasserstoffbedarfen und Erzeugungskapazitäten. In die Abschätzung der H₂-Bedarfe für die einzelnen Technologien sind unterschiedliche Annahmen eingeflossen: Der berechnete H₂-Bedarf für Naphtha entspricht der Wasserstoffmenge, die benötigt werden würde, wenn die aktuellen Bedarfe an Naphtha über Fischer-Tropsch-Synthese bereitgestellt würden. Im Gegensatz hierzu entspricht der Wasserstoffbedarf der Optionen Olefine (Methanol-to-Olefines) und Aromaten (Methanol-to-Aromatics) dem stöchiometrischen Wasserstoffbedarf, der anfallen würde, wenn die Produktion bestimmter Olefine (Ethylen/Propylen) und Aromaten (Benzol, Toluol und Xylol) komplett auf die Methanol-basierte Produktion umgestellt werden würde. Daher sind die H₂-Bedarfe für FT-Naphtha und die Methanol-basierten Routen als Maximalwerte zu verstehen, deren Höhe in Abhängigkeit des Einsatzes der jeweils anderen Route abnehmen kann.



Minderungspotential

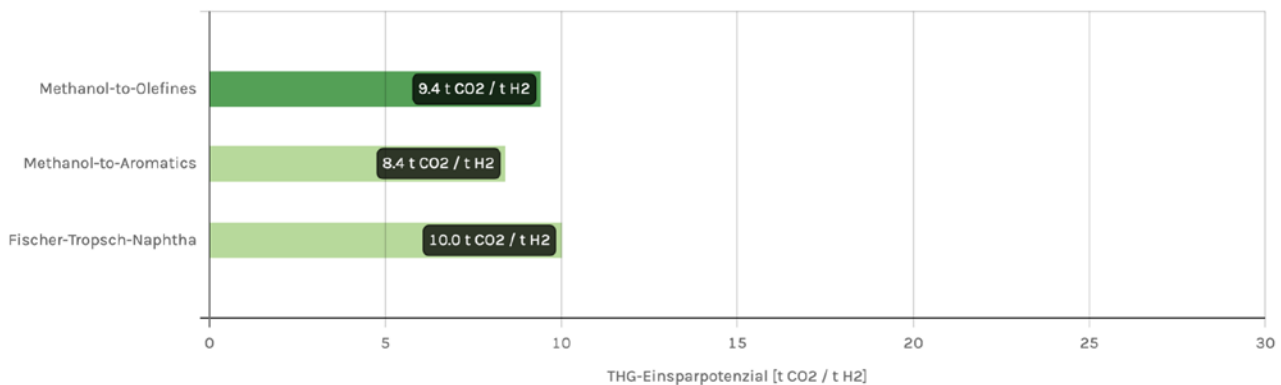
Im klassischen Prozess über Steamcracking von fossilem Naphtha fallen prozessbedingt 0,87 Tonnen CO₂ pro Tonne High-Value Chemical (HVC) an.^[1] Ethylen und Propylen verursachen daher gemeinschaftlich etwa 7,6 Millionen Tonnen prozessbedingte CO₂-Emissionen pro Jahr.

Durch den Einsatz der MtO-Route kann das Steamcracken von Naphtha im thermischen/elektrischen Cracker zur Bereitstellung von Olefinen vermieden werden. Zusätzlich erfolgt eine Einsparung durch den Einsatz von CO₂ als Ausgangsstoff für die Methanolerzeugung.

Das Minderungspotential, unter Annahme eines erneuerbaren Wasserstoffs und abgeschiedenen CO₂ aus der Luft, beläuft sich auf bis zu 9,4 Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff (entspricht 0,28 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂), wenn am Lebensende keine Verbrennung der Olefine erfolgt.

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Durch den Einsatz der MtO-Route kann das Steamcracken von Naphtha im thermischen/elektrischen Cracker zur Bereitstellung von Olefinen vermieden werden. Zusätzlich erfolgt eine Einsparung durch den Einsatz von CO₂ als Ausgangsstoff für die Methanolerzeugung. Das Minderungspotenzial, unter Annahme eines erneuerbaren Wasserstoffs und abgeschiedenen CO₂ aus der Luft, beläuft sich auf bis zu 9,4 Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff (entspricht 0,28 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂), wenn am Lebensende keine Verbrennung der Olefine erfolgt.



Akteur*innen

- > Chemische Industrie
- > Raffinerien

RELEVANTE PROJEKTE

- > Carbon2Chem®
<https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/carbon2chem.php>
- > ProMet: Einstufige Direktsynthese von Methanol aus CO₂ und H₂ mittels Elektrolyse, um Methanol im Methanol-to-Propylen Prozess einzusetzen.
<https://co2-utilization.net/de/projekte/elektro-und-photokatalyse/promet/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.



MASSNAHME

> Kostenverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

Aromaten / Methanol-to-Aromatics

Aromatische Kohlenwasserstoffe werden beispielsweise als Bestandteile von Polymeren oder als Inhaltsstoffe von Kosmetika eingesetzt. Die bekanntesten Vertreter sind Benzol, Toluol und Xylol (auch bekannt als BTX). In Deutschland werden jährlich etwa 1,58 Millionen Tonnen Benzol, 0,57 Millionen Tonnen Toluol (beide Stand 2021) und 0,39 Millionen Tonnen Xylol (Stand 2019) über katalytisches Reforming von fossilen Naphthafraktionen erzeugt.^{[3][23]}

Methanol-to-X Prozesse sind eine Möglichkeit, fossile Rohstoffe zu ersetzen. Das Konzept basiert auf dem Prozess der Firma Mobil. Hierbei wird Methanol – idealerweise klimafreundlich über Wasserstoff und CO₂ – erzeugt, zu verschiedenen Produkten umgesetzt, zum Beispiel Kraftstofffraktionen oder Olefinen. Ausschlaggebend sind hierfür die Wahl des Katalysators sowie die Prozessbedingungen. Über Methanol-to-Aromatics-Prozesse (MtA) können Aromaten erzeugt werden.^{[1][20][21][22][24]} Die Ausbeute an BTX über MtA liegt aktuell bei bis zu 56 Prozent. Dies ergibt sich aus der Umsetzung des Methanols von 90 bis 100 Prozent und einer Ausbeute an Aromaten von 60 bis 70 Prozent. Davon machen BTX etwa 80 Prozent aus.^{[1][64]}

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



> Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- > Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- > Methanol muss in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen.
- > Ein Aufbau von Infrastrukturen (Versorgung mit CO₂ und H₂ sowie Strom) sowie Produktionsanlagen muss erfolgen.
- > MtA muss technologisch ausgereift sein.



Vorteile

- › Über MtA können Aromaten bei gleichzeitiger Substitution von fossilem Naphtha hergestellt werden.
- › Es ergibt sich ein CO₂-Minderungspotenzial durch die Vermeidung energetischer Emissionen beim Cracking sowie Einsparungen durch die Verwendung von CO₂ als Rohstoff anstelle einer fossilen Kohlenstoffquelle.
- › Es ist keine Bindung der Produktionsanlage an vorhandene Verbundstrukturen mit einem Steamcracker zur Aufarbeitung des Naphthas nötig.

Nachteile

- › Es sind Nutzungskonkurrenzen von Methanolanwendungen bei begrenzter Methanolverfügbarkeit möglich, beispielsweise zwischen den Methanol-to-X-Routen.

Folgen

Wenn MtA eingesetzt wird,

- › dann werden hohe Strombedarfe anfallen, um die nötigen Wasserstoffmengen für eine nachhaltige Methanolproduktion bereitzustellen.
- › dann kann die Aromatenherstellung defossilisiert werden, da sie unter anderem ohne fossiles Naphtha auskommt
- › dann kann Methanol aus dem Ausland importiert und in Deutschland veredelt werden. Dadurch kann die energieintensive Methanolerzeugung an Erzeugungsorte mit guten Standortbedingungen ausgelagert werden.

Ökonomische Aspekte

Aromaten zählen zu den High-Value Chemical (HVC). In 2019 wurde Benzol zu einem Preis von etwa 615 Euro pro Tonne, Xylol von etwa 850 Euro pro Tonne (beide Stand 2019) und Toluol von etwa 500 Euro pro Tonne (Stand 2021) gehandelt.^[31] Somit ergibt sich ein Marktvolumen für BTX von ungefähr 1,6 Milliarden Euro allein in Deutschland.

In Abhängigkeit der Erzeugungskosten für Methanol (300 bis 650 Euro pro Tonne Methanol) ergeben sich Produktionskosten von 1.300 bis 2.800 Euro pro Tonne BTX über MtA. Im Vergleich zur konventionellen, fossilbasierten Erzeugung liegen die Kosten der BTX-Produktion über MtA bis zu einem Faktor 3 darüber.^[64]

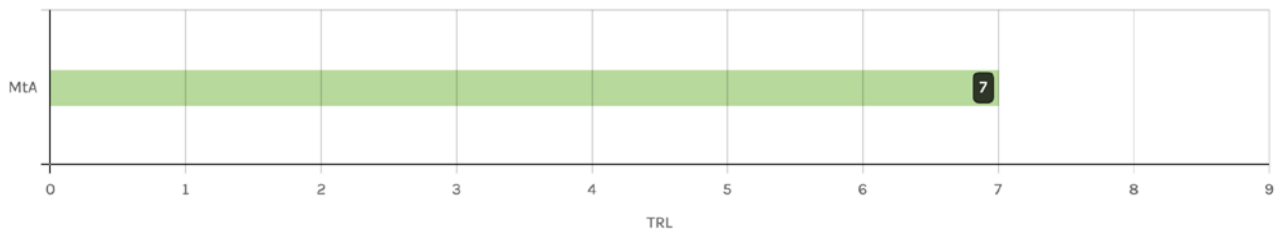
Versorgungssicherheit

Aromaten haben aufgrund ihrer Eigenschaften vielfältige Anwendungszwecke unter anderem als Lösemittel, in Kunst- und Klebstoffen sowie Lacken, in Polymeren und als Komponenten von Kraftstoffen.

Technologiereifegrad

TRL

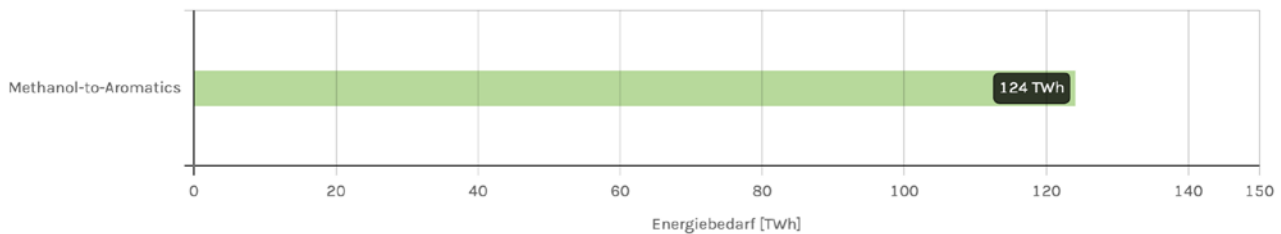
Der Technologiereifegrad für die Methanol-to-Aromatics-Route liegt bei 7.^[1] Es wird erwartet, dass ein TRL von 9 bis 2030 erreicht wird.^[12]



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in TWh

Der Energiebedarf der gesamten Prozesskette über MtA wird mit 48,9 Megawattstunden pro Tonne Aromaten angegeben.^[1] Davon entfallen nur etwa 1,4 Megawattstunden pro Tonne BTX auf den MtA-Prozess. Der restliche Energiebedarf entfällt auf die Methanolerzeugung.^[64] Bezogen auf die heutigen Bedarfe an BTX ergäbe sich somit ein Gesamtenergiebedarf von etwa 124 Terawattstunden bei einer reinen Umstellung der BTX-Produktion auf MtA.

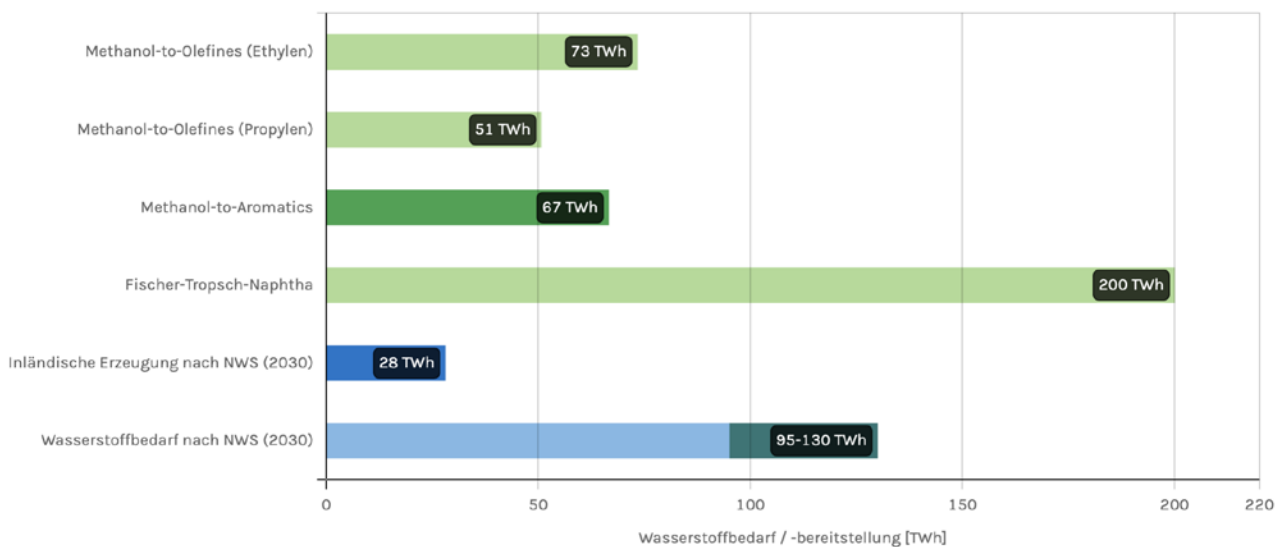


Wasserstoffbedarfe

Die Wasserstoffbedarfe für die Erzeugung von Aromaten aus Methanol ergeben sich aus der Menge an Methanol, die für den MtA-Prozess benötigt wird. Stöchiometrisch werden etwa 4,3 Tonnen Methanol je Tonne Aromaten benötigt.^[1] Bei Annahme einer vollständigen Bedienung der bestehenden Erzeugungsmengen für BTX (circa 2,5 Millionen Tonnen) ergibt sich somit ein Wasserstoffbedarf von etwa 2 Millionen Tonnen (66,6 Terawattstunden). Dies entspricht einem Strombedarf von etwa 97,5 Terawattstunden bezogen auf den Heizwert und unter Berücksichtigung einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent.

Wasserstoffbedarf für die Aromatenproduktion in Terawattstunden

im Vergleich mit anderen Technologien zum Ersatz fossiler Rohstoffe sowie mit nationalen Wasserstoffbedarfen und Erzeugungskapazitäten. In die Abschätzung der H₂-Bedarfe für die einzelnen Technologien sind unterschiedliche Annahmen eingeflossen: Der berechnete H₂-Bedarf für Naphtha entspricht der Wasserstoffmenge, die benötigt werden würde, wenn die aktuellen Bedarfe an Naphtha über Fischer-Tropsch-Synthese bereitgestellt würden. Im Gegensatz hierzu entspricht der Wasserstoffbedarf der Optionen Olefine (Methanol-to-Olefines) und Aromaten (Methanol-to-Aromatics) dem stöchiometrischen Wasserstoffbedarf, der anfallen würde, wenn die Produktion bestimmter Olefine (Ethylen/Propylen) und Aromaten (Benzol, Toluol und Xylol) komplett auf die Methanol-basierte Produktion umgestellt werden würde. Daher sind die H₂-Bedarfe für FT-Naphtha und die Methanol-basierten Routen als Maximalwerte zu verstehen, deren Höhe in Abhängigkeit des Einsatzes der jeweils anderen Route abnehmen kann.

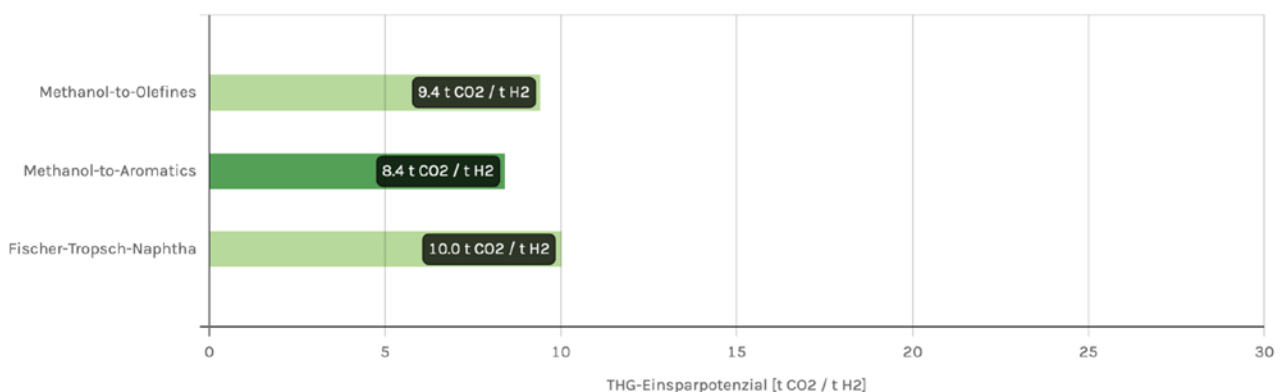


Minderungspotential

In der klassischen Aufarbeitung von Naphtha fallen energetisch 0,87 Tonnen CO₂ je Tonne HVC an.^[1] Basierend auf diesem Wert verursachen Benzol, Toluol und Xylol etwa 2,2 Millionen Tonnen energetische CO₂-Äquivalente pro Jahr.

Treibhausgasemissionsminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Der Einsatz von Wasserstoff zur Erzeugung von Methanol für die Aromatensynthese über MtA kann dazu beitragen, die energetischen Emissionen bei der Naphtha-Aufbereitung zu vermeiden. Hierdurch kann ein Minderungspotenzial von 1,1 Tonnen CO₂ pro Tonne eingesetzter H₂ (0,03 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂) erreicht werden. Werden die erzeugten Aromaten am Lebensende nicht verbrannt, kann zusätzlich ein Minderungspotenzial durch den Einsatz von CO₂ als Ausgangsstoff für die Methanolerzeugung erreicht werden. In diesem Fall könnte das Minderungspotenzial für die MtA-Route auf etwa 8,4 Tonnen CO₂ pro Tonne eingesetzter H₂ (entspricht 0,25 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂) ansteigen, wenn am Lebensende keine Verbrennung der Aromaten erfolgt.



Akteur*innen

- > Chemische Industrie
- > Raffinerien

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.

MASSNAHME

> Kostenverringern für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringern für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

Reverse Wassergas-Shift(rWGS)-Reaktion

Synthesegas, ein Gemisch aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff (CO + H₂), ist ein wichtiger Bestandteil bestehender und zukünftiger chemischer Produktionsketten, beispielsweise in der Methanolerzeugung oder der Fischer-Tropsch-Synthese. Es gibt verschiedene Optionen, Synthesegas (größtenteils) fossilfrei zu erzeugen. Ein wichtiger Bestandteil ist die reverse Wassergas-Shift(rWGS)-Reaktion. Bei dieser erfolgt eine Umsetzung von CO₂ mit Wasserstoff zu einem Synthesegas. Hier wird großes Potenzial für den Einsatz von CO₂-armem/erneuerbarem Wasserstoff gesehen.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- › Erneuerbarer Strom muss in ausreichenden Mengen und zu günstigen Preisen verfügbar sein.
- › Es muss Wasserstoff in ausreichenden Mengen vorhanden sein.
- › Es muss eine CO₂-Quelle vorhanden sein, beispielsweise eine industrielle Punktquelle oder eine Direct-Air-Capture(DAC)-Anlage.
- › Es bedarf entsprechender Infrastruktur (Gas- sowie Stromnetze).

Vorteile

- › Die rWGS-Reaktion ermöglicht die Verwertung von CO₂ als Rohstoff der chemischen Industrie im Rahmen einer Kreislaufwirtschaft.
- › Die rWGS-Reaktion ist industriell etabliert. Daher ist Expertise in der chemischen Industrie vorhanden.

Nachteile

- › Die rWGS-Reaktion läuft bei höheren Temperaturen effizienter ab. Bei Temperaturen zwischen 100 und 700 Grad Celsius ist allerdings Methan (CH₄) das ungewünschte Hauptprodukt. Daher müssen geeignete, teils kostspielige Katalysatoren eingesetzt werden, sodass die Reaktion CO und nicht CH₄ liefert.^[56]

Folgen

Wenn Synthesegas über die rWGS-Reaktion bereitgestellt wird,

- › dann steigt der H₂-Bedarf im Vergleich zu anderen Arten der Synthesegaserzeugung, insbesondere wenn ein verstärkter Umstieg weg von fossilen Rohstoffen erfolgt.

Ökonomische Aspekte

Es gibt vielfältige Möglichkeiten, die rWGS-Reaktion mit verschiedenen ausgestalteten Wertschöpfungsketten zu kombinieren, beispielsweise in der Methanolerzeugung oder Fischer-Tropsch-Synthese. Daher sind spezifische Aussagen schwer zu treffen und hängen vom jeweiligen Anwendungsfall ab. Allerdings wird die Rentabilität der rWGS-Reaktion maßgeblich von der Verfügbarkeit von kostengünstigem Wasserstoff beeinflusst.

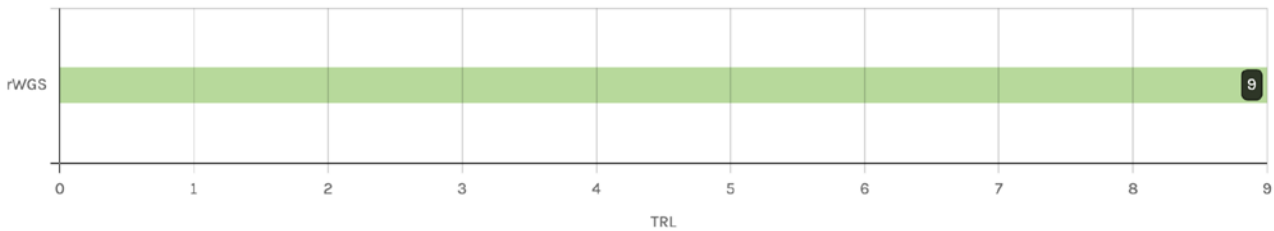
Versorgungssicherheit

Synthesegas ist ein wichtiger Baustein für chemische Prozesse. Dabei hilft die rWGS-Reaktion CO₂ zu verwerten und gleichzeitig fossile Rohstoffe zu substituieren. Daher kann die rWGS-Reaktion einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, insbesondere durch die Ausnutzung heimischer CO₂-Quellen.

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für die Synthesegaserzeugung mittels rWGS-Reaktion beträgt 9.



Wasserstoffbedarfe

Stöchiometrisch können mit einem Kilogramm Wasserstoff 22 Kilogramm CO₂ zu CO reduziert werden.

Minderungspotential

Eine Emissionsreduktion wird durch die Vermeidung fossiler Rohstoffe sowie der Verwertung von CO₂ erreicht, sofern der benötigte Wasserstoff emissionsarm ist. Die Verwendung der aus dem Synthesegas erzeugten Produkte wirkt sich natürlich stark auf das jeweilige Minderungspotenzial aus.

Akteur*innen

> Chemische Industrie

RELEVANTE PROJEKTE

> Kopernikus P2X
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.



MASSNAHME

> Kostenverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen sind mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

Synthetisches Naphtha (Fischer Tropsch)

Fossiles Naphtha (Rohbenzin) ist der wichtigste Rohstoff der chemischen Industrie. Fossiles Naphtha wird, neben anderen Fraktionen wie beispielsweise Diesel oder Benzin, aktuell aus Erdöl in Raffinerieprozessen gewonnen. Ausgehend von Synthesegas (H₂ + CO) wird in der Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) in Abhängigkeit der Prozessparameter oder verwendeten Katalysatoren ein Produktgemisch, das sogenannte FT-Crude, erzeugt.^{[1][9]} Das unbehandelte FT-Crude beinhaltet im Wesentlichen eine Mischung aus Gasen und Chemierohstoffen (Rohbenzin beziehungsweise Naphtha, Kraftstoffe wie Benzin, Diesel und Kerosin sowie Weich- und Hartparaffine, also Öle und Wachse). Für die chemische Industrie ist vor allem die Naphtha-Fraktion von Bedeutung, welche nach Auftrennung und Aufarbeitung des FT-Crudes in die jeweiligen Fraktionen erhalten wird.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



> Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- > Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- > Es bedarf eines weiteren Aufbaus von Infrastrukturen (Gasnetze, beispielsweise für H₂ oder CO₂, aber auch Stromnetze).
- > Synthesegas oder die dafür benötigten CO₂-Quellen müssen in ausreichender Menge zur Verfügung stehen.
- > Es müssen hohe Mengen an H₂ für die Nutzung von rWGS zur Erzeugung des benötigten Synthesegases vorhanden sein. Daher sind Wasserstoffimporte eine notwendige Voraussetzung, da die prognostizierten Wasserstoffbedarfe die inländische Erzeugung signifikant übersteigen werden. Alternativ könnte auch ein Import von FT-Crude, hergestellt in Ländern mit guten Standortbedingungen für erneuerbare Energien, erfolgen.

Vorteile

- › Fossiles Naphtha kann substituiert werden. Damit werden Importabhängigkeiten bei Erdöl reduziert.
- › Die Weiternutzung bestehender Infrastrukturen ist möglich.
- › Die Erzeugung von synthetischem Naphtha bietet Abnahmesicherheit für große Mengen an erneuerbarem H₂ bei Nutzung von rWGS zur Synthesegaserzeugung sowie zur Aufarbeitung des FT-Crudes.
- › FT-Crude kann fossilem Crude beigemischt werden. Dies ermöglicht eine Abnahmegarantie bereits für kleinere Mengen FT-Crude.

Nachteile

- › Im Gegensatz zu fossilem Naphtha ist es nicht sicher, ob Aromaten über synthetisches Naphtha zugänglich sind, und falls ja, in welchen Mengen. Daher können alternative Wege der Aromatenerzeugung nötig werden.
- › Für eine Aufarbeitung von (FT-)Naphtha werden Cracker (thermisch oder elektrisch) benötigt. Daher wird eine Gefahr von Lock-in-Effekten bei der Weiterverwendung thermischer Steamcracker gesehen, denn alternative elektrische Cracker sind aktuell noch nicht industriell verfügbar. Ein Einsatz der elektrischen Cracker in industrieller Größenordnung ist somit noch mit Risiken behaftet.
- › Es ist keine reine Produktion von FT-Naphtha möglich. Es fällt immer nur eine Produktverteilung (FT-Crude) an, die energieintensiv aufgearbeitet werden muss. Dadurch werden oftmals nicht alle Fraktionen verwertet, was im Sinne einer Effizienzmaximierung zu vermeiden ist.

Folgen

Wenn synthetisches Naphtha verwendet wird,

- › dann können bestehende Infrastrukturen (vorübergehend) weitergenutzt werden.
- › dann kann Abnahmesicherheit für große Mengen an Wasserstoff im Rahmen der Erzeugung des FT-Naphthas geboten werden.
- › dann wird der Einsatz elektrischer Cracker eine wichtige Rolle bei der Defossilisierung spielen.

Ökonomische Aspekte

Im Frühjahr 2023 wurde fossiles Naphtha zu einem Preis von etwa 686 US-Dollar pro Tonne (etwa 643 Euro pro Tonne) gehandelt.^[32] Dementsprechend handelt es sich bei den aktuell benötigten Mengen (14,3 Millionen Tonnen) an fossilem Naphtha um Kosten für die chemische Industrie von mehr als 9 Milliarden Euro.

Dabei wird eine Kostenparität von synthetischem Naphtha gegenüber fossilem Naphtha erst weit nach 2050 erreicht. Eine Kostenparität von elektrischen gegenüber fossil betriebenen Crackern (noch nicht abgeschrieben) wird ab 2049 angenommen.^[1]

Beispielhaft wurden von ESYS die Kosten für den Import von FT-Naphtha mit dem Import von Erdöl verglichen. Unter den getroffenen Annahmen war der Wert für FT-Naphtha mehr als doppelt so hoch wie für den Erdölimport (12,5 bis 20 Cent pro Kilowattstunde gegenüber 6 bis 8,5 Cent pro Kilowattstunde).^[59]

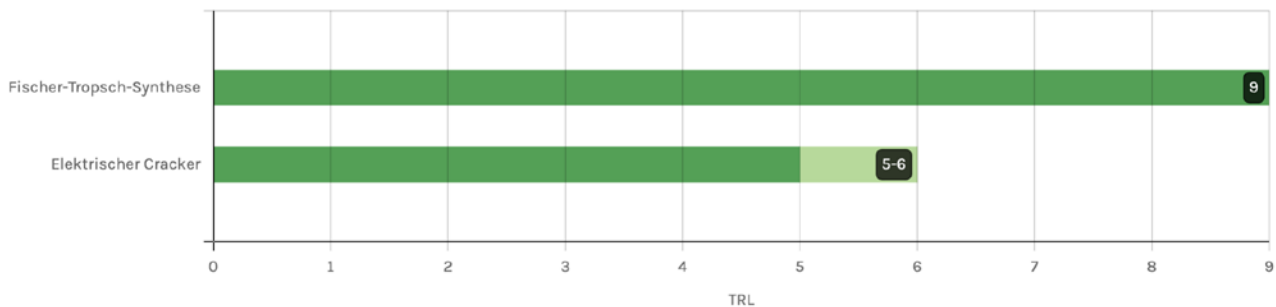
Versorgungssicherheit

(Synthetisches) Naphtha spielt eine elementare Rolle bei der Versorgungssicherheit beziehungsweise Resilienz. Viele chemische Prozessketten sind auf Kohlenstoff-basierte Ausgangsstoffe aus dem Cracken des Naphthas angewiesen, um wichtige Produkte für die Chemie und andere Industriezweige bereitzustellen.

Technologiereifegrad

TRL

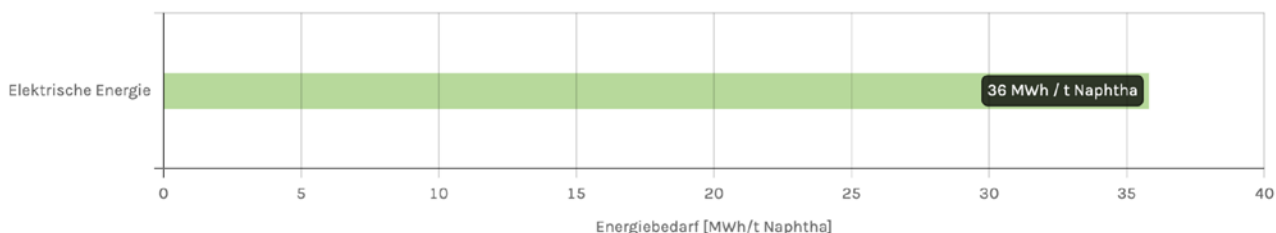
Der Technologiereifegrad für die Fischer-Tropsch-Synthese liegt bei 9,^[1] der für den elektrischen Cracker aktuell bei 5-6, da sich Pilotanlagen aktuell in der Demonstrationsphase befinden.^[27] Ein TRL von 9 wird ab circa 2040 erwartet.^[1]



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in MWh / Tonne Naphtha

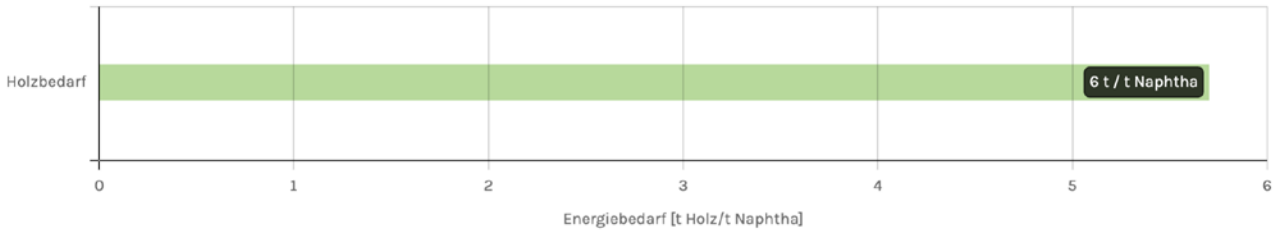
Der Gesamtbedarf an elektrischer Energie für die Fischer-Tropsch-Synthese mit Elektrolysewasserstoff beträgt 35,8 Megawattstunden pro Tonne Naphtha.^[1]



- › Die FT-Synthese mit Elektrolysewasserstoff (Synthesegaserzeugung über reverse Wassergas-Shift-Reaktion) hat einen Gesamtbedarf an elektrischer Energie von 35,8 Megawattstunden pro Tonne Naphtha.^[1]
- › Die Synthesegaserzeugung auf Basis von Holz zur Bereitstellung des Synthesegases benötigt 5,7 Tonnen Holz pro Tonne Naphtha.^[1]

Holzbedarf in Tonnen / Tonne Naphtha

Wird Synthesegas auf Basis von Holz gewonnen, werden 5,7 Tonnen Holz pro Tonne Naphtha benötigt.^[1]

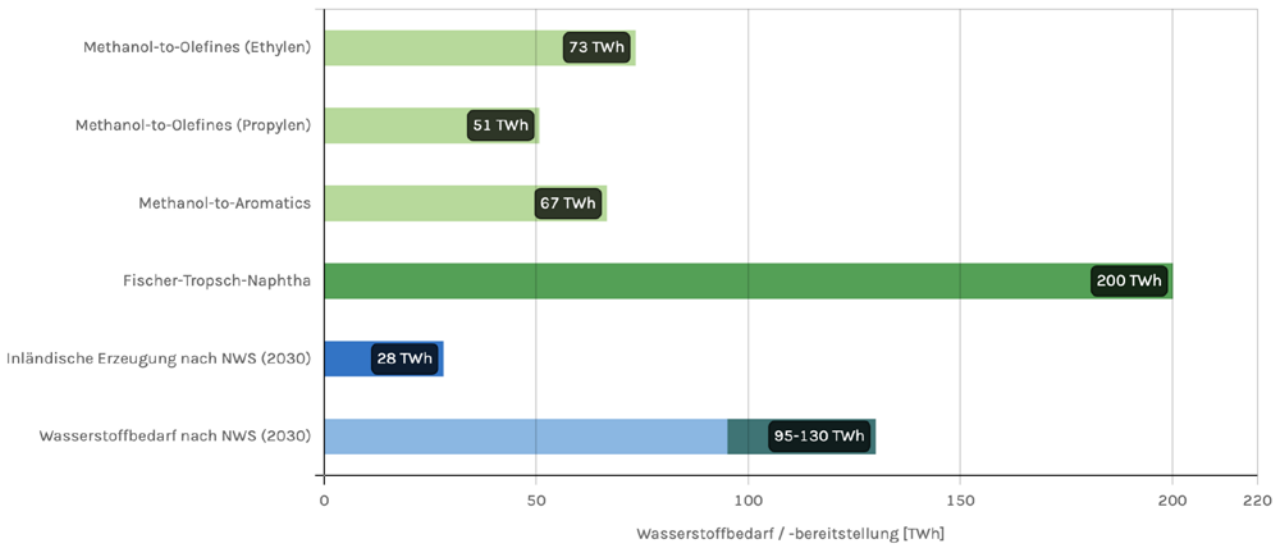


Wasserstoffbedarfe

Falls die aktuellen 14,3 Megatonnen Naphtha rein über Elektrolysewasserstoff und CO₂ ersetzt werden, würde ein Wasserstoffbedarf von etwa 6,12 Megatonnen H₂ (203,8 Terawattstunden) anfallen. Dies entspräche einem Strombedarf von etwa 291,5 Terawattstunden bezogen auf den Heizwert unter Annahme einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent.

Wasserstoffbedarf für die Naphthaproduktion in Terawattstunden

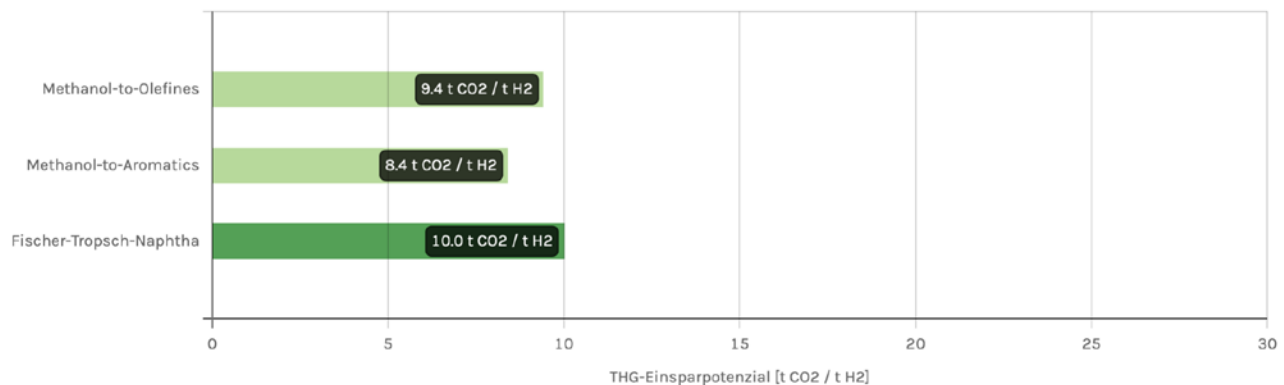
im Vergleich mit anderen Technologien zum Ersatz fossiler Rohstoffe sowie mit nationalen Wasserstoffbedarfen und Erzeugungskapazitäten. In die Abschätzung der H₂-Bedarfe für die einzelnen Technologien sind unterschiedliche Annahmen eingeflossen: Der berechnete H₂-Bedarf für Naphtha entspricht der Wasserstoffmenge, die benötigt werden würde, wenn die aktuellen Bedarfe an Naphtha über Fischer-Tropsch-Synthese bereitgestellt würden. Im Gegensatz hierzu entspricht der Wasserstoffbedarf der Optionen Olefine (Methanol-to-Olefines) und Aromaten (Methanol-to-Aromatics) dem stöchiometrischen Wasserstoffbedarf, der anfallen würde, wenn die Produktion bestimmter Olefine (Ethylen/Propylen) und Aromaten (Benzol, Toluol und Xylol) komplett auf die Methanol-basierte Produktion umgestellt werden würde. Daher sind die H₂-Bedarfe für FT-Naphtha und die Methanol-basierten Routen als Maximalwerte zu verstehen, deren Höhe in Abhängigkeit des Einsatzes der jeweils anderen Route abnehmen kann.



Minderungspotential

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Durch den Einsatz von synthetischem Naphtha können etwa 10 t CO₂ / t H₂ eingespart werden beziehungsweise 0,21 t CO₂ / MWh_{energetisch, LHV}^{[1][13]}



Aktuell resultieren die THG-Emissionen bei der Spaltung von Naphtha in fossil befeuerten Steamcracker aus den energetischen Emissionen (laut^[1] 0,87 Tonnen CO₂ pro Tonne HVC; Scope 1) sowie dem fossilen Kohlenstoffanteil in den Produkten (Scope 3). Überschlagen sind die High Value Chemicals (HVCs) Ethylen, Propylen, Benzol, Toluol und Xylol damit gemeinsam für etwa 9,8 Millionen Tonnen prozessbedingte CO₂-Emissionen (Scope 1) pro Jahr verantwortlich. Daher spielen elektrische Cracker perspektivisch eine wichtige Rolle.

Laut Szenarien^{[1][13]} können beim Einsatz von synthetischem Naphtha anstelle von erdölbasiertem Naphtha etwa 10 Tonnen CO₂ pro Tonne H₂ (entspricht 0,30 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂) eingespart werden.

Auch die Nutzung von elektrischen Crackern kann unter der Annahme eines Strommixes, der rein auf erneuerbaren Energien beruht, zu einer Minimierung der prozessbedingten Emissionen (laut^[1] 0,87 Tonnen CO₂ pro Tonne HVC) führen. Es werden gegenüber der fossilen Referenz bereits ab 2035 geringere Emissionen erreicht, sofern technologisch ausgereifte elektrische Cracker zur Verfügung stehen.^[1]

Akteur*innen

- > Chemische Industrie
- > Raffinerien

RELEVANTE PROJEKTE

- > Kopernikus P2X
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/>

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.

MASSNAHME

> Kostenverringern für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringern für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber den konventionellen Standardprozessen (Benchmarks) oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert und somit die Markteinführung der alternativen Produkte unterstützt werden.

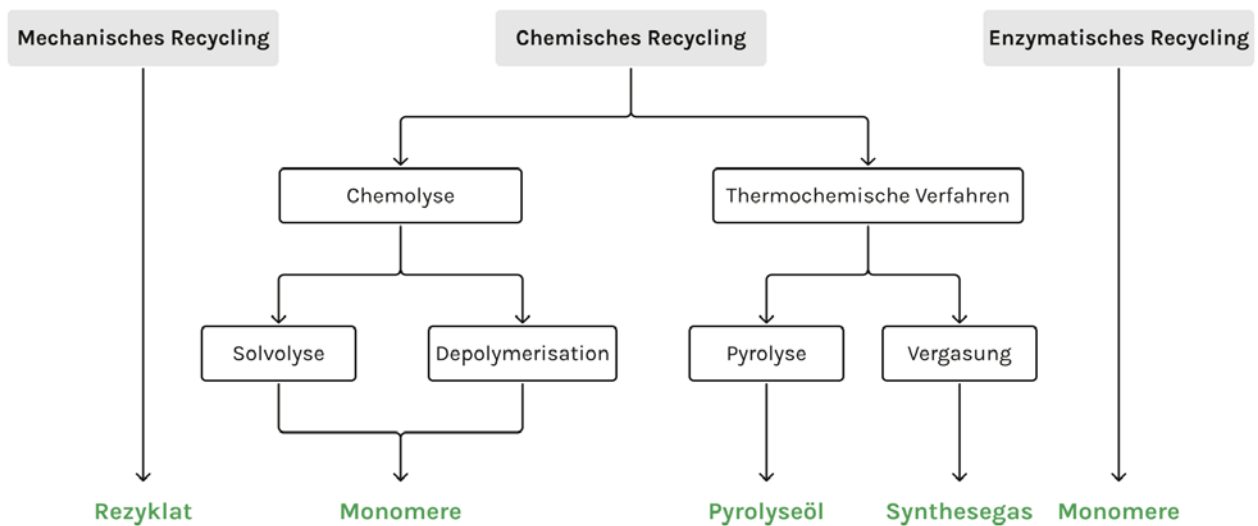
MASSNAHME

> Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts

Für einen erfolgreichen Hochlauf ist eine Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts für Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Nutzung sowie zum Transport von H₂ und seinen Derivaten von großer Bedeutung. Hierbei könnte unter anderem auf Erkenntnisse zur Planung und Genehmigung von Erneuerbare-Energie-Anlagen zurückgegriffen werden.

Recycling von Kunststoffen

Kunststoffabfälle können anstelle einer energetischen Verwertung recycelt werden. Durch mechanisches Recycling kann ein Rezyklat, ein wiederverwertbarer Sekundärrohstoff, erzeugt werden. Durch chemisches Recycling können je nach Art des Verfahrens Monomere, also die Ausgangsstoffe der Polymererzeugung, Pyrolyseöl oder Synthesegas gewonnen werden. Enzymatisches Recycling erlaubt die enzymbasierte Rückgewinnung von Monomerbausteinen aus Kunststoffabfällen.



Voraussetzungen

- › Es müssen entsprechende Logistikstrukturen aufgebaut werden, beispielsweise Abfallsortierung, da oftmals nur sortenreine und saubere Abfallfraktionen für die jeweiligen Recyclingverfahren verwertet werden können.
- › Teilweise wird Wasserstoff für die Aufarbeitungsschritte benötigt. Dies bedingt auch das Vorhandensein entsprechender Infrastrukturen.

Vorteile

- › Ein Schließen des Kohlenstoffkreislaufs ist möglich.
- › Es können fossile Rohstoffe bei der Kunststoffherzeugung substituiert werden.
- › Es können CO₂-Emissionen aus der rein energetischen Verwertung vermieden werden.
- › Kunststoff-Recycling ist weniger energieintensiv, als Kunststoffe ausgehend von CO₂ und Wasserstoff zu erzeugen.

Nachteile

- › Beim Recycling handelt es sich um energieintensive/kostenintensive Verfahren im Vergleich zu der aktuell primär genutzten energetischen Verwertung. Dadurch fällt außerdem der Energieertrag in den Müllverbrennungsanlagen weg.
- › Oftmals ist die (Sorten-)Reinheit der Kunststoffabfälle für den Prozess sehr wichtig und die Auftrennung und Reinigung mit hohem Aufwand verbunden.

> Mechanisches Recycling: Kunststoffe sind nicht beliebig oft wiederverwendbar, da sich thermische Belastungen, zum Beispiel während des Wiedereinschmelzens beim Recycling, auf die Qualität der Kunststoffe auswirken.^[58]

Folgen

Wenn Kunststoffrecycling vorangetrieben wird,

- > dann muss die Energie, die aktuell aus der energetischen Verwertung von Kunststoffabfällen gewonnen wird, alternativ bereitgestellt und/oder eingespart werden.
- > dann können Wasserstoffbedarfe für die Aufarbeitung einiger Produkte des chemischen Recyclings anfallen.

Ökonomische Aspekte

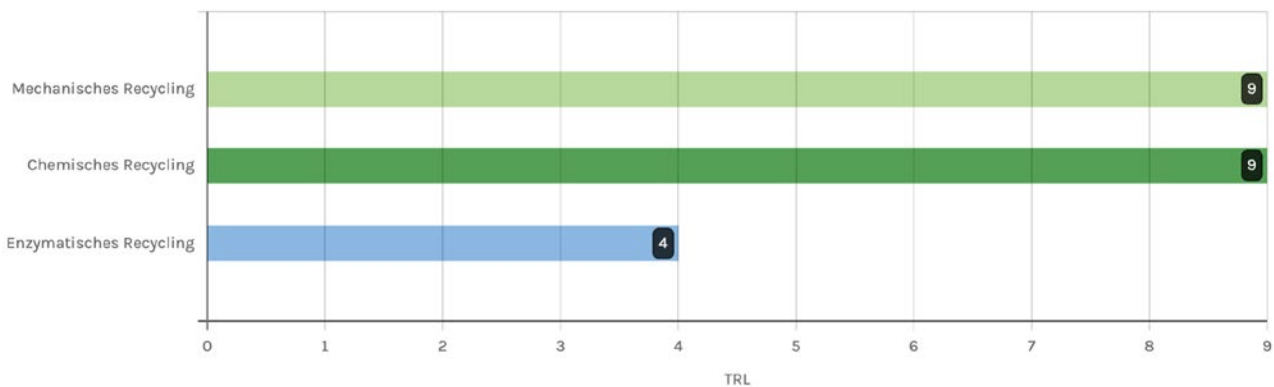
Generell lässt sich sagen, dass Recycling nur im großen Stil wirtschaftlich rentabel erfolgen kann. Hinzu kommt, dass Neuware auf Basis fossiler Rohstoffe günstiger ist als die über Recycling gewonnenen Ausgangsstoffe. Beispielsweise kosten Verpackungen hergestellt aus Rezyklaten etwa 20 Prozent mehr als Neuware. Beim chemischen Recycling liegen die Kosten noch weiter darüber.^[58] Daher erscheint zum aktuellen Zeitpunkt eine Umstellung auf Recyclingverfahren aus wirtschaftlichen Gründen nicht wahrscheinlich.

Versorgungssicherheit

Die Ausgangsstoffe für die Kunststoffproduktion basieren aktuell auf fossilen Rohstoffen. Durch das Kunststoffrecycling kann die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen reduziert und somit zu einer Resilienz der deutschen Versorgungssicherheit beigetragen werden.

Technologiereifegrad

TRL für Technologien zum Kunststoffrecycling nach [1][15][34]



Wasserstoffbedarfe

Zur Aufarbeitung von Recyclingprodukten, beispielsweise Pyrolyseölen, können Wasserstoffbedarfe anfallen. Mit zunehmendem Anteil an Recycling wird auch der Wasserstoffbedarf steigen. Allerdings fällt der Wasserstoffbedarf bei der Aufarbeitung von Recyclingprodukten geringer aus, als wenn vergleichbare Ausgangsstoffe mittels Fischer-Tropsch-Synthese oder Methanol-basierten Prozessen bereitgestellt werden.

Minderungspotential

Das Kunststoffrecycling birgt ein großes Potenzial zur CO₂-Minderung, da es die rein energetische Verwertung von Kunststoffabfällen, inklusive der dazugehörigen CO₂-Emissionen, bei der Verbrennung umgeht. Gleichzeitig trägt es dazu bei, dass Kohlenstoff im Kreis geführt wird und somit fossile Kohlenstoffquellen substituiert werden, bei deren Aufarbeitung ebenfalls Emissionen anfallen können.

Akteur*innen

- > Chemische Industrie
- > Recyclinghöfe
- > Abfallverbände
- > Zivilbevölkerung

MASSNAHME

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber den konventionellen Standardprozessen (Benchmarks) oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert und somit die Markteinführung der alternativen Produkte unterstützt werden.

Stoffliche Nutzung von Biomasse

Neben einer energetischen Biomassenutzung kann Biomasse auch als Rohstoff eingesetzt werden. Über Vergasung unter limitierter Sauerstoffzufuhr zu Synthesegas oder mittels Pyrolyse zu Pyrolyseöl und Pyrolysegasen können Grundstoffe für die chemische Industrie auf Basis von Biomasse erzeugt werden. Diese Grundstoffe werden dann über weitere Folgeprozesse in diverse chemische Produkte umgewandelt. So kann zum Beispiel über Biomassevergasung erzeugtes Synthesegas in Methanol umgewandelt werden. Darüber hinaus gibt es zahlreiche Prozesse, über welche Bestandteile der Biomasse wie zum Beispiel Cellulose und Lignin direkt und ohne den Umweg über chemische Grundstoffe in chemische Wertprodukte wie Monomere, Spezialchemikalien oder Ähnliches umgewandelt werden können.

Voraussetzungen

- › Es muss eine ausreichende Verfügbarkeit von Biomasse vorliegen.
- › Es müssen Logistikstrukturen für den Transport und die Lagerung der Biomasse vorliegen.

Vorteile

- › Bei Biomasse handelt es sich um einen nachwachsenden Rohstoff.
- › Biomasse weist eine Lagerfähigkeit von mindestens sechs Monaten auf. Dadurch stellt die Biomassenutzung eine Möglichkeit zur Flexibilität dar, welche die fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen komplementieren kann.
- › Die Substitution fossiler Rohstoffe ist möglich.

Nachteile

- › Eine stoffliche Nutzung der Biomasse macht eine aufwendige Aufbereitung notwendig, die eine Zerkleinerung und Trocknung der Biomasse (maximal 15 Prozent Wassergehalt) sowie eine Entfernung von Fremdkörpern beinhaltet.^[1]
- › Biomasse ist nur begrenzt verfügbar. Daher können nicht alle potenziellen Anwendungen bedient werden.^[29]
- › Der Anbau von Biomasse hat einen hohen Flächenbedarf. Hinzu kommt eine limitierte Verfügbarkeit von zusätzlichen Anbauflächen, welche bei Ausweitung der Biomassenutzung benötigt würden.^{[25][29]}
- › Es besteht eine Nutzungskonkurrenz zur energetischen Nutzung von Biomasse und der Lebensmittelproduktion. Auch der Artenschutz ist zu berücksichtigen.
- › Teilweise besteht ein hoher Ressourcenbedarf (Menge Biomasse pro Produktmenge), abhängig von dem jeweiligen Biomassetyp. So können in der Methanolerzeugung pro Tonne Methanol etwa 2,6 Tonnen Holz oder bis zu 8 Tonnen stärkehaltige Rohstoffe mit hohem Wassergehalt, etwa Zuckerrüben, benötigt werden.^[1]
- › Nach der Synthesegaserzeugung via Biomassevergasung muss abschließend noch eine Gasreinigung des Synthesegases erfolgen, um Verunreinigungen wie Teer oder Staub abzutrennen.^[1]

Folgen

Wenn Biomasse stofflich genutzt wird,

- › dann werden rohstoffbedingte CO₂-Emissionen aus fossilen Quellen mit solchen aus nachwachsenden Rohstoffen substituiert.
- › dann wird keine zusätzliche Menge an Biomasse für die verschiedenen Anwendungsfälle zur Verfügung stehen, sodass Nutzungskonkurrenzen der verschiedenen Biomasseanwendungen noch kritischer zu beurteilen sind.
- › dann werden Wasserstoffbedarfe anfallen, beispielsweise für die Aufarbeitung von Pyrolyseölen.

Ökonomische Aspekte

Laut einer Studie^[1] werden Kosten von 160 Euro pro Tonne trockener Biomasse angenommen. Für die Verwendung von Synthesegas aus der Biomassevergasung in der Methanolerzeugung oder der Herstellung von synthetischem Naphtha wird erst nach 2050 mit einer Kostenparität mit konventionellen Bestandsanlagen gerechnet.^[1]

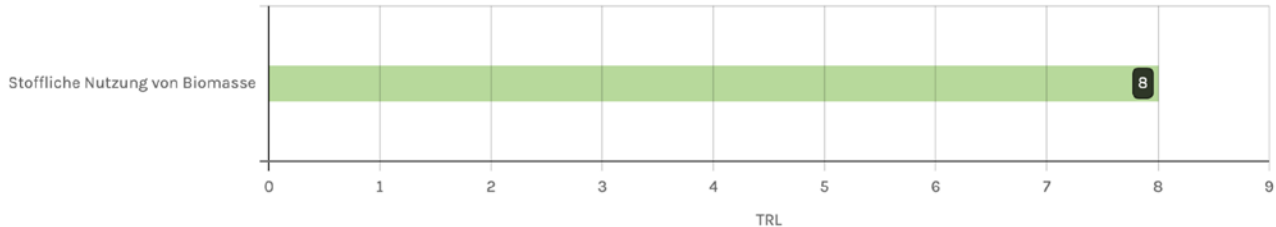
Versorgungssicherheit

Der stoffliche Einsatz von Biomasse kann die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen reduzieren und somit zu einem resilienteren Gesamtenergiesystem beitragen. Allerdings ist die Verfügbarkeit von Biomasse in Deutschland und global begrenzt und daher nur für ausgewählte Anwendungen einsetzbar.

Technologiereifegrad

TRL

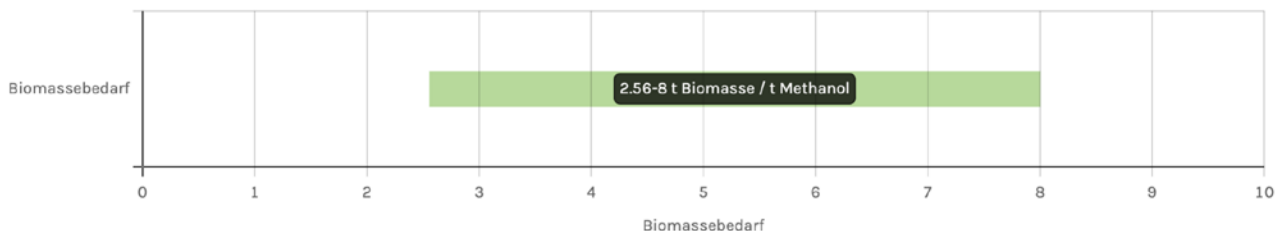
Für die Biomassevergasung zur Herstellung von Methanol oder synthetischem Naphtha. Ein TRL von 9 wird voraussichtlich bis 2025 erreicht.^[1]



Endenergiebedarf

Biomassebedarf in Tonnen pro Tonne Methanol

Für die Erzeugung von Methanol über Biomassevergasung werden in Abhängigkeit von der Biomasse zwischen 2,6 und 8 Tonnen Biomasse pro Tonne Methanol benötigt.^[1]



Wasserstoffbedarfe

Im Rahmen der stofflichen Nutzung von Biomasse können teilweise Wasserstoffbedarfe anfallen, zum Beispiel bei der Aufarbeitung von Pyrolyseölen oder der Einstellung des richtigen Verhältnisses von CO zu H₂ im Synthesegas. Weil die Biomasse bereits einen eigenen Anteil an Wasserstoff in die Reaktion mitbringt fällt der Wasserstoffbedarf aufgrund der Stöchiometrie geringer aus als bei vergleichbaren Prozessen ausgehend von CO₂, (etwa die reverse Wassergas-Shift(rWGS)-Reaktion).

Minderungspotential

Das Minderungspotenzial ergibt sich aus der Substitution der fossilen Rohstoffe für die jeweilige Anwendung. So können beispielsweise im Rahmen der Methanolerzeugung fossile CO₂-Emissionen durch Synthesegas aus der Biomassevergasung eingespart werden. Laut ^[1] erfolgt eine Emissionsreduktion um etwa 0,75 Tonnen CO₂ pro Tonne Methanol durch den Einsatz von Biomasse.

Akteur*innen

- > Chemische Industrie
- > Land- und Forstwirte

Handlungsoptionen Prozesswärme

Synthetische Gase (H₂, CH₄)

Neben der elektrischen und biomassebasierten Wärmebereitstellung können auch synthetische Gase wie Wasserstoff (H₂) oder Methan (CH₄) für die Wärmebereitstellung genutzt werden. Dies beinhaltet die Erzeugung des jeweiligen Gases sowie dessen Verwertung in Brennern. Im weiteren Verlauf werden nur diese zwei Beispiele synthetischer Gase behandelt.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- > Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- > Der Aufbau, der Ausbau sowie gegebenenfalls die Umwidmung von Infrastrukturen (Gas- und Stromnetze) sind erforderlich.
- > Importe von Wasserstoff können eine notwendige Voraussetzung für eine ausreichende Bereitstellung darstellen, da die prognostizierten Bedarfe die inländische Erzeugung signifikant übersteigen können.

Vorteile

- > Synthetischer Wasserstoff und synthetisches Methan sind langfristig speicherbare Energieträger.
- > Die Nutzung synthetischer Gase kann zu einer Substitution fossilbasierter Energieträger wie Erdgas beitragen.

- > Mit der Nutzung synthetischer Gase (H₂/CH₄) können sowohl Nieder-, Mittel- als auch Hochtemperaturniveaus abgedeckt werden.
- > Wasserstoff: Die Verbrennung mit reinem Sauerstoff beziehungsweise an Luft verursacht keine CO₂-Emissionen.^[25]

Nachteile

- > Bei der Herstellung von Wasserstoff/Methan fallen Wirkungsgradverluste an. Die Elektrifizierung der Prozesswärmebereitstellung ist aus energetischer Sicht effizienter (Gesamtwirkungsgrad: i) rein elektrisch ~97 Prozent; ii) Wasserstoff: ~63 Prozent; iii) synthetisches Methan: ~50 Prozent).^[25]
- > Wasserstoff: H₂-Brenner weisen aktuell noch nicht die benötigte Technologiereife für einen breiten, industriellen Einsatz auf. Dies liegt daran, dass sich Wasserstoffbrenner im Vergleich zu Erdgasbrennern beispielsweise in Bezug auf ihre Flammengeschwindigkeit oder Flammenform unterscheiden.^[25]
- > Wasserstoff: H₂ hat volumetrisch nur ein Drittel der Energiedichte von Methan. Damit ist das dreifache Volumen an Wasserstoff im Vergleich zu Methan nötig, um denselben Wärmeertrag zu erreichen.
- > Wasserstoff: Durch die hohen Flammentemperaturen bei Wasserstoffbrennern können NO_x-Emissionen bei der Verbrennung an Luft entstehen.
- > Methan: Für die Herstellung von synthetischem Methan fallen hohe zusätzliche Bedarfe an Wasserstoff an aufgrund von prozessbedingten Nebenprodukten wie Wasser (CO₂ + 4H₂ ⇌ CH₄ + 2H₂O).
- > Methan: Die Verbrennung von synthetischem Methan verursacht CO₂-Emissionen. (Wenn das CO₂ allerdings aus nachhaltigen Quellen stammt, kann man dennoch bilanziell CO₂-neutral agieren).

Folgen

Wenn synthetische Gase (H₂/CH₄) eingesetzt werden,

- > dann fallen hohe Bedarfe an erneuerbarem Strom an. Dies muss allerdings nicht zwingend in Deutschland der Fall sein.
- > dann können fossile Energieträger substituiert werden.

Ökonomische Aspekte

Die Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Methan weist auf absehbare Zeit höhere Kosten im Vergleich zu fossilen Energieträgern auf. Im Fall des importierten synthetischen Methans lagen die Gesamtkosten abhängig vom Exportland bis zu einer Größenordnung über der fossilen Referenz.^[62] Daher wird eine Entscheidung zugunsten synthetischer Gase (aktuell) nicht aufgrund ökonomischer Faktoren getroffen werden.

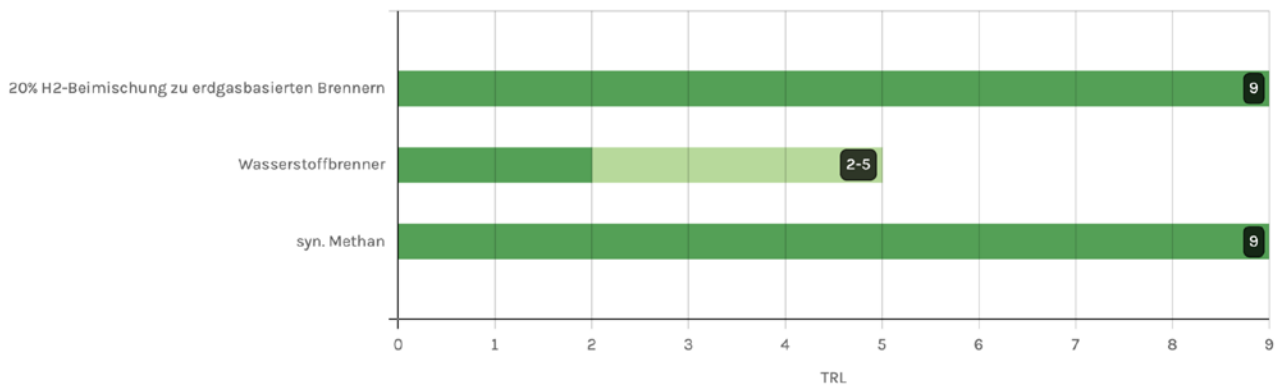
Versorgungssicherheit

Synthetischer Wasserstoff/synthetisches Methan sind langfristig speicherbar. Damit komplementieren sie fluktuierende erneuerbare Energiequellen und dienen damit der Versorgungssicherheit in Deutschland allgemein, aber auch der chemischen Industrie bei der Wärmebereitstellung für chemische Prozesse.

Technologiereifegrad

TRL

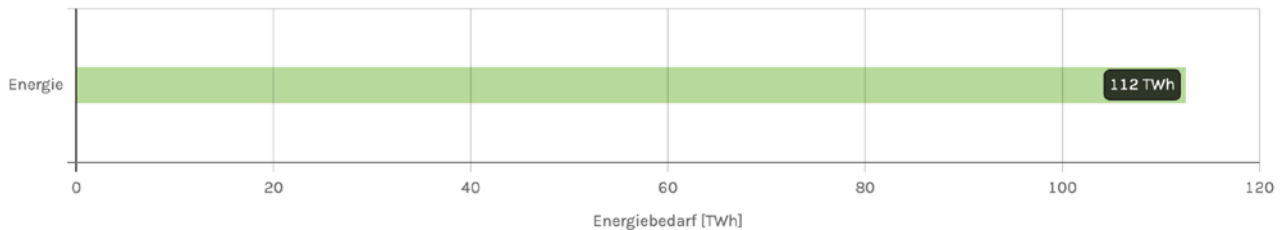
Der Technologiereifegrad für den Einsatz synthetischer Gase zur Prozesswärmeerzeugung liegt je nach Gas und Technologie zwischen 2 bis 9.^{[25][30]}



Endenergiebedarf

Endenergiebedarf in TWh

Der Energiebedarf für die Bereitstellung von Prozesswärme beträgt 112,5 TWh pro Jahr.^[40]

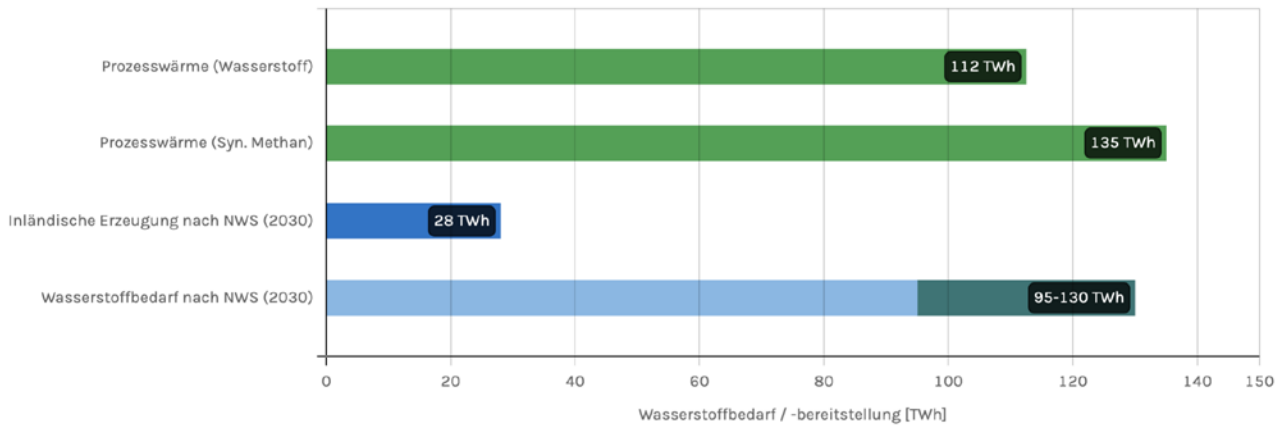


Wasserstoffbedarfe

Der derzeitige Bedarf an Prozesswärme der chemischen Industrie beträgt 112,5 Terawattstunden.

- › Bei einer reinen Umstellung und unter Vernachlässigung von Wirkungsgradverlusten entspräche dies 3,4 Millionen Tonnen Wasserstoff. Unter Berücksichtigung einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent hätte das einen Strombedarf von 160,7 Terawattstunden zur Folge.
- › Bei einer reinen Bereitstellung auf synthetisches Methan entspräche dies 8,1 Millionen Tonnen synthetischen Methans (unter Vernachlässigung von Wirkungsgradverlusten). Für dessen Produktion würden stöchiometrisch 4,1 Millionen Tonnen H₂ (entsprechen 135 Terawattstunden) benötigt. Unter Berücksichtigung einer Elektrolyseeffizienz von 70 Prozent hätte dies einen Strombedarf von 193,5 Terawattstunden zur Folge.

Wasserstoffbedarf für die Bereitstellung von Prozesswärme über die Verbrennung synthetischer Gase in Terawattstunden im Vergleich mit nationalen Wasserstoffbedarfen sowie Erzeugungskapazitäten.

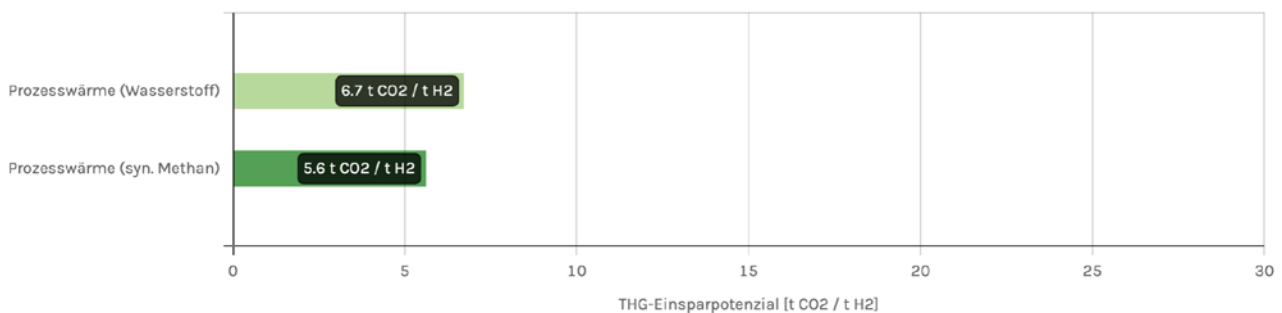


Minderungspotential

Bei der energetischen Nutzung von synthetischem Methan fallen die gleichen Emissionen an wie bei der Verbrennung von fossilbasiertem. Allerdings ist eine Kreislaufführung des CO₂ möglich, sodass die Freisetzung des CO₂ hinausgezögert wird.

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff

Bei der Verbrennung von Erdgas werden etwa 0,2 Kilogramm CO₂ pro Kilowattstunde Erdgas emittiert.^[41] Unter der Vereinfachung, dass der gesamte Wärmebedarf über Erdgas gedeckt würde sowie unter der Annahme einer Nutzung von Wasserstoff, erzeugt auf Basis von 100 % erneuerbarem Strom, würde ein Minderungspotenzial von 6,6 Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff (entspricht 0,19 Tonnen CO₂ pro Megawattstunde H₂) erreicht werden.



Akteur*innen

> Chemische Industrie

MASSNAHMEN

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen, beispielsweise im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen.

MASSNAHME

> Kostenverringern für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten

Die Umrüstung bestehender Anlagen oder der Neubau von Produktionsanlagen ist mit wirtschaftlichen Risiken verbunden. Zusätzlich fallen Betriebskosten an, die insbesondere bei elektrolysebasierten Prozessen durch die Stromkosten getrieben werden. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringern für Anbieter von H₂ und seinen Derivaten führen.

MASSNAHME

> Steigerung der Nachfrage

Alternative Prozesse sind gegenüber den konventionellen Standardprozessen (Benchmarks) oftmals wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig. Durch eine staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann dennoch ein Absatzmarkt für alternativ erzeugte Produkte generiert und somit die Markteinführung der alternativen Produkte unterstützt werden.

MASSNAHME

> Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts

Für einen erfolgreichen Hochlauf ist eine Anpassung des Planungs- und Genehmigungsrechts für Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Nutzung sowie zum Transport von H₂ und seinen Derivaten von großer Bedeutung. Hierbei könnte unter anderem auf Erkenntnisse zur Planung und Genehmigung von Erneuerbare-Energie-Anlagen zurückgegriffen werden.

Elektrifizierung

Erneuerbarer Strom kann genutzt werden, um Prozesswärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus für Prozesse der chemischen Industrie bereitzustellen. Für Temperaturen bis 300 Grad Celsius können Wärmepumpen oder Dampf-Elektrodenkessel eingesetzt werden. Bei Wärmepumpen wird Umgebungswärme auf niedrigem Temperaturniveau genutzt. Mit Strom wird ein Arbeitsmedium auf niedrigem Temperaturniveau verdichtet, welches später wieder Wärme auf höherem Temperaturniveau abgibt.^[25] Bei Elektrodenkesseln kommen die Elektroden mit Wasser in Kontakt. Bei Anlegen einer Wechselspannung erfolgt das Aufheizen des Wassers.

Teilweise ist auch die Elektrifizierung hoher Temperaturniveaus denkbar, beispielsweise über den Ersatz fossiler Cracker durch elektrisch betriebene. Hierbei befinden sich verschiedene Konzepte in der Testung, etwa die direkte Beheizung der Rohre durch angelegten Strom oder die Nutzung von Strahlungswärme von Heizelementen.^[27]



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

› Laut dem Verband der chemischen Industrie (VCI) wird beispielsweise ein Industriestrompreis von etwa 4 bis 5 Cent pro Kilowattstunde benötigt, damit die Transformation der Chemie in Deutschland gelingen kann.^[33]

Voraussetzungen

- › Es werden große Mengen an erneuerbarem Strom zu günstigen Preisen benötigt.
- › Der Ausbau von Stromnetzen sowie die Integration der Standorte an das Netz sind erforderlich.

Vorteile

- › Es gibt Wirkungsgradvorteile der elektrischen Wärmebereitstellung gegenüber Technologien, die auf Verbrennung der Energieträger angewiesen sind.
- › Allgemein: Strombasierte Technologien können bei einhundert Prozent EE-Stromanteil emissionsfrei agieren.
- › Bei Wärmepumpen ist eine Leistungszahl coefficient of performance (COP) über 1 möglich.^[25]
- › Elektrodenkessel weisen schnelle Reaktionszeiten auf und bieten damit ein hohes Flexibilitätspotenzial.

Nachteile

- › Technologien für elektrisch bereitgestellte Prozesswärme über 500 Grad Celsius sind kaum verfügbar.
- › Elektrische Wärmeerzeuger benötigen mehr Platz als Anlagen, die auf Basis fossiler Rohstoffe Wärme bereitstellen.
- › Wärmepumpen benötigen Wärmequelle mit ausreichender Leistung und hinreichend hohem Temperaturniveau.
- › Dampfelektrodenkessel: Nur Wirkungsgrad unterhalb von einhundert Prozent möglich, da es sich um eine Widerstandsheizung handelt (vergleiche COP einer Wärmepumpe).

Folgen

Wenn die Prozesswärme elektrifiziert wird,

- > dann steigt der Strombedarf der chemischen Industrie stark an.
- > dann gilt es, den größeren Platzbedarf der elektrischen Wärmeerzeuger zu berücksichtigen.

Ökonomische Aspekte

Aufgrund hoher Energiekosten (Strompreis) steht auch die elektrische Wärmebereitstellung unter einem hohen Kostendruck.

Beispielsweise werden elektrische gegenüber thermischen Crackern aktuell noch als deutlich teurer eingestuft (900 bis 950 Euro versus 800 bis 850 Euro pro Tonne High Value Chemical).^[1] Eine Kostenparität von elektrischen Crackern gegenüber fossil betriebenen Bestandsanlagen wird erst ab 2049 erwartet.^[1]

Versorgungssicherheit

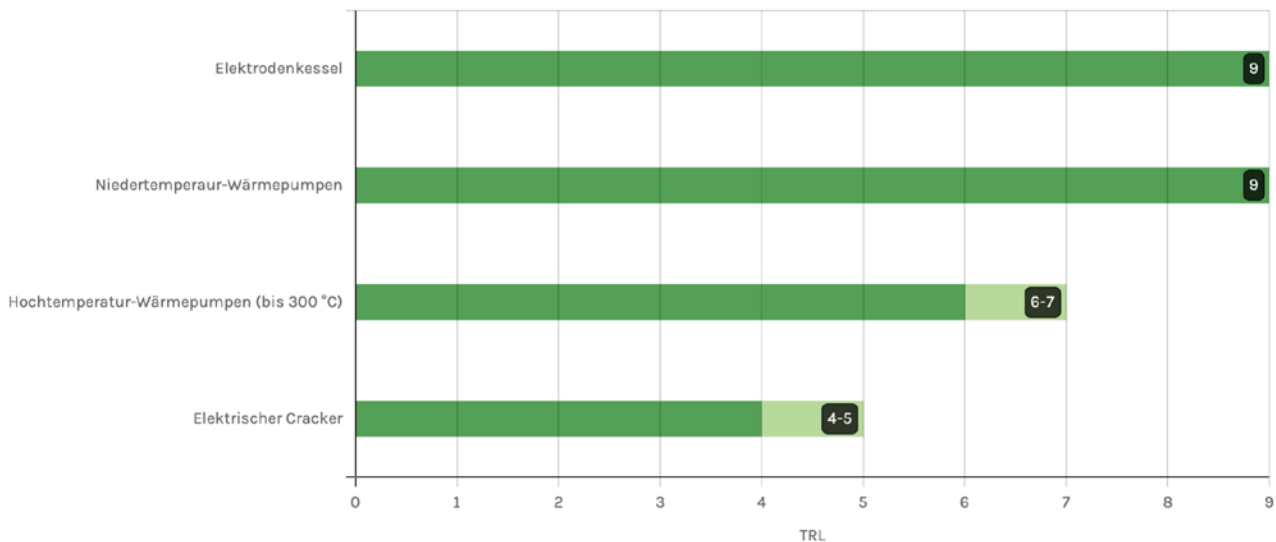
Aktuell erfolgt die Wärmebereitstellung der chemischen Industrie primär auf Basis fossiler Energieträger, insbesondere Erdgas. Durch die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung kann die Abhängigkeit von Erdgas(importen) reduziert werden.

Technologiereifegrad

- > Elektrodenkessel: 9
- > Niedertemperatur-Wärmepumpen: 9
- > Hochtemperatur-Wärmepumpe (bis 300 Grad Celsius): 6-7^[39]
- > Elektrischer Cracker: TRL 4-5;^[27] Erreichen eines TRL 9 bis 2035 angenommen^[1]

TRL

für unterschiedlicher Technologien zur Elektrifizierung der Wärmebereitstellung



Minderungspotential

- › Laut ^[27] hat der elektrische Cracker das Potenzial, die THG-Emissionen im Vergleich zu fossil betriebenen Steamcrackern um mindestens neunzig Prozent zu reduzieren.
- › Laut ^[28] soll eine Großwärmepumpe am Standort Ludwigshafen 150 Tonnen Dampf pro Stunde (entspricht etwa 1,3 Millionen Tonnen jährlich) erzeugen. Der Gesamtbedarf am Standort liegt bei zwanzig Millionen Tonnen Dampf jährlich. Durch den Einsatz der Großwärmepumpe sollen die CO₂-Emissionen des Standorts um bis zu 390.000 Tonnen pro Jahr sinken.

Akteur*innen

- › Chemische Industrie
- › Netzbetreiber
- › Maschinen- und Anlagenbauer

RELEVANTE PROJEKTE

- › CoBra: Entwicklung von Hochtemperaturwärmepumpen
<https://event.dlr.de/hmi2022-energie/hochtemperatur-waermepumpe-cobra>

Energetische Nutzung von Biomasse

Biomasse wird in der deutschen Industrie bereits energetisch durch Verbrennung genutzt. Während der letzten Jahre lag der energetische Verbrauch von Biomasse in der gesamten deutschen Industrie konstant bei etwa 300 Terawattstunden jährlich.^[29] In der chemischen Industrie werden nur etwa 0,9 Terawattstunden Biomasse (inklusive Biomasseanteil in Abfällen) zur Bereitstellung von Prozesswärme verwendet.^[40]

Voraussetzungen

- › Es muss eine ausreichende Verfügbarkeit von Biomasse vorliegen.
- › Es müssen Logistikstrukturen für den Transport und die Lagerung der Biomasse vorliegen.

Vorteile

- › Bei Biomasse handelt es sich um einen nachwachsenden Rohstoff.
- › Biomasse weist eine Lagerfähigkeit von mindestens sechs Monaten auf. Dadurch stellt die Biomassenutzung eine Möglichkeit zur Flexibilität dar, welche die fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen komplementieren kann.
- › Die Substitution fossiler Rohstoffe ist möglich.
- › Über die Verbrennung von Biomasse können sämtliche Temperaturniveaus von Nieder- bis Hochtemperaturanwendungen abgedeckt werden.
- › Durch die Kombination mit CO₂-Abscheidung ist es möglich, negative Emissionen zu erzeugen.

Nachteile

- > Biomasse ist nur begrenzt verfügbar. Daher können nicht alle potenziellen Anwendungen bedient werden.^[29]
- > Der Anbau von Biomasse hat einen hohen Flächenbedarf. Hinzu kommt eine limitierte Verfügbarkeit von zusätzlichen Anbauflächen, welche bei Ausweitung der Biomassenutzung benötigt würden.^{[25][29]}
- > Es besteht eine Nutzungskonkurrenz zur stofflichen Nutzung von Biomasse und der Lebensmittelproduktion. Auch der Artenschutz ist zu berücksichtigen.
- > Nutzung des entstehenden CO₂ im Rahmen von CO₂-Nutzungsprozessen wird durch zusätzliche Bestandteile der Abgase erschwert.^[29]

Folgen

Wenn Biomasse energetisch genutzt wird,

- > dann wird keine zusätzliche Menge an Biomasse für die verschiedenen Anwendungsfälle zur Verfügung stehen, sodass Nutzungskonkurrenzen der verschiedenen Biomasseanwendungen noch kritischer zu beurteilen sind.

Ökonomische Aspekte

Brennholz ist beispielsweise abhängig von der Qualität für 20 bis 200 Euro pro Tonne verfügbar.^[29] Dies entspricht 0,005 bis 0,05 Euro pro Kilowattstunde bei einem Heizwert von 4,2 Kilowattstunden pro Kilogramm. Durch Nutzungskonkurrenzen können die Preise für Biomasse weiter steigen.

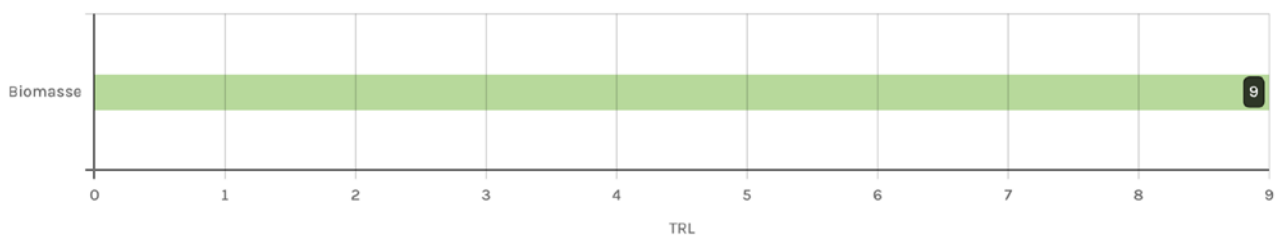
Versorgungssicherheit

Die Wärmebereitstellung der chemischen Industrie erfolgt primär auf Basis fossiler Energieträger, insbesondere Erdgas. Durch energetische Nutzung von Biomasse würde die Abhängigkeit von Erdgas reduziert werden. Dies würde sich voraussichtlich positiv auf die Versorgungssicherheit des Gesamtenergiesystems auswirken. Allerdings ist die Verfügbarkeit von Biomasse sowohl in Deutschland als auch global begrenzt und daher nur für ausgewählte Anwendungen einsetzbar.

Technologiereifegrad

TRL

Der Technologiereifegrad für den Einsatz von Biomasse zur Prozesswärmeerzeugung liegt bei 9.





Minderungspotential

In Verbindung mit CCS hat die energetische Biomassenutzung das Potenzial, bilanziell mehr CO₂ zu binden als zu emittieren (»negative« CO₂-Emissionen).^[29]

Insgesamt wurden 200,5 Terawattstunden Energie für Wärme- oder Kälteanwendungen in Deutschland in 2022 verwendet, davon 84,2 Prozent aus Biomasse beziehungsweise 65 Prozent aus fester Biomasse. Das entspricht 169 Terawattstunden (Biomasse insgesamt) beziehungsweise 130 Terawattstunden (feste Biomasse). Es konnten durch den energetischen Einsatz von Biomasse 31,6 beziehungsweise 25,8 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente vermieden werden.^[63] Daraus ergibt sich ein abgeschätztes Minderungspotenzial von 200 beziehungsweise 190 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Biomasse.

Akteur*innen

- > Chemische Industrie
- > betrifft weitere Wirtschaftszweige ebenfalls

Handlungsoption Nicht-technologisch

Verlagerung von Produktion von Vorprodukten in Regionen mit hohem H₂-Erzeugungspotenzial und Import dieser Produkte

Um inländische Bedarfe an Energie und Wasserstoff zu reduzieren und gegebenenfalls Produktionskosten zu verringern, könnten Produktionskapazitäten der chemischen Industrie ins Ausland verlagert werden, beispielsweise die Produktion von Basischemikalien wie Ammoniak oder Methanol.

STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



- > In den Roundtables zur chemischen Industrie und Raffinerie wurde die mögliche Verlagerung kontrovers diskutiert. Es wurden die positiven Aspekte hervorgehoben, die eine Produktion an Orten mit günstigen Standortbedingungen bietet. Allerdings wurde auch auf die Gefahr von Arbeitsplatzverlusten oder Carbon Leakage hingewiesen.

Voraussetzungen

- > Der regulatorische Rahmen muss Carbon Leakage verhindern (zum Beispiel durch CO₂-Grenzausgleichsmechanismus auf EU-Ebene).
- > Neue Abhängigkeiten müssen durch Diversifizierung der Exportländer vermieden werden.



Vorteile

- › Senkung des inländischen Energiebedarfs mit Auswirkungen auf die (nationale) Treibhausgasbilanz, sofern der Bilanzrahmen nur Deutschland betrifft.
- › Es kann teilweise auf bestehenden Handelsstrukturen aufgebaut werden, beispielsweise auf den internationalen Ammoniakhandel.
- › Basischemikalien können dort erzeugt werden, wo Energie kostengünstig und effizient zur Verfügung steht. Das kann, trotz des Transports, zu geringeren Gesamtkosten führen.
- › Der Aufbau von Produktionsanlagen könnte die Entwicklung in den Erzeugerländern und die internationale Zusammenarbeit fördern.

Nachteile

- › Emissionen werden ins Ausland verlagert. Es besteht die Gefahr von Carbon Leakage, wenn geeignete regulatorische Maßnahmen fehlen.
- › Synergieeffekte in Prozessketten können verloren gehen, beispielsweise fallen Nebenprodukte weg, die in anderen Prozessen verwertet wurden.
- › Da die Erzeugung von Basischemikalien in ein Gesamtsystem integriert ist, besteht die Gefahr, dass auch die Produktion von Folge- und Koppelprodukten abwandert.

Folgen

Wenn Produktionskapazitäten ins Ausland verlagert werden,

- › dann können in Deutschland Arbeitsplätze in der Grundstoffchemie wegfallen.
- › dann können Zwischenprodukte für integrierte Wertschöpfungsketten wegfallen.
- › dann könnten sich auch nachfolgende Produktionsketten ins Ausland verlagern, sodass die deutsche Wertschöpfung sinken würde.

Ökonomische Aspekte

Gerade bei so hohen Gaspreisen wie im Winter 2022/2023 ist die Produktion von gasintensiven Basischemikalien in Deutschland nicht wirtschaftlich. So wurden etwa im Jahr 2022 Teile der Ammoniakproduktion heruntergefahren. Allerdings müssen hohe Gaspreise nicht nur in Deutschland aufgebracht werden, sodass nicht nur hierzulande Erzeugungskapazitäten zurückgefahren wurden.^[31] Im Rahmen einer Defossilisierung könnte es daher wirtschaftlicher sein, wenn sich die Produktion an Orte mit günstigen Bedingungen für erneuerbare Energien verlagert, um dort Wasserstoff und seine Derivate zu günstigeren Erzeugungskosten zu produzieren. Laut Annahmen und Berechnungen aus^[19] wären beispielsweise die Ammoniakproduktion in Australien sowie der Transport nach Deutschland günstiger als die heimische Erzeugung mit Strom aus Offshore-Windkraft (300 versus 380 Euro pro Tonne Ammoniak).^[19]

Versorgungssicherheit

Eine Verlagerung von Teilen der Grundstoffchemie ins Ausland kann einen Beitrag zur Energieversorgungssicherheit in Deutschland leisten, wenn zur Produktion etwa Erdgas oder perspektivisch Wasserstoff beziehungsweise erneuerbare Energien genutzt werden, die nicht für einen Import nach Deutschland infrage kommen, weil zum Beispiel keine entsprechenden Transportoptionen bestehen. Ein Import von im Ausland produzierten Basischemikalien entspricht also einem indirekten Energieimport nach Deutschland, der – im Vergleich zum bisherigen Erdgasimport aus wenigen Lieferländern – auch auf diesem Wege diversifiziert werden kann.

Endenergiebedarf

Die Verlagerung der Produktion von Teilen der Grundstoffchemie senkt den Energieverbrauch (etwa Gasverbrauch) der chemischen Industrie in Deutschland, da diese Produkte nicht mehr in Deutschland produziert werden. Diese reine Auslagerung bewirkt, dass der Endenergiebedarf bilanziell außerhalb von Deutschland anfällt.

Minderungspotential

Diese Option sorgt für eine bilanzielle Einsparung der inländischen Treibhausgasemissionen. Kommt es lediglich zu einer Verlagerung der Emissionen, werden global betrachtet keine Emissionen eingespart. Herrschen im anderen Produktionsland weniger ambitionierte Klimaschutz- und Nachhaltigkeitsvorgaben vor, können sogar noch mehr Treibhausgasemissionen entstehen. Daher ist der regulatorische Rahmen wichtig, um das Minderungspotenzial auszuschöpfen.

Akteur*innen

> Chemische Industrie

MASSNAHME

MASSNAHME

> Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene

Das Energierecht unterliegt in der Europäischen Union (EU) der geteilten Zuständigkeit zwischen den Nationalstaaten und der EU. Viele Aspekte der Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene haben daher eine große Auswirkung auf nationale Unternehmen.

Literatur

- [1] **DECHEMA und FutureCamp (2019):** Roadmap Chemie 2050.
<https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-09-studie-roadmap-chemie-2050-treibhausgasneutralitaet.pdf>
- [2] **VCI (2022):** Energiestatistik. <https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/vci-statistik-grafiken-energie-klima-rohstoffe-chemie.jsp>
- [3] **VCI (2022):** Chemiewirtschaft in Zahlen. <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2022.pdf>
- [4] **Statista (2022):** Statista aus Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung 2021.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/242592/umfrage/anteil-der-chemisch-pharmazeutischen-industrie-an-der-bruttowertschoepfung/>
- [5] **dena Deutsche Energie-Agentur (2021):** Aufbruch Klimaneutralität.
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- [6] **VCI (2022):** Eckpunkte zur Zukunft der Deutschen Chemie-Industrie.
<https://stage-fs.vci.de/ergaenzende-downloads/libmod-vci-konsenspapier-chemie.pdf>
- [7] **Aussagen** aus Roundtable Raffinerien & Chemische Industrie am 07.10.2022.
- [8] **VCI (2021):** Forschungspolitische Empfehlungen zum chemischen Kunststoffrecycling – neue Verfahren und Konzepte.
<https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/2021-09-21-presseinformation-ped-vci-dechema-forschungspolitische-empfehlungen-zum-chemischen-recycling.pdf>
- [9] **Mahmoudi et al. (2017):** A review of Fischer Tropsch synthesis process, mechanism, surface chemistry and catalyst formulation, *Biofuels Engineering*, 2017, 2(1), 11-31.
<https://doi.org/10.1515/bfuel-2017-0002DOI>: <https://doi.org/10.1515/bfuel-2017-0002>
- [10] **Gielen P.:** Chemical recycling: the holy grail of the circular economy?; zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://www.agro-chemistry.com/articles/chemical-recycling-the-holy-grail-of-the-circular-economy/>
- [11] **Gogate M. R. (2019):** Methanol-to-olefins process technology: current status and future prospects, *Petroleum Science and Technology*, 37(5), 559–565.
<https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1555589>
- [12] **Präsentation BMWK:** Langfristszenarien, Modul Industrie, 16.11.2022.
- [13] **Nationaler Wasserstoffrat (2021):** Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021–2025.
https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Wasserstoff-Aktionsplan.pdf
- [14] **Rapier, R.:** 06.06.2020, Estimating The Carbon Footprint Of Hydrogen Production, *Forbes*. <https://www.forbes.com/sites/rpapier/2020/06/06/estimating-the-carbon-footprint-of-hydrogen-production/?sh=70073b7e24bd>
- [15] **Bechlarz, D.:** 02.03.2022, Der große Überblick zum Kunststoffrecycling, *Plastverarbeiter*. <https://www.plastverarbeiter.de/verarbeitungsverfahren/kunststoffrecycling/der-grosse-ueberblick-zum-kunststoffrecycling-519.html>
- [16] **Conversio Market & Strategy (2022):** Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2021. https://plasticseurope.org/de/wp-content/uploads/sites/3/2022/11/Kurzfassung_Stoffstrombild_2021.pdf

- [17] **Gerdes, C. (2001):** Pyrolyse von Biomasse-Abfall: Thermochemische Konversion mit dem Hamburger-Wirbelschichtverfahren. Universität Hamburg, Hamburg.
<https://ediss.sub.uni-hamburg.de/bitstream/ediss/3170/1/Dissertation.pdf>
- [18] **International Energy Agency (2021):** Global hydrogen review 2021.
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>
- [19] **Frontier Economics (2023):** Die Zukunft der energieintensiven Industrien in Deutschland. https://www.dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2023/03/Zukunft-der-energieintensiven-Industrien-Zwischenbericht-Maerz-2023-Frontier_IW_DZ.pdf
- [20] **Yang et al. (2019):** Recent Progress in Methanol-to-Olefins (MTO) Catalysts, *Advanced Materials*, 31(50), 1902181. <https://doi.org/10.1002/adma.201902181>
- [21] **Hemelhoet et al. (2013):** Unraveling the Reaction Mechanisms Governing Methanol-to-Olefins Catalysis by Theory and Experiment, *ChemPhysChem*, 14(8), 1526-1545. <https://doi.org/10.1002/cphc.201201023>
- [22] **Tian et al. (2015):** Methanol to Olefins (MTO): From Fundamentals to Commercialization, *ACS Catalysis*, 5(3), 1922-1938.
<https://doi.org/10.1021/acscatal.5b00007>
- [23] **International Energy Agency (2013):** Technology Roadmap - Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes.
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/d0f7ff3a-0612-422d-ad7d-a682091cb500/TechnologyRoadmapEnergyandGHGReductionsInTheChemicalIndustryviaCatalyticProcesses.pdf>
- [24] **Yarulina et al. (2018):** Recent trends and fundamental insights in the methanol-to-hydrocarbons process, *Nature Catalysis*, 1(6), 398-411.
<https://dx.doi.org/10.1038/s41929-018-0078-5>
- [25] **IN4climate.NRW (2021):** Industrierwärme Klimaneutral: Strategien und Voraussetzungen für die Transformation.
https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2021/diskussionspapier-klimaneutrale-waerme-industrie-cr-in4climatenrw.pdf
- [26] **Viessmann:** Viessmann Wärmepumpen: Alle Infos auf einen Blick, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://www.viessmann.de/de/wissen/technik-und-systeme/waermepumpe.html#COP>
- [27] **BASF:** BASF, SABIC und Linde beginnen mit dem Bau der weltweit ersten Demonstrationsanlage für großtechnische elektrisch beheizte Steamcracker-Öfen [Pressemitteilung], zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023.
<https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2022/09/p-22-326.html>
- [28] **BASF:** BASF und MAN Energy Solutions vereinbaren Zusammenarbeit für den Bau einer der weltgrößten Wärmepumpen in Ludwigshafen [Pressemitteilung], zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023.
<https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2022/07/p-22-278.html>
- [29] **Lenz et al. (2020):** Status and Perspectives of Biomass Use for Industrial Process Heat for Industrialized Countries, *Chem. Eng. Technol.*, 43, 8, 1469-1484.
<https://doi.org/10.1002/ceat.202000077>
- [30] **Projektträger Jülich (Hrsg.) (2022):** Langfassung der Expertenempfehlung Forschungsnetzwerk Wasserstoff. https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/fnepublications/DBF8D4CA3A3570CEE0537E695E867B90/live/document/FNEH2_Langfassung.pdf

- [31] **Statista:** Durchschnittlicher Preis von ausgewählten Basischemikalien in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2019, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/954325/umfrage/preisentwicklung-ausgewaehlter-basischemikalien-in-deutschland/>
- [32] **Trading Economics:** Naphtha, zuletzt aufgerufen am: 07.02.2023. <https://tradingeconomics.com/commodity/naphtha>
- [33] **Aussage M. Steilemann,** Präsident VCI, beim Energiedialog 2023 am: 09.02.2023.
- [34] **Bechlarz, D.:** 02.05.2022, Solvay und Carbios recyceln PVDC-beschichtete PET-Folien, Plastverarbeiter. <https://www.plastverarbeiter.de/roh-und-zusatzstoffe/solvay-und-carbios-recyceln-pvdc-beschichtete-pet-folien-306.html>
- [35] **Hazer:** Hazer Commercial Demonstration Plant, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://research.csiro.au/hyresource/hazer-commercial-demonstration-plant/>
- [36] **Burrige, Elaine:** 13.10.2020, Monolith Plans Carbon-free Ammonia Plant, CHEManager. <https://www.chemanager-online.com/en/news/monolith-plans-carbon-free-ammonia-plant>
- [37] **Ineratec:** Power-to-Liquid, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://www.ineratec.de/de/power-x-anlagen>
- [38] **Linde:** Engineering, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://www.engineering.linde.com/dryref>
- [39] **DLR:** CoBra unterstützt die Wärmewende in der Industrie, zuletzt aufgerufen 05.05.2023. https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2022/03/20220908_cobra-unterstuetzt-waermewende-in-der-industrie.html
- [40] **Fraunhofer ISI (2022):** Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2021 bis 2023 für die Sektoren Industrie und GHD. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/02/Anwendungsbilanz_Industrie_2021_final_20221222.pdf
- [41] **Umweltbundesamt (2022):** CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_28-2022_emissionsfaktoren-brennstoffe_bf.pdf
- [42] **International Energy Agency (2022):** Global Hydrogen Review 2022. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>
- [43] **Schneider et al. (2020):** Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse. <https://doi.org/10.1002/cben.202000014>
- [44] **Muradov N.Z. und Veziroğlu T.N. (2005):** From hydrocarbon to hydrogen-carbon to hydrogen economy. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2004.03.033>
- [45] **Steinberg M. (1999):** Fossil fuel decarbonization technology for mitigating global warming. [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(98\)00128-1](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(98)00128-1)
- [46] **Albright, L. F.; Crynes, B. L. und Corcoran, W. H. (1983):** Pyrolysis, theory and industrial practice.
- [47] **Guéret C.; Daroux, M. und Billaud F. (1997):** Methane pyrolysis: thermodynamics, Chemical Engineering Science, 52, 5, 815-827. [https://doi.org/10.1016/S0009-2509\(96\)00444-7](https://doi.org/10.1016/S0009-2509(96)00444-7)
- [48] **Fau et al. (2013):** Methane pyrolysis: Literature survey and comparisons of available data for use in numerical simulations, Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 104, 1-9. <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2013.04.006>



- [49] **Machhammer, O.; Bode, A. und Hormuth W. (2016):** Financial and Ecological Evaluation of Hydrogen Production Processes on Large Scale, Chemical Engineering & Technology. <https://doi.org/10.1002/ceat.201600023> DOI: 10.1002/ceat.201600023
- [50] **Gemis (2010):** Öl-Naphtha-DE-2010. <http://www.gemis.de/de/doc/prd/%7B0E0B241A-9043-11D3-B2C8-0080C8941B49%7D.htm>
- [51] **BDI (2021):** Klimapfade 2.0. <https://bdi.eu/themenfelder/energie-und-klima/klimapfade/#/artikel/news/klimapfade-2-0-deutschland-braucht-einen-klima-aufbruch>
- [52] **Chemistry4Climate (2023):** Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. https://dechema.de/-p-20325184-EGOTEC-57bdbc187e43681157fecefaafaaa73e/_/c4c-Wie%20die%20Transformation%20der%20Chemie%20gelingen%20kann-Abschlussbericht%202023.pdf
- [53] **Umweltbundesamt (2016):** Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_08_2016_klimaschutz_und_regenerativ_erzeugte_chemische_energietrae.pdf
- [54] **Stiftung Arbeit und Umwelt der Industriegewerkschaft IG BCE (2021):** Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa. <https://www.arbeit-umwelt.de/wasserstoffbasierte-industrie-in-deutschland-und-europa/>
- [55] **Aussagen** aus Experteninterviews im Rahmen des Wasserstoff-Kompass.
- [56] **Gonzalez-Castano, M.; Dorneanu, B. und Arellano-Garcia, H. (2020):** The reverse water gas shift reaction: a process systems engineering perspective. Reaction Chemistry & Engineering, 6(6), 954-976. <https://doi.org/10.1039/d0re00478b>
- [57] **HTE (2023):** RWGS, zuletzt aufgerufen am: 23.05.2023. <https://www.hte-company.com/en/industries/co2sday/rwgs>
- [58] **Abts, G. (2020):** Kunststoff-Wissen für Einsteiger, Hanser. ISBN: 978-3-446-46291-5.
- [59] **ESYS (2022):** Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030. Transportwege - Länderbewertungen - Realisierungserfordernisse. <https://www.acatech.de/publikation/wasserstoff/>
- [60] **PENPET:** News Toluol Januar 2021, zuletzt aufgerufen am: 22.05.2023. <https://www.penpet.de/news/toluol-jan-2021>
- [61] **Iberdrola:** Puertollano green hydrogen plant, zuletzt aufgerufen am: 17.07.2023. <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/green-hydrogen/puertollano-green-hydrogen-plant>
- [62] **Agora Energiewende (2018):** Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf
- [63] **Umweltbundesamt:** Erneuerbare Energien - Vermiedene Treibhausgase, zuletzt aufgerufen am: 31.05.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/erneuerbare-energien-vermiedene-treibhausgase#warmmeerzeugung>
- [64] **DECHEMA (2017):** Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry.pdf



- [65] **Boulamanti, A. und Moya, J. A. (2016):** Production costs of the chemical industry in the EU and other countries: Ammonia, methanol and light olefins, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, 2, 1205-1212.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.02.021> DOI: 10.1016/j.rser.2016.02.021
- [66] **Destatis (2023):** Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen.
https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Inlandsprodukt/inlandsprodukt-vorlaeufig-pdf-2180140.pdf?__blob=publicationFile
- [67] **Prognos AG im Auftrag des BMWi (2020):** Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationsspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile



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: Katrin Kovac

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