Projektbericht | Dezember 2024

Benchmarking-Analyse zu Ammoniak- und Methanol-Syntheserouten

iNEW2.0 – Teilbericht 2
zu AP 9.2.2 (Bedarfsanalysen)

Simon Block

Alexander Jülich

Peter Viebahn

Wuppertal Institut

Autoren:

Simon Block, Alexander Jülich, PD Dr. Peter Viebahn

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal

www.wupperinst.org

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Block, S.; Jülich, A.; Viebahn, P. (2024). Benchmarking-Analyse zu Ammoniak- und Methanol-Syntheserouten. iNEW2.0: Teilbericht 2 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF). Wuppertal.

Der Text dieser Publikation steht unter der Lizenz „Creative Commons Attribution 4.0 International“ (CC BY 4.0).
Der Lizenztext ist abrufbar unter: https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/

Danksagung

Dieser Bericht ist innerhalb des Forschungsvorhabens **iNEW2.0 – Inkubator Nachhaltige Elektrochemische Wertschöpfungsketten** entstanden. Er wird ergänzt durch weitere publizierte Berichte. Die Autoren danken dem Fördermittelgeber und seinem Projektträger.

Disclaimer

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) unter dem Förderkennzeichen 03SF0627C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren.

Projektlaufzeit: Juli 2021 – Juni 2024

GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Impressum

Herausgeberin:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Ansprechperson:

PD Dr. Peter Viebahn (Leiter AP 9.2)
Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme
peter.viebahn@wupperinst.org
Tel. +49 202 2492-306

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 4

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen 5

Tabellenverzeichnis 7

Abbildungsverzeichnis 8

1 Zusammenfassung 9

2 Zielsetzung und Herausforderungen 11

2.1 Hintergrund 11
2.2 Allgemeines Vorgehen der Benchmarking-Analyse 12
2.3 Methodik des Benchmarkings 13

3 Ammoniak-Synthese 17

3.1 Referenztechnologie für Ammoniak und seine Prozesskette 17
3.2 Szenarien zum weltweiten Ammoniak-Markthochlauf 19

3.2.1 Anwendungsbereiche in den Langfristszenarien 19
3.2.2 Nachfrageentwicklung in globalen Langfristszenarien 22
3.2.3 Nachfrageentwicklung in deutschen Langfristszenarien 26
3.2.4 Ermittlung eines repräsentativen Ausbreitungsszenarios 29

3.3 Ermittlung der Benchmark-Indikatoren für Ammoniak 35

3.3.1 Anlegbare Stoffströme 35
3.3.2 Anlegbarer Energieverbrauch 35
3.3.3 Anlegbare Produktionskosten 36
3.3.4 Anlegbare Treibhausgas-Emissionen 39
3.3.5 Anlegbare kritische Rohstoffe 40

4 Methanol-Synthese 41

4.1 Referenztechnologie für Methanol und seine Prozesskette 41
4.2 Szenarien zum weltweiten Methanol-Markthochlauf 45

4.2.1 Anwendungsbereiche in den Langfristszenarien 45
4.2.2 Nachfrageentwicklung in globalen Langfristszenarien 47
4.2.3 Nachfrageentwicklung in deutschen Langfristszenarien 52
4.2.4 Ermittlung eines repräsentativen Ausbreitungsszenarios 55

4.3 Ermittlung der Benchmark-Indikatoren für Methanol 58

4.3.1 Anlegbare Stoffströme 58
4.3.2 Anlegbarer Energieverbrauch 58
4.3.3 Anlegbare Produktionskosten 59
4.3.4 Anlegbare Treibhausgas-Emissionen 63
4.3.5 Anlegbare kritische Rohstoffe 64

5 Ableiten genereller Marktchancen 65

5.1 Potenziale 65
5.2 Benchmarks 66
5.3 Generelle Marktchancen 66

5.3.1 Einordnung der Benchmarks 66
5.3.2 Einordnung der Potenziale 67

6 Literaturverzeichnis 69

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

AEA	Ammonia Energy Association
AEL	Alkalische Elektrolyse
ATR	Auto Thermal Reforming
BEC	Bioenergy and Carbon
BECCS	Bioenergy and Carbon Capture and Storage
BMBF	Bundesministeriums für Bildung und Forschung
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BoP	Balance of Plant
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionausgaben)
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CGC	Center for Global Commons
CH_2	Compressed Hydrogen
COP	Coefficient of Performance
DAC	Direct Air Capture
DAC-CO_2	Kohlendioxid aus dem Direct Air Capture Prozess
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage
DACCU	Direct Air Carbon Capture and Utilization
DME	Dimethylether
GWP	Global Warming Potential
HB	Haber-Bosch
HT	Hochtemperatur
HT-KO	Hochtemperatur Ko-Elektrolyse
IEA	International Energy Agency
iNEW2.0	Inkubator Nachhaltige Elektrochemische Wertschöpfungsketten
IRENA	International Renewable Energy Agency
LC-ME	Low Circularity, Most Economic
LCOA	Levelized Cost of Ammonia
LCOM	Levelized Cost of Methanol
LCOO	Levelized Cost of Output
LH_2	Liquid Hydrogen
LUT-ESTM	LUT Energy System Transition Model
LZA	Luftzerlegungsanlage
MeOH	Methanol
MTBE	Methyl-tert-butylether
MtO	Methanol-to-Olefins
MtP	Methanol-to-Propylene
NT	Niedertemperatur
OPEX fix	Operational Expenditures (fixe Betriebskosten)
OPEX var.	Operational Expenditures (variable Betriebskosten)
POX	Partielle Oxidation
PtA	Power-to-Ammonia
PTJ	Projektträger Jülich
PtM	Power-to-Methanol
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RR	Rheinisches Revier
SMR	Steam Methane Reforming
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
WI	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie gGmbH

Einheiten und Symbole

%	Prozent
°C	Grad Celsius
€	Euro
a	Jahr/annum
Äq.	Äquivalente
CH_3OH	Methanol
CH_4	Methan
CH_4N_2O	Harnstoff (UREA)
CO	Kohlenstoffmonooxid
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CO_2-Äq.	CO_2-Äquivalente
H_2	Wasserstoff
H_2O	Wasser
kg	Kilogramm
kWh	Kilowattstunde
MJ	Megajoul
Mt	Megatonnen
MWh	Megawattstunde
MWp	Megawatt Peak
N	Stickstoff
N_2O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
NH_3	Ammoniak
O_2	Sauerstoff
O^{2-}	Sauerstoffionen
ppm	Parts per million
t	Tonne
vol.%	Volumenprozent

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung der Stromgestehungskosten für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien ---------- 15

Tabelle 2: Entwicklung der Energieeffizienz der Wasserstoffelektrolyse 2020 – 2045/50 ---------- 18

Tabelle 3: Liste der analysierten globalen Szenarien mit Bezug auf Ammoniak ---------- 23

Tabelle 4: Liste der analysierten deutschen Szenarien mit Bezug auf Ammoniak ---------- 27

Tabelle 5: Globale Ammoniak-Nachfrageentwicklung aufgeteilt auf die zentralen Abnahmesektoren nach IRENA and AEA (2022). ---------- 30

Tabelle 6: Globale Entwicklung der Ammoniak-Produktionskapazitäten und der Ammoniakproduktion ---------- 31

Tabelle 7: Liste der analysierten globalen Szenarien mit Bezug auf Methanol ---------- 49

Tabelle 8: Liste der analysierten deutschen Szenarien mit Bezug auf Methanol ---------- 52

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Möglicher Aufwuchs von Low-Carbon-Referenztechnologien und iNEW2.0-Technologien ---- 12

Abbildung 2: Arbeitsschritte der Benchmark-Methodik ---- 13

Abbildung 3: Fließbild der Low-Carbon-Referenztechnologie für die Ammoniakproduktion ---- 17

Abbildung 4: Darstellung der heutigen und zukünftigen Einsatzfelder von Ammoniak ---- 20

Abbildung 5: Historische globale Nachfrageentwicklung von Ammoniak ---- 22

Abbildung 6: Szenarienvergleich: Globale Ammoniak-Nachfrageentwicklung bis 20245/50 ---- 25

Abbildung 7: Szenarienvergleich: Globale Ammoniak-Nachfrage im Jahr 2050 nach Sektoren ---- 26

Abbildung 8: Szenarienvergleich: Deutsche Ammoniak-Nachfrageentwicklung bis 20245/50 ---- 29

Abbildung 9: Globale Entwicklung grüner Ammoniak-Produktionskapazitäten bis 2050 ---- 31

Abbildung 10: Globale Entwicklung grauer und blauer Ammoniak-Produktionskapazitäten bis 2050 ---- 32

Abbildung 11: Deutsche Entwicklung grüner (a) und grauer (b) Ammoniak-Produktionskapazitäten bis 2050 ---- 33

Abbildung 12: Graue Ammoniak-Produktionsanlagen geclustert nach (a) Altersstruktur (b) Weltregionen ---- 34

Abbildung 13: Entwicklung des anlegbaren Energieverbrauchs der Ammoniakproduktion 2020 – 2050 ---- 36

Abbildung 14: Entwicklung der anlegbaren Produktionskosten der Ammoniakproduktion (LCOA) 2020 – 2050 ---- 37

Abbildung 15: Entwicklung der anlegbaren Produktionskosten der Ammoniakproduktion (LCOA) 2020 – 2050 aufgeteilt nach Anlagenbestandteilen ---- 38

Abbildung 16: Anlegbare Produktionskosten der Ammoniakproduktion (LCOA) in Abhängigkeit vom Strompreis ---- 39

Abbildung 17: Prozessfließbild der CO_2-basierten Methanolproduktion ---- 42

Abbildung 19: Darstellung der heutigen und zukünftigen Einsatzfelder von Methanol ---- 45

Abbildung 20: Nachfrage- und Produktionskapazitätsentwicklung von Methanol ---- 48

Abbildung 21: Szenarienvergleich: Globale Methanol-Nachfrageentwicklung ---- 51

Abbildung 22: Szenarienvergleich: Globale Methanol-Nachfrage im Jahr 2050 nach Sektoren ---- 52

Abbildung 23: Szenarienvergleich: Deutsche Methanol-Nachfrageentwicklung bis 2045/50 ---- 54

Abbildung 24: Globale Entwicklung grüner (a) und grauer (b) Methanol-Produktionskapazitäten bis 2050 ---- 56

Abbildung 25: Deutsche Entwicklung grüner (a) und grauer (b) Methanol-Produktionskapazitäten bis 2050 ---- 57

Abbildung 26: Entwicklung des anlegbaren Energieverbrauchs der CO_2-basierten Methanolproduktion 2020 – 2050 ---- 59

Abbildung 27: Entwicklung der anlegbaren Produktionskosten der CO_2-basierten Methanolproduktion (LCOM) 2020 – 2050 ---- 60

Abbildung 28: Entwicklung der anlegbaren Produktionskosten der CO_2-basierten Methanolproduktion (LCOM) 2020 – 2050 aufgeteilt nach Anlagenbestandteilen 61

Abbildung 29: Anlegbare Produktionskosten der Methanolproduktion (LCOM) in Abhängigkeit vom Strompreis ---- 62

Abbildung 30: Anlegbare THG-Emissionen der CO_2-basierten Methanolherstellung (im Falle von DAC-CO_2 sind diese klimaneutral) ---- 63

1 Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht beschreibt ein Konzept zur Definition von Benchmarks aktueller Low-Carbon-Referenztechnologien für Ammoniak und Methanol, die als Maßstab für die in der Grundlagenforschung befindlichen neuartigen iNEW2.0-Technologien dienen sollen. Ziel ist es, einen systematischen Vergleich der iNEW2.0-Technologien mit den nach aktuellem Stand als Low-Carbon geltenden Technologien durchzuführen. Dies ermöglicht, die Chancen und Herausforderungen der iNEW2.0-Technologien schon in einem frühen Entwicklungsstadium abzuschätzen. Neben potenziellen Markteintrittschancen werden dazu Benchmark-Indikatoren bestimmt. Diese zeigen auf, welche spezifischen Kosten, Treibhausgasemissionen, Energieflüsse und Feedstockbedarf von den iNEW2.0-Technologien erreicht werden müssten, um im globalen Vergleich konkurrenzfähig zu sein. Ergänzend werden Hinweise zum Einsatz kritischer Rohstoffe gegeben.

Als Low-Carbon-Referenztechnologien wurden für die Ammoniak-Produktion das grüne Haber-Bosch-Verfahren und für die Methanol-Produktion die CO_2-basierte Methanolsynthese identifiziert, die ausschließlich erneuerbare Energien nutzen und daher als „grün“ gelten. Zur Ermittlung der Markteintrittschancen wurde eine Szenarioanalyse durchgeführt, die sich auf globale und deutsche Entwicklungstrends für den langfristigen Bedarf an Ammoniak und Methanol konzentriert. Gegenstand der Analyse waren die Nachfragemengen, die Nachfragesektoren sowie die Entwicklung der Produktionskapazitäten. Es zeigt sich bis 2050 eine steigende Nachfrage nach beiden Chemikalien, wobei der Anteil von grünem Ammoniak 82 % und von grünem Methanol 77 % der globalen Nachfrage decken könnte. Aus der Szenarioanalyse wurde für das Benchmarking jeweils ein repräsentatives Ausbreitungsszenario abgeleitet, das einen möglichen Markteintritt der iNEW2.0-Technologien ab 2030 für Methanol und ab 2040 für Ammoniak zeigt.

Die Benchmark-Indikatoren der jeweiligen Referenztechnologie wurden durch Fortschreibung für die Jahre 2030, 2040 und 2045/50 ermittelt. Dabei zeigt sich bis 2045/50 eine Reduktion der anlegbaren Produktionskosten um 44 % bei Ammoniak und 56 % bei Methanol sowie eine Reduktion des anlegbaren Energieverbrauchs um 15 % bei Ammoniak und 24 % bei Methanol.

Als Benchmarks wurden folgende Werte ermittelt:

Ammoniak (bezogen auf ein mögliches Markteintrittsjahr 2040)

- Anlegebare **Stoffströme**: 0,82 t N_2/t NH_3; 0,18 t H_2/t NH_3 (1,6 t H_2O/t NH_3)
- Anlegbarer **Energieverbrauch**: 9,2 MWh/t NH_3
- Anlegbare **Produktionskosten (LCOA)**: 711 EUR/t NH_3
- Anlegbare **THG-Emissionen**: Keine direkten THG-Emissionen (0 t $CO_{2\text{-Äq.}}$/t NH_3)
- Anlegbare **kritische Rohstoffe:** Lanthan, Nickel und Yttrium im Fall der Hochtemperatur-Elektrolyse, Iridium und Platin im Fall der PEM-Elektrolyse sowie Nickel im Fall der alkalischen Elektrolyse

Methanol (bezogen auf ein mögliches Markteintrittsjahr 2030)

- Anlegbare **Stoffströme**: 1,44 t CO_2/t MeOH; 0,2 t H_2/t MeOH; (1,75 t H_2O/t MeOH)
- Anlegbarer **Energieverbrauch**: 12,4 MWh/t MeOH
- Anlegbare **Produktionskosten (LCOM):** 575 EUR/t MeOH
- Anlegbare **THG-Emissionen**: 0,06 t $CO_{2\text{-Äq.}}$/t MeOH (im Falle von DAC-CO_2 sind diese klimaneutral)
- Anlegbare **kritische Rohstoffe:** Lanthan, Nickel und Yttrium im Fall der Hochtemperatur-Elektrolyse, Iridium und Platin im Fall der PEM-Elektrolyse sowie Nickel im Fall der alkalischen Elektrolyse

Aus den Analyseergebnissen lassen sich darüber hinaus fünf **Optionsfelder** für die iNEW2.0-Technologien ableiten.

1| Ammoniak und Methanol werden heute weitgehend regional gehandelt, so dass ein früher Markteintritt weniger dem globalen Wettbewerb unterliegt und die anlegbaren Benchmarks relativiert werden sollten.

2| Durch die stark wachsende Nachfrage nach grünen Chemikalien könnte es zu Produktionsengpässen bei den Low-Carbon-Referenztechnologien kommen, wodurch die Verfügbarkeit der iNEW2.0-Technologien zu einem hohen Marktvorteil werden könnte.

3| Wasserstoff wird in den nächsten Jahrzehnten ein knappes Gut bleiben, wodurch Prozesse wie die iNEW2.0-Technologien, die ihn weder als Feedstock noch als Energieträger benötigen, Vorteile haben.

4| Während die Entwicklung der Low-Carbon-Referenztechnologien für den Massenmarkt vorangetrieben wird, haben die iNEW2.0-Technologien die Möglichkeit, auf die Bedarfe in Nischenmärkten zu reagieren.

5| Aufgrund der potenziellen Verknappung kritischer Rohstoffe, die für die Low-Carbon-Referenztechnologien benötigt werden, könnten die iNEW2.0-Technologien einen strategischen Vorteil haben, wenn hier konsequent kritische Rohstoffe vermieden oder vermindert würden.

2 Zielsetzung und Herausforderungen

2.1 Hintergrund

Eine zentrale methodische Herausforderung bei der Bewertung neuer, innovativer Prozesse und Anlagen besteht darin, zukünftige Veränderungen in der Energie- und Materialbereitstellung schon im Entwicklungsprozess zu berücksichtigen. Neben der Bewertung relevanter Parameter auf Anlagen- und Prozessebene spielt dabei insbesondere eine Rolle, welche Umweltwirkungen sich langfristig durch einen großskaligen Einsatz einer neuen Technologie ergeben. Zu diesem Zweck sollte in AP 9.2.2 ursprünglich basierend auf Langfrist-Klimaschutzszenarien abgeschätzt werden, welche Umsetzungspotenziale den in iNEW2.0 betrachteten PtX-Technologien langfristig zugeschrieben werden können – wie sie also beispielsweise andere Verfahren ersetzen könnten – und welcher kumulierter Ressourcenverbrauch der Aufwuchs dieser Technologien in den nächsten Jahrzehnten bedeuten würde.

Das WI analysiert gemäß Vorhabensbeschreibung dabei die beiden Technologien:

- **Power-to-Ammonia (iNEW2.0 – AP 7)**
- **Power-to-Methanol (iNEW2.0 – AP 4)**

Im Projektverlauf hat sich jedoch durch eine Vielzahl von Gesprächen mit der Projektleitung und den beteiligten technischen Entwickler*innen herausgestellt, dass der für die oben beschriebenen Aufgaben benötigte Entwicklungsstand bei den in iNEW2.0 erforschten Technologien (im Folgenden **iNEW2.0-Technologien**) mit einem aktuellen TRL <=2 (Technology Readiness Level) noch nicht erreicht ist. Eine Fortschreibung von Technologien in die Zukunft mit entsprechender Abschätzung zentraler Parameter für den Zeitpunkt eines kommerziellen, großskaligen Einsatzes (z. B. ab dem Jahr 2030 oder 2040) ist jedoch notwendig, um die geplanten Langfristbewertungen durchführen zu können. Solch eine Fortschreibung ist jedoch bei einem TRL von 2 oder kleiner schwer möglich.

Eine weitere Herausforderung besteht darin, dass die in diesem Vorhaben entwickelten Technologien für einen Einsatz im Rheinischen Revier (RR) vorgesehen sind, z. B. für Unternehmen der Spezialchemie. Die in AP 9.2.2 vorgesehenen und in der Energie- und Industriesystemanalyse üblicherweise eingesetzten Langfristszenarien betrachten jedoch Massenanwendungen mit weltweiter Anwendung und deren Auswirkungen auf Energie- und Ressourcenverbrauch oder resultierende Emissionen. Sie haben weniger oder gar keine Spezialanwendungen im Blick, da deren Anteil an den Auswirkungen im Vergleich zu Massenanwendungen eher vernachlässigbar ist. Die zentrale methodische Herausforderung in AP 9.2.2 kann daher eingegrenzt werden auf den Kernaspekt, mit Methoden der Energie- und Industriesystemanalyse technische Entwicklungsprozesse in einem frühen Stadium zu analysieren und zu bewerten.

Vor diesem Hintergrund wird statt der ursprünglich vorgesehenen Hochrechnung entlang von Langfristszenarien mit nachfolgender Ressourcenanalyse ein **Benchmarking-Ansatz** verfolgt, um technische, ökologische und ökonomische Vergleichswerte (Benchmarks) für die Entwicklung der iNEW2.0-Technologien zu erarbeiten. Die ermittelten Benchmarks sollen den Entwickler*innen anschließend die Möglichkeit bieten, Herausforderungen im globalen und nationalen Markt frühzeitig identifizieren zu können und in die Entwicklungsschritte mit einzubeziehen.

Zudem bekommen die Entwickler*innen die Möglichkeit, „Unique Selling Points“ hervorzuheben und die iNEW2.0-Technologien entsprechend für definierte Anwendungszwecke konzipieren zu können.

2.2 Allgemeines Vorgehen der Benchmarking-Analyse

Um einen relevanten Beitrag zur Entwicklung der iNEW2.0-Technologien und deren Bewertung leisten zu können, wird die in Abbildung 1 beschriebene Vorgehensweise angewendet. Das methodische Vorgehen wird in Kapitel 2.3 basierend auf der allgemeinen Vorgehensweise detailliert beschrieben.

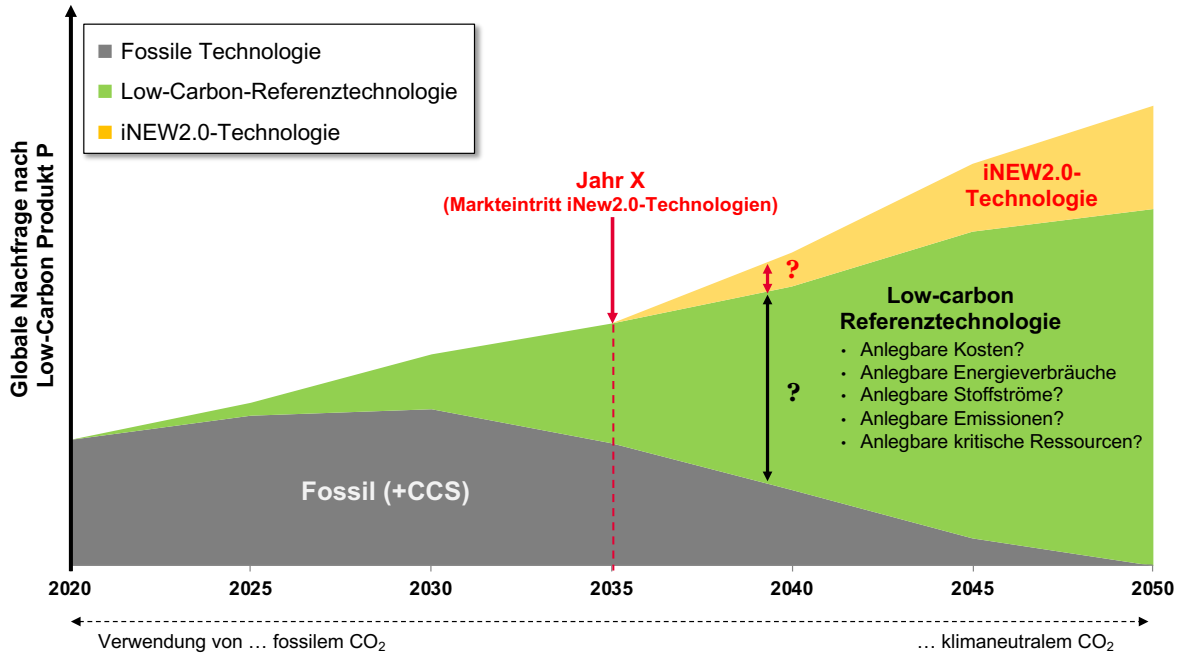

Abbildung 1: Möglicher Aufwuchs von Low-Carbon-Referenztechnologien und iNEW2.0-Technologien

Quelle: Eigene Darstellung

Die Vorgehensweise beinhaltet folgende allgemeine Analyseelemente:

1| Die Analyse wird als „top-down”-Ansatz (Benchmarking) verfolgt. Dies bedeutet, dass zunächst **Referenztechnologien** bestimmt werden, gegen die die iNEW2.0-Technologien gemessen werden. Die Referenztechnologien werden dabei durch solche Low-Carbon-Technologien definiert, die bereits im Markt sind oder kurz- bis mittelfristig in den Markt eintreten.

2| Da sich die Low-Carbon-Referenztechnologien jedoch ebenfalls in den nächsten Jahren bzw. Jahrzehnten weiterentwickeln, müssen diese zunächst mit Methoden der Technikbewertung auf **zukünftige Zeitpunkte** (Betrachtungsjahre sind 2030, 2040 und 2045/50) fortgeschrieben werden.

3| Für die Betrachtungsjahre werden darauf aufbauend **Benchmarks** ermittelt, die durch den Einsatz der Referenztechnologien erreicht werden können. Die Benchmarks dienen als „Messlatte“, die die iNEW2.0-Technologien bei ihrem Markteintritt erreichen bzw. idealerweise unterschreiten sollten, da sie ansonsten nicht konkurrenzfähig wären. Zudem wird das Kapazitätspotenzial ermittelt. Außerdem

müssen bestehende Anlagen aufgrund ihrer begrenzten Lebensdauer innerhalb des betrachteten Zeitraums ersetzt werden.

4| Die auf diese Weise ermittelten Benchmarks sowie daraus abgeleitete **Handlungsoptionen** werden in diesem Bericht erfasst und somit an die technischen Entwickler*innen weitergegeben. Die Benchmarks können so als zusätzliche Kriterien bei der Entwicklung der Technologien aufgenommen werden und den Entwickler*innen als Ergänzung zu den bisherigen Zielgrößen, die eher prozesstechnischer Natur sind (z. B. hohe Effizienz bei gleichzeitig hoher Stabilität, Reinheit oder Degradation) dienen.

2.3 Methodik des Benchmarkings

Basierend auf der zuvor beschriebenen allgemeinen Vorgehensweise werden im folgendem **vier Arbeitsschritte** (siehe Abbildung 2) durchgeführt – zunächst für die *Power-to-Ammoniak*- (Kapitel 3) und anschließend für die *Power-to-Methanol*-Route (Kapitel 4).

Abbildung 2: Arbeitsschritte der Benchmark-Methodik

Quelle: Eigene Darstellung

Schritt 1: Bestimmung der Low-Carbon-Referenztechnologien

In Schritt 1 werden zunächst potenzielle **Referenztechnologien** für die iNEW2.0-Technologien bestimmt. Grundsätzlich können dabei zwei Gruppen unterschieden werden: Massentechnologien und Nischentechnologien. Der Fokus der **Benchmarkinganalyse** liegt auf den Massentechnologien, da sich Energiesystemanalysen und damit Langfrist-Klimaszenarien üblicherweise auf diese konzentrieren. Außerdem liegen für diese eine Vielzahl von Informationen zum aktuellen Entwicklungsstand, technischen Parametern und weiteren Kenngrößen vor, die für die spätere Fortschreibung der Technologien benötigt werden.

Entsprechend der Vorhabensbeschreibung werden in AP 9.2 die Verfahren Power-to-Methanol (PtM) und Power-to-Ammonia (PtA) bearbeitet. Als Low-Carbon-Referenztechnologien werden das **grüne Haber-Bosch-Verfahren** (Ammoniak) und die **grüne Methanolsynthese** (CO_2-basiert) herangezogen. Um als „grün“ zu gelten und konventionelle, auf fossilen Energieträgern und Feedstocks basierende Technologien zu ersetzen, werden die Referenztechnologien ausschließlich mit erneuerbaren Energien und nachhaltigen Feedstocks betrieben. Zudem befinden sich diese entweder bereits im Markt oder werden in naher Zukunft in den Markt eintreten (allein in der MENA-Region sind laut IEA (2024) bereits mindestens 26 Projekte zur Herstellung von grünem Ammoniak nach dem Haber-Bosch-Verfahren in Planung).

Schritt 2: Auslegung eines repräsentativen Ausbreitungsszenarios

Ausgehend von bestehenden explorativen nationalen und internationalen Klimaschutzszenarien werden in Schritt 2 zukünftige **Marktpotenziale** der ausgewählten

Low-Carbon-Referenztechnologien bis 2045/50 abgeschätzt und – im Falle konkurrierender Technologien – ein möglicher Technologiemix über die nächsten Jahrzehnte bestimmt. Dazu werden zunächst Studien von Branchenverbänden, internationalen Energieinstitutionen etc. identifiziert und in einem Review-Prozess die zentralen Szenarien analysiert und gegenübergestellt. Schwerpunkt der Analyse stellen die zukünftige **Nachfrageentwicklung**, die Nachfragesektoren sowie der Zubau bzw. Rückbau von Anlagenkapazitäten dar. Da die zukünftigen Nachfragemengen sehr von globalen Trends und Handelsmechanismen abhängen, ist eine vergleichende Gegenüberstellung der Szenarien ein zentraler Bestandteil dieser Methodik.

Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen werden anschließend repräsentative **Ausbreitungsszenarien** der Low-Carbon-Referenztechnologien abgeleitet. Aus der Nachfrageentwicklung wird der resultierende Zubau neuer bzw. der Retrofit bestehender fossiler Anlagenkapazitäten ermittelt. Die entsprechenden Zeitpunkte stellen dann das Zeitfenster für einen möglichen Markteintritt der iNEW2.0-Technologien dar, da sich diese Chance anschließend erst wieder am Ende der Lebensdauer der neu errichteten Anlagen bieten würde.

Schritt 3: Bestimmung der Benchmarks und Anwendung auf die Low-Carbon-Referenztechnologien

Entlang der Ausbreitungsszenarien werden in Schritt 3 die Referenztechnologien basierend auf ihrem derzeitigen Entwicklungstand in die Zukunft fortgeschrieben und deren Performance anhand von bestimmten Kriterien zu den Zeitpunkten 2030, 2040 und 2045/50 bewertet.

Bewertungskriterien

Die geeigneten Bewertungskriterien und -Indikatoren – **Benchmarks** – werden anhand techno-ökonomischer Rahmenbedingung definiert. Für die zentralen Benchmarks wird dabei – sofern möglich – jeweils zwischen Reaktor und Peripherie (Balance of Plant, BoP) unterschieden und ihr jeweiliger Anteil abgeschätzt. Die Ergebnisse können bereits wichtige Hinweise darauf geben, wo der Schwerpunkt der Kosten, Energieverbräuche oder Emissionen liegt, und lassen erste Schlussfolgerungen hinsichtlich der iNEW2.0-Technologien zu. Wird jedoch sowohl für die Referenz als auch für die iNEW2.0-Technologien gleiche oder ähnliche Peripherie eingesetzt, kann deren Bewertung als vernachlässigbar angesehen werden.

Die anlegbaren Indikatoren der jeweiligen Referenztechnologie werden bis zum Jahr 2045/50 fortgeschrieben. Für die Ermittlung dieser Benchmarks wird auf frühere Studien zurückgegriffen, in denen die Technologien bereits prospektiv bewertet wurden. Diese werden entsprechend des Studiendesigns mithilfe aktueller Literaturangaben ergänzt und auf den neusten Stand gebracht. Für die vergleichende Bewertung werden folgende Benchmarks ausgewählt:

- *Anlegbare Stoffströme*

Die *Stoffströme* stellen die Stoffverbräuche der Referenztechnologien dar, z. B. die Feedstocks für die Syntheseprozesse. Je nach Produkt kann dies z. B. CO_2 für die Methanolherstellung oder Stickstoff für die Ammoniakherstellung sein. Als Indikator für das Benchmarking wird der **Feedstockbedarf in Tonnen pro Tonne Output** verwendet. Eine detaillierte Bestimmung anderer Stoffströme konnte jedoch aufgrund

der Umstrukturierung des Arbeitspaketes und der damit nicht durchgeführten prospektiven Ökobilanzen nicht durchgeführt wird. An dieser Stelle werden deshalb nur die direkten Feedstockströme untersucht, nicht aber andere Stoffströme.

- *Anlegbarer Energieverbrauch*

Die *Energieflüsse* stellen die spezifischen Energieverbräuche der Technologien dar. Neben dem Energiebedarf selbst werden zusätzlich auch die elektrischen bzw. thermischen Wirkungsgrade ermittelt, um Aussagen über die Energieeffizienz der Prozesse treffen zu können. Da es sich bei den Low-Carbon-Referenztechnologien im Wesentlichen um elektrifizierte Prozesse handelt, wird der Energiebedarf (auch für Wärme) in Form von Strom gedeckt, der als ausschließlich erneuerbar angenommen wird. Ausgegeben wird für den Indikator der **Gesamtenergiebedarf in MWh pro Tonne Output**.

- *Anlegbare Produktionskosten*

Die *anlegbaren Produktionskosten* stellen diejenigen Kosten dar, die die iNEW2.0-Technologien im Vergleich zur jeweiligen Referenztechnologie und betrachtetem Jahr erreichen müssten, um konkurrenzfähig zu sein. Sie werden in Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) unterteilt. Die OPEX bilden sich aus variablen Betriebskosten (OPEX var.), wie etwa Feedstock- und Energiekosten, sowie fixen Betriebskosten (OPEX fix.), z. B. für Wartungs-, Versicherungs- oder Lohnkosten. Für die CAPEX wird vereinfachend eine Abschreibungsdauer der Anlagen von 20 Jahren für alle Prozesse angenommen und mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 8 % verrechnet. Die Produktionskosten werden als **Levelized Cost of Output (LCOO) in Euro pro Tonne Output** ausgewiesen, indem die CAPEX auf das jeweils betrachtete Jahr abdiskontiert werden.

Als Stromkosten werden für das Benchmarking die Stromgestehungskosten nach Kost et al. (2024) verwendet, die eine Bandbreite für verschiedene erneuerbare Stromerzeugungstechnologien in Deutschland widerspiegeln (siehe Tabelle 1). Aus diesen wird jeweils ein unterer (low) und ein oberer Wert (high) gebildet.

Tabelle 1: Entwicklung der Stromgestehungskosten für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien

Einheit	2020 Low	2020 High	2030 Low	2030 High	2045/50 Low	2045/50 High
[€/MWh]	41[2]	103[3]	37[1]	95[1]	30[2]	83[3]

[1] Werte linear interpoliert
[2] Große PV-Freiflächenanlagen (>1 MWp)
[3] Offshore-Windenergieanlagen

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Kost et al. (2024)

- *Anlegbare Treibhausgasemissionen*

Bewertet werden die **direkten spezifischen Treibhausgasemissionen (THG) in CO_2-Äquivalenten (CO_2-Äq.)**, die **pro Tonne Output** entstehen – sogenannte Scope-1-Emissionen. Obwohl sowohl die iNEW2.0-Technologien als auch die Low-Carbon-Referenztechnologien grüne Zukunftstechnologien sind, können sie nicht a priori als vollständig CO_2-neutral betrachtet werden. Residualemissionen können entweder durch unvollständigen Umsatz der Edukte, durch flüchtige Emissionen oder auch durch unvollständige CO_2-Abtrennung (bei Anwendung von Carbon Capture and Storage-Technologien; CCS) entstehen. Darüber hinaus kann die Systemgrenze um

Scope-2- und Scope-3-Emissionen erweitert werden, d.h. um Emissionen aus vor- und nachgelagerten Prozessen – z. B. Emissionen aus der Nutzung von Netzstrom (Scope-2) oder der Gewinnung von Rohstoffen (Scope 3). Da Scope-2- und Scope-3-Emissionen jedoch nicht im Fokus der hier durchgeführten Analysen stehen, werden sie nicht in das Benchmarking mit einbezogen. Allerdings ist zu beachten das die Herkunft bzw. der Produktionsprozess des für die Technologien benötigten CO_2 sowie des Wasserstoffs näher untersucht werden sollten.

- *Anlegbare kritische Rohstoffe*

Im Gegensatz zu den vorherigen Indikatoren können keine allgemein gültigen *anlegbaren kritischen Rohstoffe* definiert werden, da jede Technologie aus anderen Materialien besteht und somit in der Regel auch unterschiedliche kritische Ressourcen verbraucht. Beim späteren Vergleich der iNEW2.0-Technologien mit den Low-Carbon Referenztechnologien muss daher für jeden potenziell eingesetzten Rohstoff der iNEW2.0-Technologien im Einzelfall dessen Kritikalität geprüft werden. Für eine Reihe einzelner Rohstoffe erfolgte dies in einer Schnellanalyse in → ***Teilbericht 3*** (AP 9.2.3). Zur Bewertung der Referenztechnologien wird auf zwei Quellen zurückgegriffen:

In Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme NRW (2022) wurde entlang von Ausbreitungsszenarien in Europa untersucht, welche Bestandteile von PtX-Technologien möglicherweise kritische Rohstoffe beinhalten. Die Kritikalität von Rohstoffen ergibt sich aus verschiedenen Faktoren wie der geographischen Verteilung und möglichen Abhängigkeiten von einzelnen Ländern, der Umweltgefährdung, der Eigenschaften in Bezug auf Lagerstättenbildung, der benötigten Zeit bis zur Öffnung neuer Minen oder der Recyclingfähigkeit. Die im Rahmen der Ausbreitungsszenarien ermittelten Rohstoffmengen potenziell kritischer Rohstoffe wurden anhand der jährlichen Fördermengen und der weltweiten Reserven des jeweiligen Rohstoffes analysiert und eingeordnet. Da die Methanol-Synthese und die Ammoniak-Synthese selber in obiger Quelle nicht analysiert wurden, wird für diese beiden Technologien auf Zelt et al. (2020) zurückgegriffen, wo für eine Reihe von Wasserstoff-Derivaten potenzielle kritische Rohstoffe ausgewiesen wurden.

Schritt 4: Ableiten genereller Marktchancen der iNEW2.0-Technologien

Schließlich erfolgt in Schritt 4 die Bestimmung der „Messlatte“, die als zukünftige Zielgröße dienen könnte und später an die technischen Entwickler*innen in der Labor-/Demophase der iNEW2.0-Technologien übergeben wird. Hier werden auf Basis der Ausbreitungsszenarien (siehe Schritt 2) die Zeitpunkte mit hohen **Markteintrittschancen** der Referenztechnologie für den Zeitraum 2030 bis 2050 ausgegeben und mit den ermittelten Benchmark-Indikatoren in Beziehung gesetzt. Abschließend werden mögliche **Handlungsoptionen** für die technischen Entwickler*innen beschrieben, wie und wann die iNEW2.0-Technologien zielführend in den Markt gebracht werden könnten.

3 Ammoniak-Synthese

3.1 Referenztechnologie für Ammoniak und seine Prozesskette

Als Low-Carbon-Referenztechnologie für die Ammoniakproduktion steht heute nur das elektrifizierte Haber-Bosch-Verfahren zur Verfügung. Wie auch im konventionellen fossilen Verfahren erfolgt hier die Synthese von Stickstoff (N) und Wasserstoff (H_2) zu Ammoniak (NH_3) in einem Reaktor, welcher bereits seit dem frühen 20. Jahrhundert großtechnisch im Einsatz ist – der Haber-Bosch Reaktor (HB). Die Ammoniaksynthese findet üblicherweise bei einem Verhältnis von Stickstoff zu Wasserstoff von 1:3, einem Druck von 250 bis 350 bar, einer Temperatur von 450 bis 550°C und unter Verwendung von α-Eisen als Katalysator gemäß Gleichung (3.1 statt:

$$\boldsymbol{N_2 + 3H_2 \Leftrightarrow 2NH_3} \qquad (3.1)$$

Im Gegensatz zum fossilen Betrieb stammt der Wasserstoff bei der Low-Carbon-Referenztechnologie jedoch nicht aus Erdgas, welches mittels Dampfreformierung (Steam Methane Reforming; SMR) bzw. autothermer Reformierung (Autothermal Reforming; ATR, siehe unten) in ein Synthesegas aus H_2 und CO gespalten wird, sondern aus erneuerbaren Energien – d. h. *grünem* Wasserstoff, der mittels Elektrolyse und erneuerbaren Strom erzeugt wird. Die einzelnen Prozessschritte sind schematisch in Abbildung 3 dargestellt.

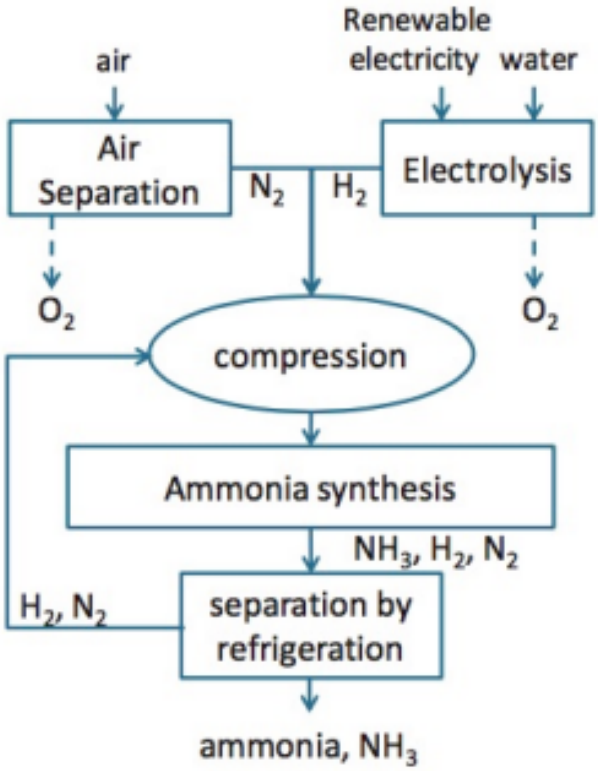

Abbildung 3: Fließbild der Low-Carbon-Referenztechnologie für die Ammoniakproduktion

Quelle: Bazzanella und Ausfelder (2017)

Für die Low-Carbon-Referenztechnologie kommen im Wesentlichen drei Elektrolyse-Verfahren in Betracht: als Niedertemperaturverfahren die a) alkalische Elektrolyse

(AEL) und die b) Protonenaustauschmembranelektrolyse (PEM), sowie zusätzlich c) als Hochtemperaturverfahren die Feststoffoxidelektrolyse (HT-EL bzw. SOEL). Alle drei Elektrolyseverfahren produzieren neben reinen Wasserstoff auch Sauerstoff, der allerdings im Prozess selbst nicht benötigt wird ggf. aber für andere Anwendungen genutzt werden kann. Für das Benchmarking der Low-Carbon-Referenztechnologie wird allerdings nicht zwischen den potenziellen Elektrolyseverfahren unterschieden, sondern generisch eine Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse angenommen, die keinen expliziten Technologietyp widerspiegelt. Die für das Benchmarking angenommene Energieeffizienz der Elektrolyse ist Tabelle 2 zu entnehmen.

Tabelle 2: Entwicklung der Energieeffizienz der Wasserstoffelektrolyse 2020 – 2045/50

Einheit	2020 Low	2020 High	2030 Low	2030 High	2045/50 Low	2045/50 High
%[1]	60	62	64	67	70	73
[1] bezogen auf den unteren Heizwert (Lower Heating Value; LHV)						

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Pichlmaier (2021) und MPP (2022)

Das für die Elektrolyse (sowie für die Kühlprozesse) benötigte Wasser wird als verfügbar und ohne Auswirkungen auf das Gesamtsystem angenommen und daher in den Auswertungen nicht berücksichtigt.

Der für die Ammoniaksynthese benötigte Stickstoff muss dagegen – anders als beim konventionellen Verfahren, wo dieser zusammen mit der Verbrennungsluft zugeführt wird – extern über eine Luftzerlegungsanlage (LZA) bereitgestellt werden. Anschließend muss der Wasserstoff zusammen mit dem Stickstoff verdichtet werden, um die für den HB-Prozess erforderlichen Betriebsbedingungen zu gewährleisten. Nach der erfolgten Synthese im HB-Reaktor wird das Ammoniak anschließend bei moderaten Minustemperaturen (-33°C) verflüssigt[1], um es einerseits von nicht umgesetzten Edukten zu trennen und andererseits lager- und transportfähig zu machen.

Neben der Dampfreformierung von Methan (CH_4) wird beim fossilen Verfahren heute auch das ATR-Verfahren und die partielle Oxidation (POX) zur Wasserstoffgewinnung eingesetzt, letztere jedoch nur in geringen Umfang. Während beim konventionellen Prozess mit SMR die Umrüstung zu einem elektrifizierten Verfahren gleichbedeutend mit einer Neuinvestition wäre, da neben dem SMR auch zusätzlich eine LZA errichtet werden müsste, ist beim Verfahren mit ATR eine Umrüstung grundsätzlich möglich, da bereits eine LZA vorhanden ist und der HB-Reaktor im weitesten Sinne als Retrofit zur Verfügung steht (Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut, 2021).Standorte, die bereits über eine ATR-Konfiguration verfügen, könnten also mit geringen Investitionskosten zu einem Low-Carbon-Standort umgerüstet werden. Darüber hinaus besteht bei beiden konventionellen Verfahren zudem die Möglichkeit, anteilig grünen Wasserstoff zum fossilen Wasserstoff aus SMR oder ATR beizumischen. Allerdings sind die Anteile aufgrund der Luftmengen im SMR-Verfahren begrenzt. In den Untersuchungen werden deshalb keine Konfigurationen mit Beimischungen betrachtet. Weiterhin könnte der Wasserstoff auch über die Pyrolyse von Methan bereitgestellt

[1] Ammoniak kann auch unter Druck (ca. 9 bar) verflüssigt werden. Großtechnisch zeichnet sich aber ab, dass sich die Verflüssigung bei niedrigen Temperaturen durchsetzen wird.

werden. Dieser in der Wasserstofffarbenlehre[2] auch als *türkis* bezeichnete Wasserstoff wäre zwar nach wie vor fossilen Ursprungs, allerdings besteht der Vorteil bei der Methanpyrolyse darin, dass der im Methan enthaltende Kohlenstoff als fester Kohlenstoff abgespalten wird und nicht mit Sauerstoff zu Kohlenstoffdioxid (CO_2) oxidiert und als entsprechende Emission in die Atmosphäre entweicht. Die Methanpyrolyse befindet sich laut Schneider et al. (2020) allerdings noch in einem frühen Entwicklungsstadium und ist daher noch nicht im industriellen Maßstab verfügbar (TRL 5 – 6). Aufgrund der eher als untergeordnet eingestuften Rolle und der weiterhin bestehenden Verwendung von fossilen Energieträgern, wurde die Methanpyrolyse jedoch von den Untersuchungen ausgeschlossen.

Ammoniak dient heute zwar überwiegend als Feedstock für die Harnstoffsynthese kann aber auch als Wasserstoffträger oder direkt als Brenn- bzw. Treibstoff eingesetzt werden (siehe dazu Kapitel 3.2.1). Der im Harnstoff (Urea; CH_4N_2O) enthaltene Kohlenstoff wird im konventionellen Verfahren aus dem bei der Dampfreformierung von Erdgas anfallenden CO_2 bereitgestellt. Da dieses im Low-Carbon-Verfahren jedoch nicht zur Verfügung steht, wäre folglich eine externe nicht-fossile CO_2-Quelle erforderlich. Somit bedarf es zukünftig klimaneutraler CO_2-Quellen um die Harnstoffsynthese zu ermöglichen. Mögliche CO_2-Quellen stellen Direct Air Capture (DAC) oder Bioenergie mit CO_2-Abscheidung (BEC) dar. In iNEW2.0 wird jedoch gemäß Vorhabensbeschreibung nur der Schritt bis zur Ammoniak-Herstellung untersucht, weshalb die Erweiterung der Systemgrenze um etwaige Weiterverarbeitungsschritte nicht Bestandteil der hier durchgeführten Analysen ist – dementsprechend ist eine Betrachtung der CO_2-Quelle für die reine Ammoniakproduktion nicht relevant.

3.2 Szenarien zum weltweiten Ammoniak-Markthochlauf

3.2.1 Anwendungsbereiche in den Langfristszenarien

Ammoniak ist mit einer Nachfrage von 183 Mt/Jahr (Stand 2020) die am zweithäufigsten produzierte Chemikalie der Welt. Etwa 70 % davon werden derzeit für die Herstellung von Düngemitteln verwendet. Ein weiteres Anwendungsgebiet ist die Nutzung als Feedstock in der Chemie- und Pharmaindustrie, insbesondere zur Herstellung von Salpetersäure und Acrylnitril. Außerdem ist zu erwarten, dass die Bedeutung und der Bedarf von Ammoniak in den nächsten Jahrzehnten weiter steigen werden. Ammoniak als Wasserstoffträger, Treibstoff im maritimen Sektor sowie als Ersatzbrennstoff in alten Kohlekraftwerken oder Gasturbinen (IRENA und AEA, 2022) beschreiben neue Anwendungsbereiche. Weitere Anwendungen sind der Einsatz in der Kältetechnik, in der Stahlindustrie, in der Rauchgasreinigung und im Bergbau. Abbildung 4 fasst die aktuellen und zukünftigen und Anwendungsbereiche von Ammoniak zusammen.

[2] Weitere Informationen zur Wasserstofffarbenlehre lassen sich in IKEM (2020) finden.

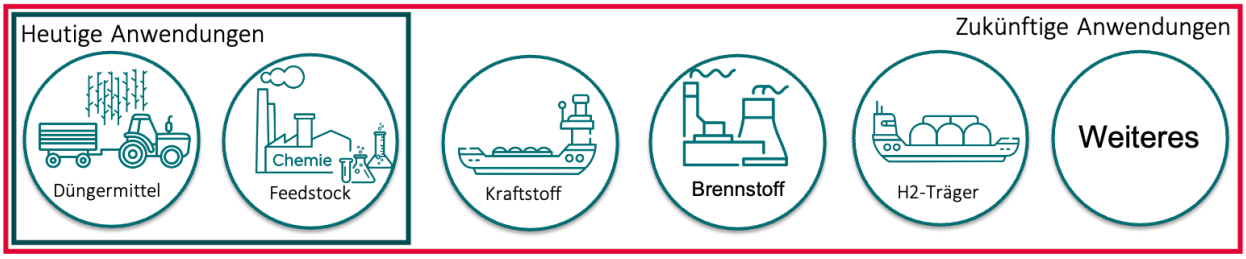

Abbildung 4: Darstellung der heutigen und zukünftigen Einsatzfelder von Ammoniak

Quelle: Eigene Darstellung

Düngemittel

Im Jahr 2020 wurden etwa 130 Mt NH_3 als Düngemittel genutzt, wobei lediglich 2 % des produzierten Ammoniaks direkt auf Felder ausgebracht wurden. Der Großteil des Ammoniaks wird zu stickstoffhaltigen Düngemitteln weiterverarbeitet. Die Auswahl des Mineraldüngers wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst, darunter Bodentypen, Nährstoffgehalte, Kulturarten, Marktverfügbarkeit, Kosten, Umweltauflagen sowie Handhabbarkeit. Der Hauptzweck von Düngemitteln besteht darin, hohe Ernteerträge zu erzielen und die Böden mit den während des Pflanzenwachstums verbrauchten Nährstoffen zu versorgen (IEA, 2021a). Ammoniak stellt somit ein zentrales Element in der konventionellen Landwirtschaft dar. Im Folgendem wird sowohl der direkte Einsatz sowie die Weiterverarbeitung von Ammoniak zusammengefasst betrachtet. In den aktuellen fossilen Prozessrouten wird zudem rund 50 % des anfallendem CO_2 genutzt, um Urea aus Ammoniak zu synthetisieren (vgl. Kapitel 3.2.2 und 3.2.3). Somit bedarf es zukünftig klimaneutraler CO_2-Quellen um die Harnstoffsynthese zu ermöglichen.

Feedstock

Ammoniak ist eine der sieben zentralen Basischemikalien, die zur Produktion aller anderen Chemikalien genutzt werden. So dient Ammoniak als Ausgangsstoff für die Synthese von chemischen Verbindungen wie Nitriten, Nitratverbindungen, Aminen und anderen Stickstoffverbindungen. Des Weiteren findet Ammoniak Anwendung in der Produktion von Kunststoffen, Pharmazeutika, Reinigungsmitteln und Sprengstoffen. Auch in der Lebensmittelindustrie wird Ammoniak zur Herstellung von Lebensmittelzusatzstoffen wie Aminosäuren und Hefeextrakten eingesetzt. Bis zu 27 Mt NH_3 wurden im Jahr 2020 hierfür verwendet (IEA, 2021a).

Wasserstoffträger

Hintergrund der Überlegung, Ammoniak als Wasserstoffträger zu verwenden, ist, dass an Standorten mit hohen erneuerbaren Energiepotenzialen eine kostengünstigere Wasserstofferzeugung möglich ist (Hank et al., 2023). Für einen sicheren und kostengünstigen Wasserstoffimport stellt der Transport über Ammoniak als Trägermedium eine vielversprechende aber auch kritisch diskutierte Möglichkeit dar (Agora Industrie und TU Hamburg, 2023; IEA, 2019; IRENA, 2022; Acatech, 2022).

Aufgrund der Toxizität von Ammoniak muss eine sorgfältige Handhabung im Umgang mit der Chemikalie sichergestellt werden (Roeb et al., 2020). In den entsprechenden Importländern kann Ammoniak in die Bestandteile Stickstoff und Wasserstoff zerlegt

(eng. cracken) werden. Allerdings ist der Schritt dieses Ammoniakcrackens noch nicht im großindustriellen Maßstab demonstriert und darüber hinaus mit nicht unerheblichen Verlusten verbunden, weshalb hier weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht. Der derzeitige TRL wird auf 7 geschätzt – bis 2030 sollen jedoch Anlagen im industriellen Maßstab zur Verfügung stehen (Agora Industrie und TU Hamburg, 2023; IRENA and AEA, 2022).

Darüber hinaus plant beispielsweise Uniper im Projekt Green-Wilhelmshaven den großskaligen Wasserstoffimport über Ammoniak nach Deutschland. „Nach [...] Abwägung der Kosten und Risiken stand Ammoniak ganz oben, denn es hat die höchste Energiedichte und lässt sich zu günstigsten Kosten synthetisieren. Zudem können wir auf eine Wertschöpfungskette zurückgreifen, die bereits seit vielen Jahrzehnten besteht. Dadurch sind das Handling und der Transport technisch erprobt“ (Uniper, 2023).

Dem Einsatz von Ammoniak als Wasserstoffträger stehen jedoch weitere Importoptionen gegenüber. So stellt der Import von reinem Wasserstoff als komprimiertes Gas (compressed H_2; CH_2) bei Drücken von 20 bis 100 bar oder bei tiefen Temperaturen (-253°C) als verflüssigter Wasserstoff (liquified H_2; LH_2) ebenfalls eine Möglichkeit dar. Weitere Optionen ergeben sich durch den Import von Methanol, synthetischem Erdgas oder die Verbindung mit Trägermedien für Wasserstoff. Somit ist die Rolle von Ammoniak als Wasserstoff-Importmedium noch nicht abschließend geklärt.

Brennstoff

Die direkte Nutzung von Ammoniak als Brennstoff reduziert die notwendigen Umwandlungsprozesse zurück zu Wasserstoff und die damit verbundenen energetischen Verluste. So stellt beispielsweise die Nutzung als Ersatzbrennstoff für Kohle oder Erdgas zur Verwendung in bestehenden Grund- und Spitzenlastkraftwerken eine Möglichkeit dar, die ansonsten aufgrund der Umstellung auf erneuerbare Energien nicht mehr benötigt würden. Eine Verbesserung der Verbrennungseigenschaften von Ammoniak kann durch partielles Cracken zur Herstellung eines Ammoniak-Wasserstoff-Gemisches erreicht werden. In Japan demonstriert das Joint Venture JERA bereits die Mitverbrennung von 20 % Ammoniak und 80 % Kohle in einem 1 GW-Kraftwerkskessel. Die japanische Regierung hat sich des Weiteren zum Ziel gesetzt, bis 2050 30 Mt NH_3 als Brennstoff einzusetzen. Dabei wird schrittweise von der Nutzung von fossilen Brennstoffen – zugunsten des Einsatzes von Ammoniak – umgestellt. Der Einsatz als Brennstoff in Kraftwerken wird den meisten Szenarien zu Folge nur in einzelnen Ländern (etwa Japan oder Südkorea) und in gewissen Umfang zur Diversifizierung der Energieerzeugung stattfinden. Im Vergleich zu den anderen Anwendungsbereichen wird diese Nutzungsoption – wenn überhaupt – nur eine untergeordnete Rolle spielen (IRENA und AEA, 2022).

Treibstoff im maritimen Sektor

Der Einsatz von Ammoniak als Treibstoff wird bereits seit dem 19. Jahrhundert erprobt. Die Hersteller von Schiffsmotoren gehen davon aus, dass bis 2025 Motoren, die mit Ammoniak betrieben werden können, für Neubauten und als Nachrüstungen auf den Markt gebracht werden. Aber auch direkt-elektrische oder wasserstoffbasierte Antriebe sind für die Schifffahrt von großem strategischem Interesse. Die Nutzung von grünem Ammoniak könnte dennoch ein wesentlicher Treiber für einen

treibhausgasneutralen (internationalen) Schiffsverkehr sein. Die prognostizierten zukünftigen Bedarfe an Ammoniak für den maritimen Sektor gehen in den untersuchten Szenarien jedoch deutlich auseinander. Literatur und in verschiedenen Statements von Motorenherstellern ist auch zu entnehmen, dass parallele Entwicklungen von Methanol (Wissner et al., 2023) und Ammoniak (MAN, 2023) als klimafreundliche Treibstoffe stattfinden. Es ist daher noch unklar, welcher Antrieb sich durchsetzen wird – allerdings ist offensichtlich, dass eine Umstellung des Schiffsverkehrs auf Ammoniak als Treibstoff zu einem erheblichen Anstieg des Bedarfs führen würde (Zerta et al., 2019). Dies könnte zu einer Vervielfachung des heutigen Bedarfs führen (IEA, 2021b; IRENA, 2022; SYSTEMIQ und CGC, 2022). Gleichzeitig könnte die Produktions- und Lieferantenstruktur erheblich diversifiziert werden und sich gleichzeitig neue Handelsbeziehungen ergeben, da grüner Ammoniak überall dort hergestellt werden könnte, wo sich Hotspots erneuerbarer Energien sowie Häfen befinden (Verschuur et al., 2024).

3.2.2 Nachfrageentwicklung in globalen Langfristszenarien

Insgesamt haben die Bedeutung und die Nachfrage von Ammoniak in den letzten Jahren stark zugenommen (Abbildung 5). Der heutige Bedarf ist seit 1960 jährlich um 2 bis 3 Mt NH_3 pro Jahr gestiegen und beträgt heute 183 Mt/Jahr. Der Großteil des Ammoniaks wird bisher regional erzeugt und genutzt (Egerer et al., 2023, IEA, 2021a), während etwa 12 % des Ammoniaks global gehandelt wird. Dennoch bestehen langjährige Erfahrungen und Infrastrukturen beim Handel mit Ammoniak auf die zukünftig zurückgegriffen werden kann. Eine konkrete Aussage über die zukünftige Nachfrageentwicklung ist jedoch aufgrund der neu entstehenden Märkte noch ungewiss. Daher sind gerade die dortigen Entwicklungen in den nächsten Jahren ausschlaggebend für die Entwicklung der gesamten Ammoniakwirtschaft.

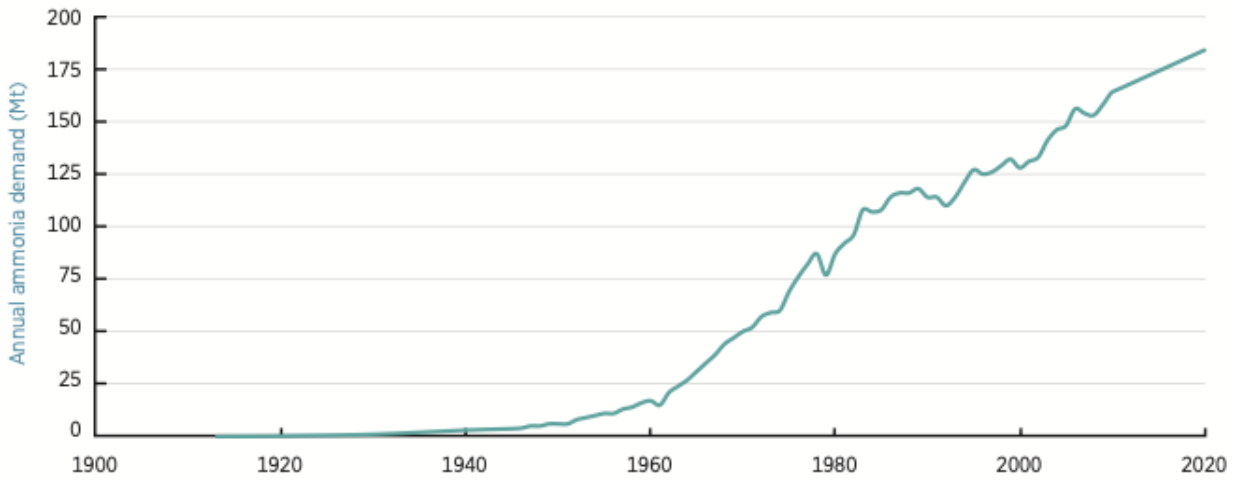

Abbildung 5: Historische globale Nachfrageentwicklung von Ammoniak

Quelle: IRENA and AEA (2022)

Im Rahmen dieses Vorhabens wurden im Zuge eines Literaturreviews aktuelle und Ammoniak integrierende Langfrist-Klimaschutzszenarien untersucht, um die zukünftig zu erwartenden Bedarfe vergleichend einzuordnen. Im Folgenden werden die in Tabelle 3 dargestellten Langfrist-Klimaschutzszenarien beschrieben.

Tabelle 3: Liste der analysierten globalen Szenarien mit Bezug auf Ammoniak

Studie	Jahr	Szenario	Zitation
Ammonia Technology Roadmap	2021	Sustainable Development Szenario (SDS)	IEA, 2021a
Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector	2021	Net-Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE)	IEA, 2021b
Innovation Outlook – Renewable Ammonia	2022	–	IRENA and AEA, 2022
Plant Positiv Chemicals	2022	Low Circularity, Most Economic (LCME)	SYSTEMIQ und CGC, 2022
Review-Artikel	2023	–	Galimova et al., 2023

Ziel ist es, ein repräsentatives **Ausbreitungsszenario** abzuleiten und damit die Zeitfenster für den Eintritt der iNEW2.0-Technologien in den globalen Markt, aber auch im nationalen Kontext darzustellen.

Ammonia Technology Roadmap

Die Internationale Energieagentur (IEA) hat in ihrer Studie „Ammonia Technology Roadmap“ von 2021 drei Szenarien definiert. Das „Sustainable Development Szenario“ setzt die Ziele des Pariser Klimaabkommens um und wird als Referenzszenario innerhalb der Benchmarkinganalyse betrachtet. Die in der Studie aufgeführten Daten beziehen sich ausschließlich auf das Jahr 2050 und sind in die Nutzungsbereiche Düngermittel, Energiesektor, maritimer Treibstoff und „weitere Bereich“ unterteilt. Die jährliche Nachfrage nach Ammoniak beträgt danach in 2050 230 Mt/Jahr. Davon entfallen 125 Mt/Jahr auf maritimen Treibstoff und 65 Mt/Jahr auf den Einsatz als Brennstoff im Energiesektor. Zudem werden in der Studie die spezifischen Entwicklungen in den einzelnen Ländern sowie die Altersstruktur der bestehenden Ammoniakanlagen analysiert. Es zeigt sich, dass die Altersstruktur je nach Weltregion stark variiert. Während das weltweite Durchschnittsalter der Anlagen bei 24 Jahren liegt, beträgt es in Europa bereits 40 Jahre und in China lediglich 12 Jahre (siehe Abbildung 12).

Der Produktionsanteil des Wirtschaftsraums „Asien-Pazifik“ wird laut IEA (2021a) von 47 % im Jahr 2021 auf 42 % im Jahr 2050 zurückgehen, dennoch bleibt diese Region weiterhin dominierend in der globalen Ammoniakproduktion. Gleichzeitig verzeichnen der Nahe Osten, Afrika sowie Mittel- und Südamerika ein starkes Wachstum. Jede dieser Region wird ihre Produktionskapazitäten bis 2050 in etwa verdoppeln.

Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector

In dieser Studie analysiert die IEA die globale Entwicklung des Energiesektors vor dem Hintergrund bestehender politischer Maßnahmen und gesetzter politischer Ziele. Das „Net-Zero Emissions by 2050 Scenario“ beschreibt, wie sich Energienachfrage und Energiemix entwickeln müssen, damit die Welt bis 2050 Netto-Null-Emissionen erreichen kann. Ammoniak als Wasserstoff-Träger spielt dabei eine zentrale Rolle, ebenso wie seine Nutzung als maritimer Kraftstoff. So soll etwa 45 % des gesamten Energiebedarfs im maritimen Sektor auf die Herstellung von Ammoniak entfallen. Als weitere Sektoren werden die Energiewirtschaft und die chemische Industrie genannt.

Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass aufgrund der Toxizität von Ammoniak der Umgang mit hoher Wahrscheinlichkeit auf professionell geschultes Personal beschränkt sein wird, was sich einschränkend auf das Potenzial auswirken könnte.

Innovation Outlook – Renewable Ammonia

Die Studie „Innovation Outlook Renewable Ammonia“ der International Renewable Energy Agency (IRENA) und der Ammonia Energy Association (AEA) vergleicht die Produktion von grünem, grauem und blauen Ammoniak. Neben der Analyse des aktuellen und zukünftigen Ammoniakmarktes werden die verschiedenen Herstellungsverfahren sowie Chancen und Herausforderungen aufgezeigt. Die Studie legt das 1,5-Grad-Ziel als Grundannahme fest. Die Prognosen zur Entwicklung des Ammoniakbedarfs zeigen, dass dieser bis 2050 auf 688 Mt/Jahr ansteigen wird, was etwa dem Vierfachen des heutigen Ammoniakmarktes entspricht. Die Analyse prognostiziert ein schnelles Wachstum des grünen Ammoniakmarktes ab 2025, da die Nachfrage in einer Vielzahl von Sektoren steigen wird. Dabei werden die Anwendungsfelder Düngemittelproduktion, Treibstoff im maritimen Sektor, Brennstoff im Energiesektor, Nutzung als Wasserstoff-Träger und der Einsatz in nicht weiter differenzierten Nischenanwendungen betrachtet.

Plant Positiv Chemicals

Die Studie „Plant Positive Chemicals“ analysiert, wie die globale Chemieindustrie zukünftig Klimaneutralität erreichen kann. Dazu unterscheidet die Studie mehrere Szenarien, in denen unterschiedliche Ziele und Handlungsmöglichkeiten abgebildet werden. Als Referenzszenario innerhalb der hier durchgeführten Analyse dient das LC-ME-Szenario (Low Circularity, Most Economic). Dieses Szenario zeichnet sich durch eine geringe Kreislaufführung bei gleichzeitiger ökonomischer Effizienz aus. Innerhalb des betrachteten Szenarios kommt der CCS-Technologie eine besondere Bedeutung zu, da 74 % des Energiebedarfs weiterhin auf fossilem Kohlenstoff basieren. Der Bedarf an Ammoniak steigt von 183 Mt/Jahr im Jahr 2020 auf 996 Mt/Jahr im Jahr 2050, wovon ca. 63 % (627 Mt/Jahr) als Brennstoff im maritimen Sektor verwendet werden.

Review-Artikel von Galimova et al. (2023)

Galimova et al. (2023) analysieren und bewerten in ihrem Artikel die Nachfrageentwicklung, die Produktionspotenziale, die Kosten und die Handelspotenziale von synthetischen (grünen) Kraftstoffen und Chemikalien im globalen Energiesystem von 2030 bis 2050. Sie heben hervor, dass synthetisches Methanol und Ammoniak nicht ausreichend in die Analysen der globalen Energiewende einbezogen und deren Einsatz als Schiffskraftstoffe nur in geringem Maße in einzelnen Arbeiten berücksichtigt wird.

Es wird aufgezeigt, dass die weltweite Nachfrage nach Kraftstoffen und Chemikalien, die sich aus fossilen, biologischen und erneuerbaren Energieträgern zusammensetzt, bis 2050 (im Vergleich zu 2030) voraussichtlich um etwa 12 % sinken wird. Anders als die Gesamtnachfrage nach Kraftstoffen und Chemikalien wird die Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen und Chemikalien bis 2050 (im Vergleich zu 2030) steigen und in Zukunft den Großteil der Nachfrage ausmachen. Dabei weist synthetisches Ammoniak ein hohes Wachstumspotenzial auf. So geben die Autor*innen einen Anstieg des Ammoniakbedarfs von 411 Mt/Jahr (2030) auf 512 Mt/Jahr in 2040 und 646 Mt/Jahr in 2050 an. Davon werden 26 % (2030), 85 % (2040) und 100 % (2050) durch Low-

Carbon-Technologien bereitgestellt. Die Anwendungsbereiche sind in den Studien jedoch nicht angegeben und basieren auf dem LUT Energy System Transition Model (LUT-ESTM)[3].

Szenarienvergleich

Die analysierten Szenarien geben einheitlich wieder, dass der weltweite Bedarf an Ammoniak im Jahr 2020 183 Mt betrug, die vorhandene Produktionskapazität aber bei 243 Mt lag, was einer Auslastung von ca. 75 % entspricht (IEAa, 2021; IRENA and AEA, 2022). Die Entwicklung der Ammoniaknachfrage variiert in den Szenarien in Abhängigkeit der globalen Entwicklungen und der Nutzungsoptionen. Abbildung 6 zeigt diese Entwicklung der Nachfrage in den betrachteten fünf Szenarien bis 2050.

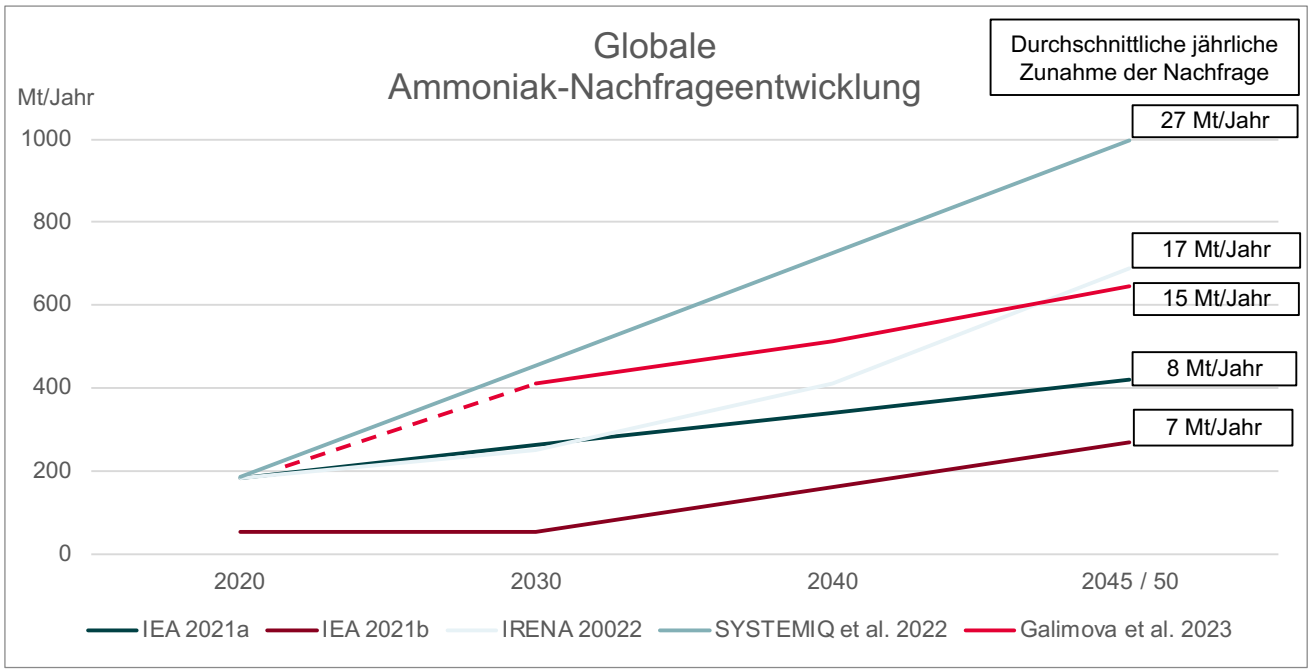

Abbildung 6: Szenarienvergleich: Globale Ammoniak-Nachfrageentwicklung bis 20245/50

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf SYSTEMIQ und CGC (2022), IRENA (2022), IEA (2021a) und IEA (2021b)

Hierbei ergibt sich ein durchschnittlicher Anstieg der jährlichen Nachfragemenge von 7 bis 27 Mt Ammoniak pro Jahr. Die dargestellten linearen Nachfrageentwicklungen der Szenarien von SYSTEMIQ und CGC (2022) und IEA (2021a) wurden aus den Daten für 2020 und 2050 interpoliert.

In Abbildung 7 wird dagegen die Ammoniaknachfrage nach verschiedenen Sektoren des Jahres 2050 aufgezeigt. Galimova et al. (2023) und IEA (2021b) ordnen die Nachfragemengen nicht den Anwendungsfeldern zu, sondern diskutieren diese lediglich qualitativ. Ein wesentlicher Bestandteil der Nachfrageentwicklung ist die Verwendung von Ammoniak sowohl im maritimen Sektor als auch als Düngemittel. In allen Szenarien machen diese beiden Sektoren zusammen mindestens 60 % der Gesamtnachfrage

[3] Weitere Erläuterungen zu dem Model und dahinterliegenden Annahmen finden sich in Bogdanov et al. (2021) und Ram et al. (2019).

aus. Es ist jedoch zu beachten, dass der Anteil zwischen diesen beiden Verwendungen erheblich variiert. So liegt die Annahme für den Einsatz im maritimen Sektor von SYSTEMIQ und CGC (2022) mit 627 Mt/Jahr (63 % der Gesamtnachfrage) deutlich über den Annahmen der anderen Studien, die zwischen 75 und 197 Mt/Jahr (13 bis 30 % der Gesamtnachfrage) angeben. Diese Annahme passt jedoch durchaus zu aktuellen Modellrechnungen von Verschuur et al. (2024), die für 2050 einen kosten-optimalen Bedarf an grünem Wasserstoff für klimaneutralen Schiffsverkehr in Höhe von 600 bis 750 Mt/Jahr angeben. Dagegen erwarten SYSTEMIQ und CGC (2022) einen geringeren Ammoniakbedarf von 139 Mt/Jahr für die Düngemittelproduktion als die anderen Szenarien (14 %). IRENA und AEA (2022) prognostizieren den stärksten Anstieg der Ammoniaknachfrage für Düngemittel auf 267 Mt/Jahr in 2050 (39 %). Im Gegensatz dazu bleibt die Düngemittelnachfrage in den anderen Szenarien im Bereich des heutigen Niveaus von 160 Mt/Jahr.

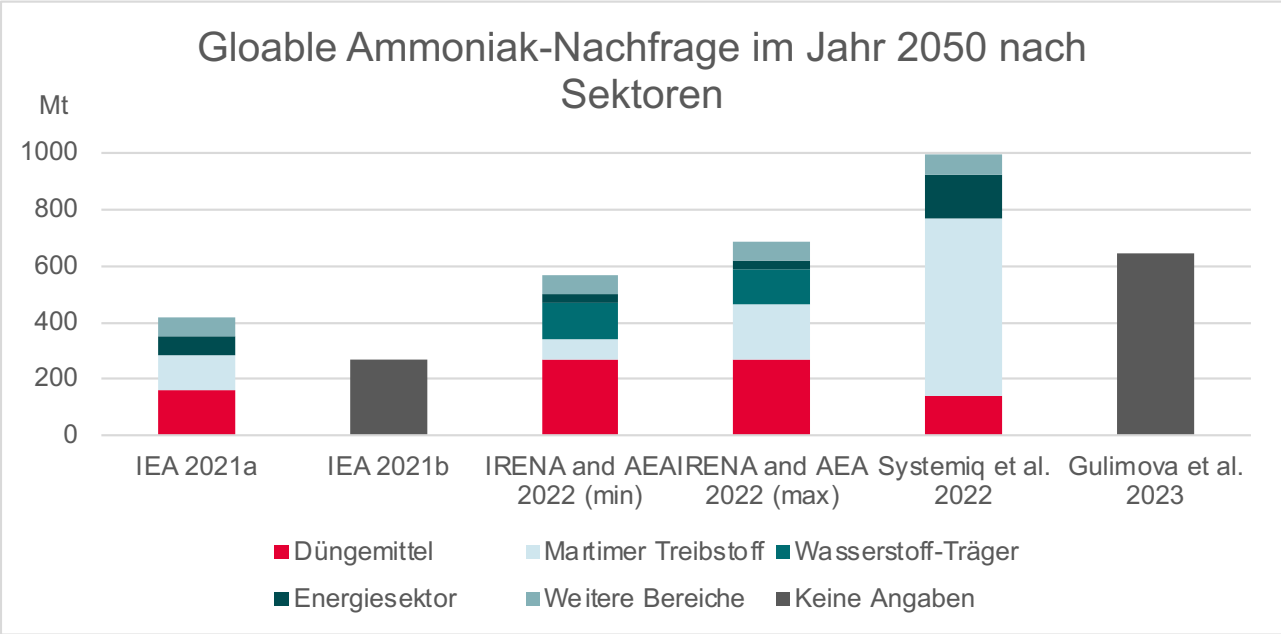

Abbildung 7: Szenarienvergleich: Globale Ammoniak-Nachfrage im Jahr 2050 nach Sektoren

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf IRENA and AEA (2022), SYSTEMIQ und CGC (2022), IEA (2021a), IEA (2021b)

Ausschließlich IRENA und AEA (2022) berücksichtigen in einem ihrer Szenarien die Nutzung von Ammoniak als Wasserstoffträger. Hinsichtlich der Nutzung als Brennstoff im Energiesektor ist festzustellen, dass dies nur in vereinzelten Regionen (vornehmlich Japan und Südkorea) Anwendung finden wird, hier weichen die Annahmen von SYSTEMIQ und CGC (2022) mit 159 Mt/Jahr gegenüber 30 bis 65 Mt/Jahr in den anderen Szenarien nach oben ab. Darüber hinaus bleibt der Bedarf in den „sonstigen Bereichen“ in allen Szenarien konstant (Abweichung von ca. 5 %).

3.2.3 Nachfrageentwicklung in deutschen Langfristszenarien

Um die globalen Entwicklungen auch im deutschen Kontext abzubilden, werden im Folgenden Studien vorgestellt, die inhaltlich auf die nationale Nachfrageentwicklung von Ammoniak eingehen. Die vorgestellten Studien analysieren umfassend, wie die

deutsche Transformation zur Klimaneutralität sektorübergreifend gelingen kann und werden zusammenfassend in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4: Liste der analysierten deutschen Szenarien mit Bezug auf Ammoniak

Studie	Jahr	Institution	Szenario	Zitation
Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045	2021	Ariadne Kopernikus Projekt	–	Luderer et al., 2021
Klimaneutrales Deutschland 2045	2021	Prognos, Ökoinstitut, Wuppertal Institut	KNDE 2045	Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021)
Neue Ziele auf alten Wegen?	2021	FZ Jülich	–	Stolten et al. 2021
Review-Artikel	2023	–	–	Galimova et al., 2023

Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045

Die Ergebnisse der Gesamtsystemmodelle des Ariadne-Projekts werden in der Studie „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“ vorgestellt. Darin werden sektorübergreifende energiewirtschaftliche Wechselwirkungen zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 analysiert. Im Jahr 2045 müssen zwischen 41 und 74 $Mt_{CO_2\text{-}Äq.}$/Jahr kompensiert werden. Der Prozesswechsel bei der Ammoniakproduktion auf ein klimaneutrales Verfahren wird innerhalb der Transformationen der Grundstoffindustrie betrachtet. Basierend auf Investitionszyklen und dem Zeitpunkt der jeweils durchgeführten letzten Modernisierung wird die Umstellung der fossilen Ammoniakproduktion auf eine grüne Prozessroute abgebildet. Dem Modell zufolge steigt die Ammoniakproduktion in Deutschland von 2,1 Mt/Jahr im Jahr 2020 auf 2,4 Mt/Jahr im Jahr 2030. Zu diesem Zeitpunkt werden etwa 0,2 Mt/Jahr über die Low-Carbon-Technologie produziert. Im Jahr 2040 sinkt die Ammoniakproduktion auf 2,3 Mt/Jahr ab, dennoch wird ab diesem Zeitpunkt der gesamte Ammoniakbedarf über die Low-Carbon-Technologie hergestellt. Bis zum Zieljahr 2045 wird mit einer weiteren Reduktion der Ammoniakproduktion auf 2,2 Mt/Jahr gerechnet. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass es sich bei den genannten Zahlen lediglich um grobe Schätzungen handelt, da der tatsächliche Modernisierungsbedarf variieren kann und stark von strategischen Unternehmensentscheidungen abhängt. Die genaue Verwendung des produzierten Ammoniaks bleibt im Rahmen der Studie unklar. Es ist jedoch davon auszugehen, dass es hauptsächlich in der Düngemittelproduktion sowie in spezialisierten Anwendungen in der chemischen Industrie eingesetzt wird.

Klimaneutrales Deutschland 2045

Das integrierte Szenario „Klimaneutrales Deutschland 2045“ von Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021) beschreibt eine ökonomisch tragfähige Strategie, mit der sich die THG-Emissionen durch Maßnahmen in allen Sektoren – vom Energiesystem über den Verkehr, der Industrie bis hin zur Landwirtschaft – bis 2045 um 95 % auf 65 $Mt_{CO_2\text{-}Äq.}$/Jahr reduzieren lassen. Innerhalb der Analyse wird einen Rückgang der Ammoniakproduktion prognostiziert. Während im Jahr 2020 noch 3,0 Mt/Jahr produziert wird, sinkt die Menge auf 1,8 Mt/Jahr in 2040 und auf 1,6 Mt/Jahr im Jahr 2045. Dieser Rückgang ist vor allem auf Veränderungen im Landwirtschaftssektor

(weniger Einsatz von Kunstdünger) zurückzuführen. Im Jahr 2045 wird die Produktion voraussichtlich noch etwa 55 % des Basisjahres betragen.

- **Neue Ziele auf alten Wegen?**

Die Studie „Neue Ziele auf alten Wegen?“ vom Forschungszentraum Jülich bildet die deutsche Energieversorgung mit ihren Erzeugungspfaden und all ihren wichtigen Wechselwirkungen bis zum Zieljahr 2045 ab. Analysiert werden kosteneffiziente Strategien und Maßnahmen zur Erreichung der im Klimaschutzgesetz verankerten Zielvorgaben. In Ihrem Model sehen Stolten et al. (2021) einen Anstieg der Ammoniaknachfrage von 2,3 Mt/Jahr im Jahr 2020 über 2,6 Mt/Jahr (2030) und 3,0 Mt/Jahr (2040) auf 3,2 Mt/Jahr (2045).

- **Review-Artikel von Galimova et al. (2023)**

Neben der Darstellung der globalen Ammoniaknachfrage stellen Galimova et al. (2023) ebenfalls die nationale Nachfrageentwicklung für 91 Länder dar, darunter auch die Nachfrageentwicklung von Deutschland. Die Autor*innen gehen von einer Zunahme der deutschen Ammoniaknachfrage von 2030 bis 2050 von 9,8 Mt/Jahr (2030) über 11,2 Mt/Jahr (2040) auf 12,7 Mt/Jahr (2050) aus. Davon werden 26 % (2030), 85 % (2040) und 100 % (2050) durch Low-Carbon-Technologien bereitgestellt. Die Anwendungsbereiche sind in den Studien jedoch nicht angegeben und basieren auf dem LUT Energy System Transition Model (LUT-ESTM).

Vergleich der Szenarien

Abbildung 8 fasst die Entwicklung der Ammoniaknachfrage bis 2045 zusammen. Ammoniak wird in den Szenarien vor allem als Wasserstoffderivat erwähnt, dessen Haupteinsatzgebiet die Düngemittelproduktion ist. Die zukünftige Nachfrage nach Ammoniak wird in den Szenarien allerdings unterschiedlich eingeschätzt: Während Stolten et al. (2021) und Galimova et al. (2023) von einer steigenden Nachfrage ausgehen, prognostizieren Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021) eine sinkende Nachfrage. Luderer et al. (2021) gehen dagegen von einer Nachfrage im Jahr 2050 aus die der vom Jahr 2020 in etwa entspricht. Neben den unterschiedlichen Annahmen zur Nachfrageentwicklung weichen die Angaben zu den Nachfragemengen im Jahr 2020 um bis zu 40 % voneinander ab. Für weitergehende Aussagen zur Entwicklung der Ammoniaknachfrage sind vertiefende Analysen und Stakeholderprozesse notwendig, da die bestehenden Analysen ein heterogenes Bild aufzeigen. Galimova et al. (2023) prognostizieren bereits im Jahr 2030 eine nationale Ammoniaknachfrage von 9,8 Mt/Jahr und liegen damit um ein Vielfaches über den Prognosen der deutschen Langfrist-Klimaschutzszenarien. Bis 2050 steigt die Nachfrage laut Galimova et al. (2023) auf 12,7 Mt/Jahr und stellt damit im nationalen Kontext ein Extremszenario dar[4]. Aufgrund der signifikanten Abweichung der Nachfrageentwicklung bei Galimova

[4] Die hohen Prognoseabweichungen (Faktor 4 – 5) finden ebenfalls bei der Projizierung von Methanol statt. Die großen Unterschiede werden von Galimova et al. (2023) mit dem ganzheitlichen Analyseansatz der Chemieindustrie sowie dem Einsatz als Brenn- und Kraftstoff begründet. Dabei weisen die Autor*innen selbst darauf hin, dass die von Ihnen ermittelten Nachfragemengen die ermittelten Nachfragemengen anderer gängiger Studien mindestens um 31 % und im Schnitt sogar um 78 % übersteigen.

et al. (2023) wird bei der Auswahl des Ausbreitungsszenarios der Fokus auf die deutschen Langfrist-Klimaschutzszenarien gelegt.

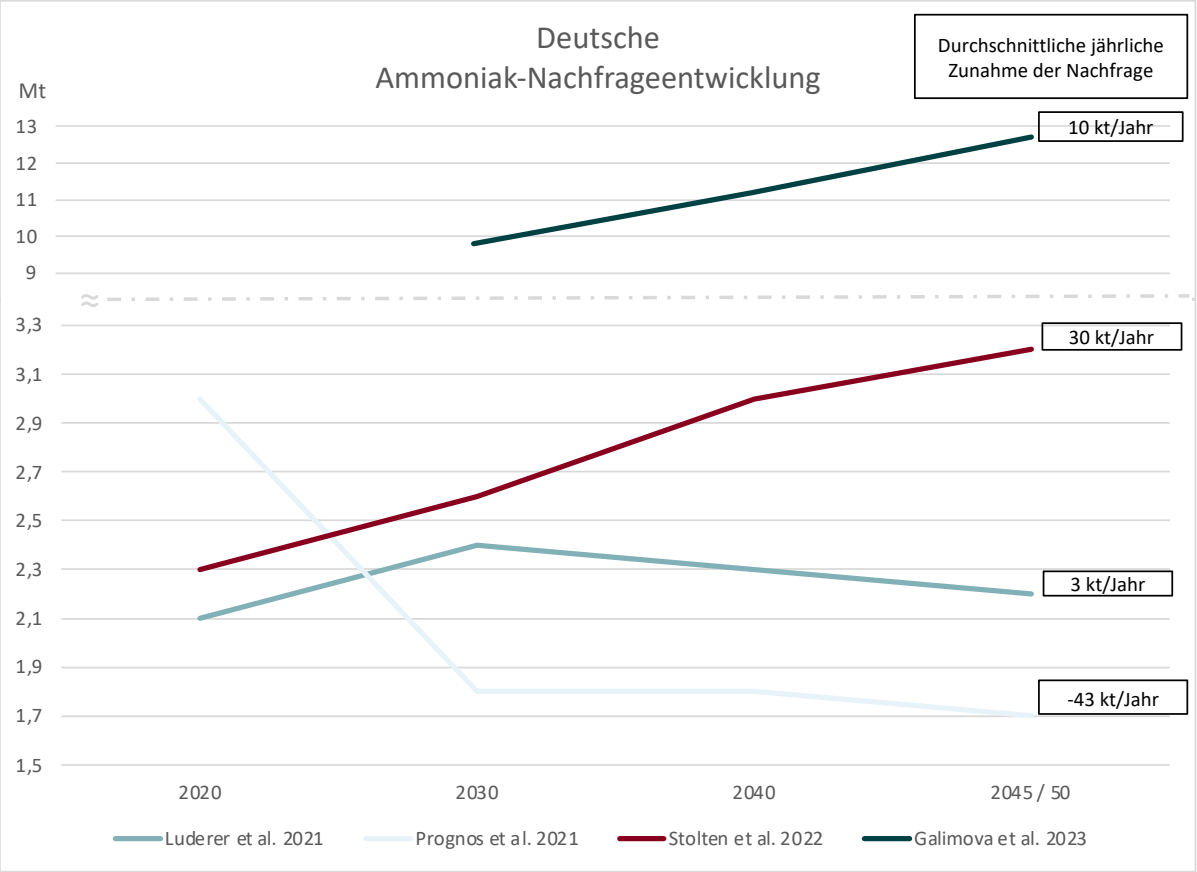

Abbildung 8: Szenarienvergleich: Deutsche Ammoniak-Nachfrageentwicklung bis 20245/50

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021), Kopernikus-Projekt (2021) und Stolten et al. (2022)

3.2.4 Ermittlung eines repräsentativen Ausbreitungsszenarios

Im Folgendem werden sowohl für die globale Nachfrageentwicklung als auch für die nationale Perspektive Ausbreitungsszenarien definiert. Diese dienen dazu, die Produktionskapazitätszunahmen abzubilden und Markteintrittspotenziale für die iNEW2.0-Technologie darzustellen.

Globales Ausbreitungsszenario

Das Langfristszenario „Innovation Outlook - Renewable Ammonia“ (IRENA und AEA, 2022) wird im Folgenden als Referenz für die globale Produktion verwendet. Hauptgründe für die Auswahl sind der hohe Detaillierungsgrad sowie die Analyse aller zentralen Nutzungsoptionen (maritimer Treibstoff, Brennstoff in der Energiewirtschaft, Düngemittelproduktion, Wasserstoff-Trägermedium sowie weitere Anwendungen). Hinsichtlich des Bedarfs an Ammoniak handelt es sich um ein „Middle-of-the-Road“-Szenario, das sich am 1,5°C-Ziel orientiert. Darüber hinaus wurden die im Langfristszenario gewählten Werte von den Autor*innen in einem Review-Prozess in den Kontext der anderen Szenarien gestellt, was zu einer hohen Nachvollziehbarkeit der Studie führt. Weitere Vorteile sind die Darstellung der Entwicklung des Ammoniakbedarfs

für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 sowie die Unterscheidung zwischen grauen, blauen und grünen Produktionspfaden.

Der weltweite Bedarf an Ammoniak im Jahr 2020 betrug 183 Mt/Jahr, wovon 85 % auf die Düngemittelproduktion entfielen. Die restlichen 15 % wurden hauptsächlich als Ausgangsstoff in der chemischen Industrie verwendet. Bis 2050 wird die Nachfrage nach Ammoniak auf 688 Mt/Jahr ansteigen. Dabei nimmt sie in den Bereichen des maritimen Sektors und des Wasserstofftransports stark zu, aber auch der Bedarf in den Sektoren Düngemittelherstellung, Energie und *weitere Anwendungen* steigt an. Tabelle 5 fasst die Entwicklung nach Sektoren bis 2050 zusammen. Die Düngemittelproduktion bleibt in diesem Ausbreitungsszenario mit ca. 39 % der größte Abnehmer. Die Nutzungsbereiche als Kraftstoff im maritimen Sektor und als Wasserstoffträger stellen mit 29 % bzw. 18 % des gesamten Ammoniakbedarfs den zweit- bzw. drittgrößten Verbrauchssektor dar. Insbesondere bei der Nutzung als Kraftstoff in der Schifffahrt weichen die Annahmen in den verschiedenen Langfrist-Klimaschutzszenarien stark voneinander ab, so dass die Entwicklung in diesem Sektor einen deutlich größeren Einfluss haben kann. Die geringe Zunahme von Ammoniak im Energiesektor auf lediglich 30 Mt/Jahr ist auf die ausschließliche energetische Nutzung in Japan und Südkorea zurückzuführen.

Tabelle 5: Globale Ammoniak-Nachfrageentwicklung aufgeteilt auf die zentralen Abnahmesektoren nach IRENA and AEA (2022).

Jahr	Einheit	Gesamt	Schifffahrt	H_2-Träger	Düngemittel[1]	Energiesektor[1]	Sonstige[2]
2020	Mt/Jahr	183	0	0	156	0	27
2030	Mt/Jahr	255	26	2	178	5	44
2040	Mt/Jahr	410	111	15	223	12	49
2045	Mt/Jahr	540	152	44	251	20	73
2050	Mt/Jahr	688	197	127	267	30	67

[1] Annahme: Linearer Bedarfsanstieg
[2] Ergibt sich aus der Differenz der definierten Sektoren und der Gesamtnachfrage.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf IRENA und AEA (2022)

Die 2020 nachgefragte Ammoniakmenge aus „grauer“ Produktion von 183 Mt/Jahr entsprach lediglich 75 % der vorhandenen fossilen Produktionskapazitäten von 243 Mt/Jahr. Es wird hier die Annahme getroffen, dass diese Kapazitäten bis 2040 voll ausgelastet und zusätzlich um Kapazitäten von 27 Mt/Jahr auf insgesamt 270 Mt/Jahr erweitert werden. Tabelle 6 fasst die Entwicklung der Produktionskapazitäten sowie die prognostizierten Verbrauchsmengen zusammen. Es wird davon ausgegangen, dass „blaue“ (basierend auf Erdgas mit CCS) Ammoniakanlagen neu gebaut werden und dass keine Nachrüstung bestehender grauer Anlagen mit CCS erfolgt. Während im Jahr 2020 Ammoniak ausschließlich über die graue Route produziert wird (bis auf geringe Mengen in Forschungs- und Pilotanalgen, die nicht in der Statistik enthalten sind), werden im Jahr 2050 mehr als 80 % über die grüne Route produziert. Insbesondere zwischen 2040 und 2050 steigt die grüne Ammoniakproduktion von 466 auf 566 Mt/Jahr an, während die Kapazitäten von „grauem“ Ammoniak auf 51 Mt/Jahr zurückgehen. Bis 2050 werden zusätzliche Kapazitäten von 71 Mt/Jahr durch die blaue Ammoniakproduktionsroute erzeugt. Dies entspricht etwa 10 % der Gesamtkapazität im Jahr 2050.

Tabelle 6: Globale Entwicklung der Ammoniak-Produktionskapazitäten und der Ammoniakproduktion

Jahr	Einheit	Gesamt	Graue Produktion	Blaue Produktion	Grüne Produktion
2020	Mt/Jahr	243 [183[1]]	243 [183]	0 [0]	0 [0]
2030	Mt/Jahr	278 [255]	243 [220]	15 [15]	20 [20]
2040	Mt/Jahr	410 [410]	270 [270]	40 [40]	100 [100]
2050	Mt/Jahr	688 [688]	51 [51]	71 [71]	566 [566]

[1][in Klammern] tatsächliche Ammoniakproduktion

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf IRENA und AEA (2022)

Aus den ermittelten Werten wurden der Anlagenzubau und damit die notwendigen Zubaukapazitäten für die Jahre 2030, 2040 und 2050 bestimmt (Abbildung 9). Während die Nachfrage nach Ammoniak bis 2030 um 72 Mt/Jahr zunimmt, steigen die neu installierten Produktionskapazitäten von grünen Produktionsanlagen um 20 Mt/Jahr. Aufgrund der steigenden Nachfrage nach Ammoniak steigen die grünen Produktionskapazitäten ab 2030 auf 80 Mt/Jahr an.

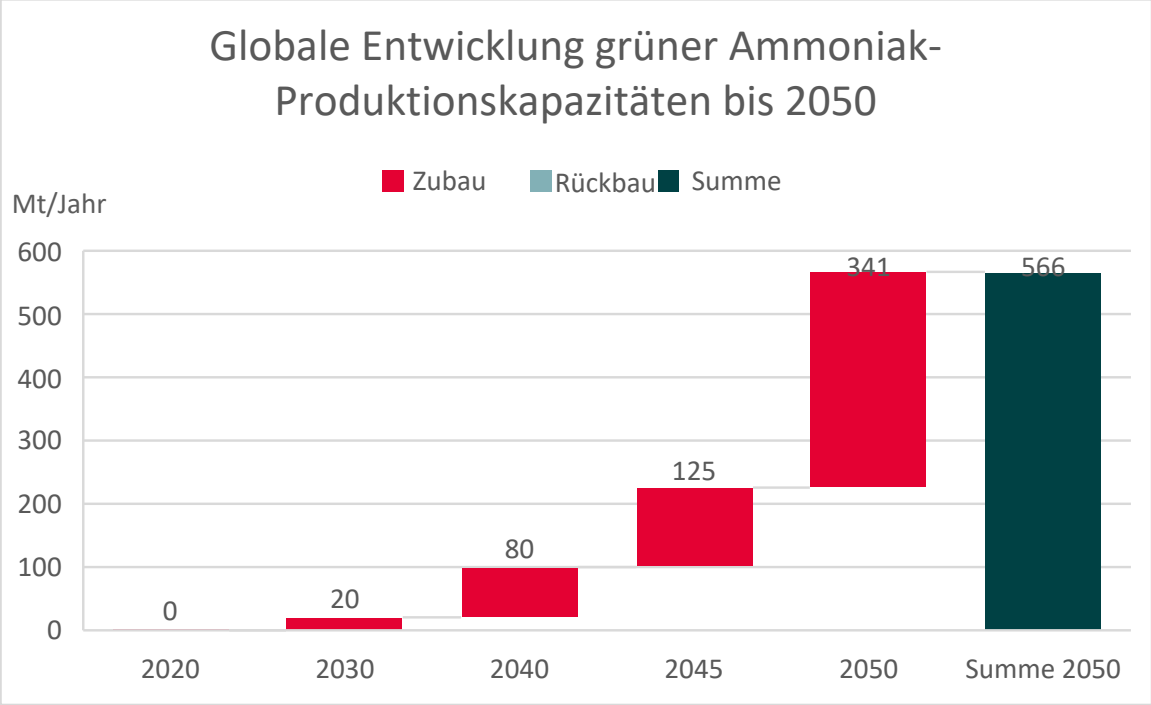

Abbildung 9: Globale Entwicklung grüner Ammoniak-Produktionskapazitäten bis 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Ab 2040 werden in größeren Umfang grüne Produktionsanlagen errichtet, die dann auch graue Produktionskapazitäten ersetzen. Hier werden weitere Produktionsanlagen mit einer Kapazität von 466 Mt/Jahr errichtet, so dass letztendlich eine grüne Produktion von 566 Mt/Jahr zur Verfügung steht. Somit bietet sich insbesondere **ab dem Jahr 2040** die Chance für einen Markteintritt der iNEW2.0-Technologie als Alternative zum klassischen grünen Produktionspfad.

Gleichzeitig besteht für die iNEW2.0-Technologie die Möglichkeit, graue bzw. blaue Produktionsanlagen zu ersetzen, da auch hier bis 2050 Kapazitäten auf- bzw. ausgebaut werden. Im Gegensatz zur grünen Technologie dürfte hier ein höherer Kostendruck bestehen, da Nachhaltigkeitskriterien wie THG-Emissionen und damit THG-

Vermeidungskosten nicht berücksichtigt werden. Dennoch ist auch hier ein Marktpotenzial vorhanden. Abbildung 9 zeigt die Zubaukapazitäten von grauem und blauem Ammoniak. Es ist zu beachten, dass im Jahr 2030 kein Zubau von grauen Anlagen stattfindet, sondern die bestehenden Produktionskapazitäten voll ausgelastet werden, was einer Zunahme von grauen Ammoniak im Markt um 60 Mt/Jahr entspricht. Zusätzlich werden ab 2040 weitere Anlagenkapazitäten in Höhe von 27 Mt/Jahr erreicht. Der Anlagenanteil der blauen Prozessanlagen steigt bis 2050 kontinuierlich auf 71 Mt/Jahr an. Der Austausch bestehender Anlagen ist in den Zubaukapazitäten nicht berücksichtigt, da angenommen wird, dass graue Anlagen bis zu ihrer endgültigen Stilllegung instandgehalten werden.

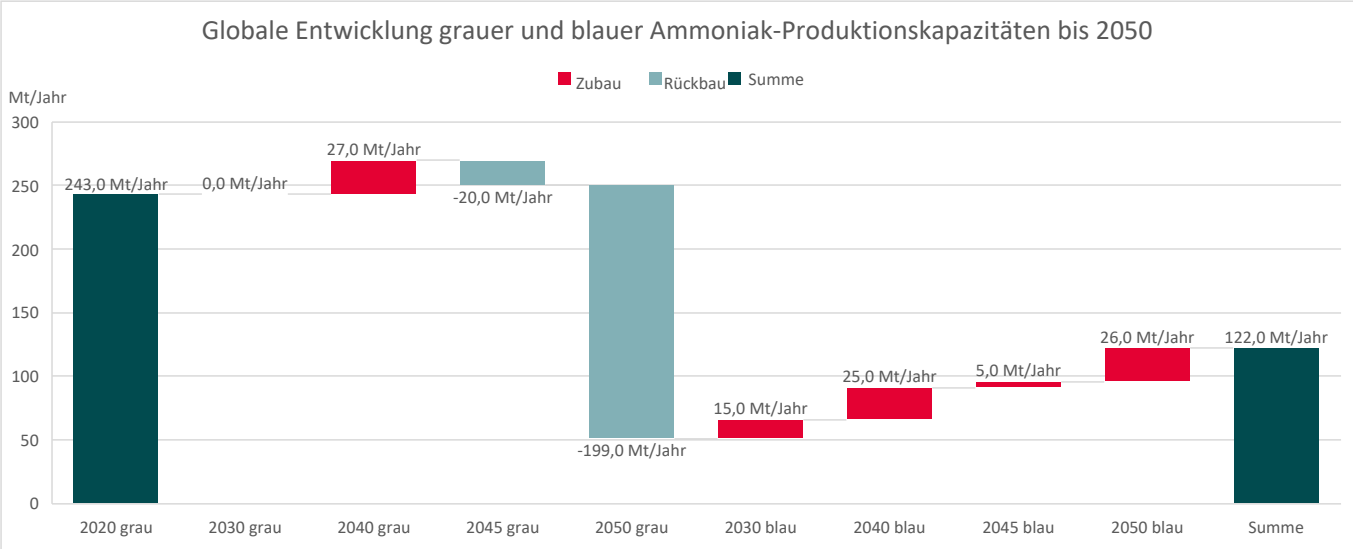

Abbildung 10: Globale Entwicklung grauer und blauer Ammoniak-Produktionskapazitäten bis 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Nationales Ausbreitungsszenario

Luderer et al. (2021) wird als Referenzszenario für die Entwicklung in Deutschland verwendet. Gründe hierfür sind die im Vergleich zu den anderen Szenarien detaillierteren Angaben für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045, die Analyse der Umsetzungszeitpunkte für grüne Ammoniaktechnologien und die Tatsache, dass es sich um ein „Middle-of-the-Road"-Szenario handelt. Der Ammoniakbedarf in Deutschland liegt demnach im Jahr 2045 bei 2,2 Mt/Jahr und bleibt damit auf dem Niveau von 2020. Abbildung 11 fasst die Entwicklung der grünen und grauen Produktionskapazitäten zusammen. Im Jahr 2030 werden 0,2 Mt/Jahr durch grüne Produktionspfade erzeugt, die restlichen 2,2 Mt/Jahr durch graue. Im Gegensatz zu den globalen Ausbreitungsszenarien wird Ammoniak in Deutschland aber bereits ab dem Jahr 2040 vollständig über grüne Produktionsrouten hergestellt. Dies führt zu einem Zubau grüner Produktionsrouten von 2,1 Mt/Jahr und einem Rückbau fossiler Produktionsanlagen von 2,2 Mt/Jahr.

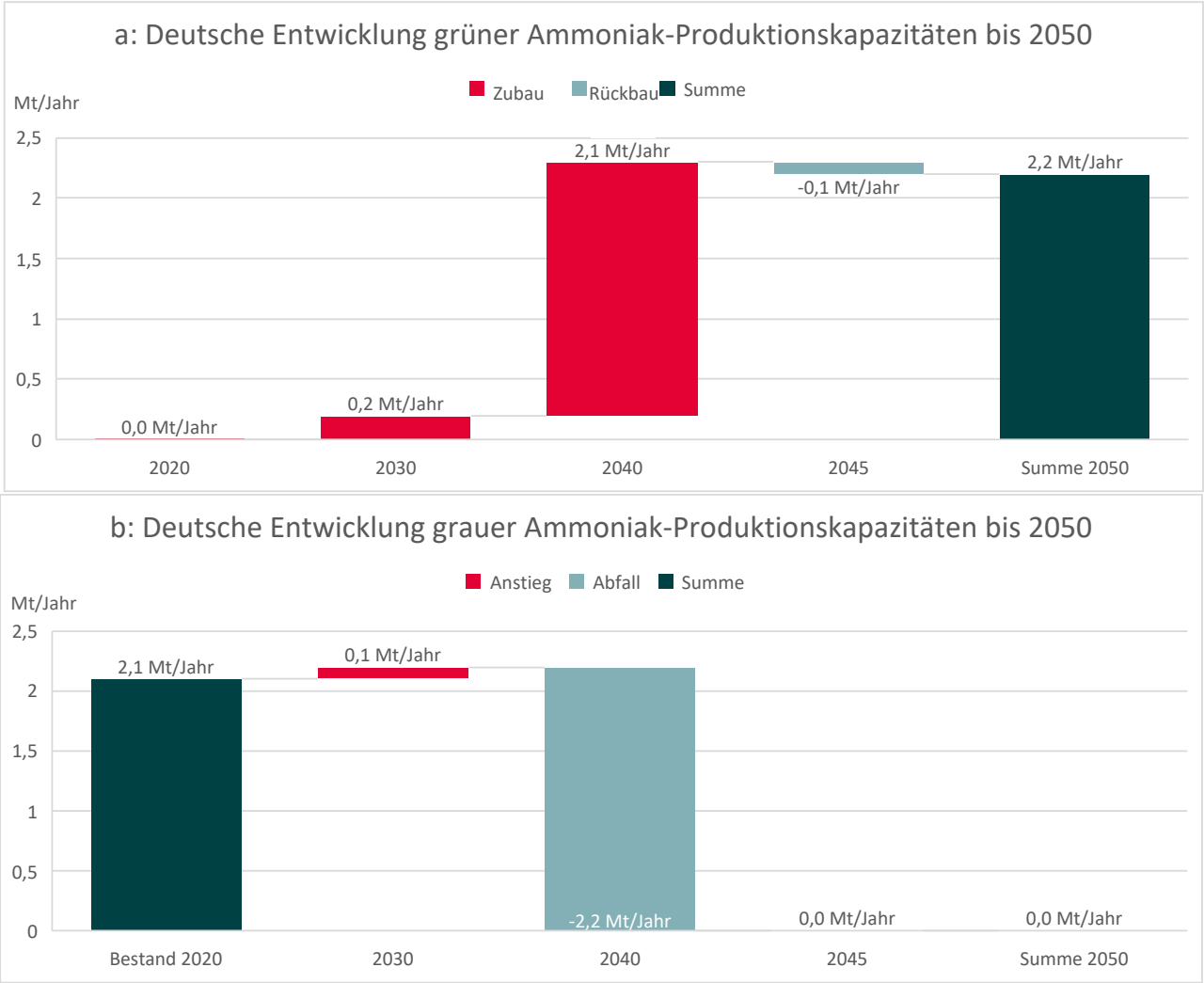

Abbildung 11: Deutsche Entwicklung grüner (a) und grauer (b) Ammoniak-Produktionskapazitäten bis 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassendes Fazit

Es zeigt sich, dass zwischen 2040 und 2050 der weltweit stärkste Zubau an grünen Ammoniaktechnologien stattfindet (ca. 82 % der in 2050 in Betrieb befindlichen Anlagen). Davon werden wiederum mehr als 60 % nach 2045 errichtet. In Deutschland werden rund 95 % der grünen Anlagenkapazitäten nach 2040 errichtet und bis 2045 fertiggestellt.

► Damit ergibt sich für die iNEW2.0-Technologie ab dem Jahr 2040 sowohl global als auch national die Chance, die Technologie am Markt zu etablieren. Während sich in Deutschland nur ein kleines „window of opportunity“ öffnet (2040 – 2045), wird der weltweite Ausbau überwiegend erst zwischen 2045 und 2050 erfolgen.

Exkurs: Alter der Bestandsanlagen

Die weltweite Anlagenkapazität für die fossile Ammoniakproduktion betrug im Jahr 2020 rund 243 Mt NH_3. Dieser Anlagenbestand wird bis 2050 kontinuierlich durch grüne und blaue Anlagen ersetzt und die graue Produktionskapazität dadurch auf 51 Mt/Jahr reduziert. Bei der Erstellung der Ausbreitungsszenarien wurde davon ausgegangen, dass der graue Anlagenbestand nicht erneuert wird, sondern dass bis zum Rückbau der jeweiligen Produktionsanlagen ggf. Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden, um die benötigte Lebensdauer zu erreichen. Dennoch lässt sich aus der Analyse des Alters der bestehenden Anlagen ableiten, in welchen Regionen der Welt aufgrund der Überalterung der Anlagen ein frühzeitiger Handlungsbedarf entstehen könnte. Hier bietet sich für die iNEW2.0-Technologie die Chance, in den Markt einzutreten und fossile Erzeugungsanlagen frühzeitig zu ersetzen.

Die Analyse basierend auf IEA (2021a) wird in Abbildung 12 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen auf, dass etwa 50 % der bestehenden Anlagen jünger als 20 Jahre sind. Diese Anlagen befinden sich hauptsächlich in China (Durchschnittsalter 12 Jahre), im Mittleren Osten (19 Jahre) und in Afrika (18 Jahre). Bei den chinesischen Anlagen handelt es sich typischerweise um kleine Anlagen mit einer geringen erwarteten Lebensdauer von 20 bis 30 Jahren. Die europäischen Anlagen sind mit einem Durchschnittsalter von 40 Jahren am ältesten. Im Durchschnitt wird den europäischen und auch den amerikanischen Anlagen eine Lebensdauer von ungefähr 50 Jahren zugeschrieben. **Bei einer marktfähigen Entwicklung der iNEW2.0-Technologie könnte sich hier die Chance für einen frühzeitigen Markteintritt ergeben**. Aufgrund der geringeren Lebenserwartung der chinesischen Anlagen könnte sich bereits den nächsten 10 Jahren eine Chance für einen Markteintritt ergeben. Die genaue Lebenserwartung einzelner Anlagen und die strategische Entscheidung, wann Standorte umgerüstet werden, wurden im Rahmen dieser Studie nicht analysiert, so dass die hier getroffenen Aussagen einen generellen Überblick darstellen. Die detaillierten Marktchancen in einzelnen Regionen oder Ländern müssten in vertiefenden Untersuchungen erarbeitet werden.

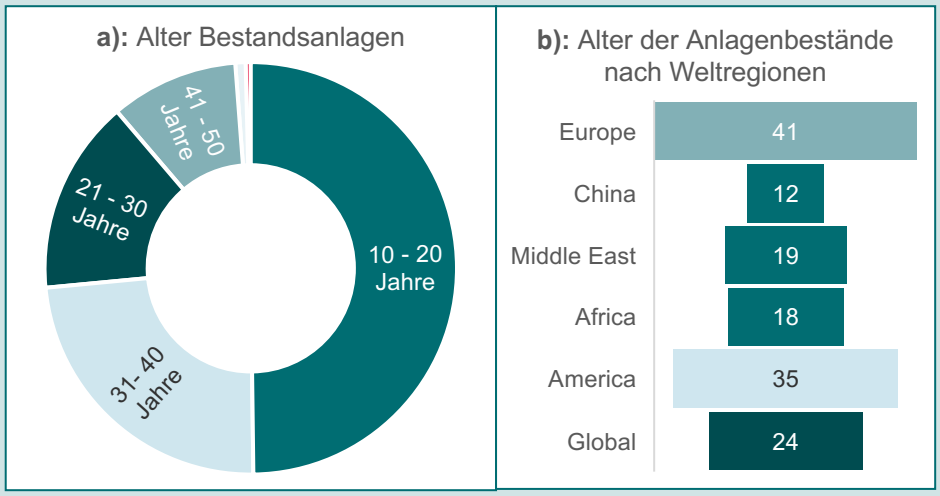

Abbildung 12: Graue Ammoniak-Produktionsanlagen geclustert nach (a) Altersstruktur (b) Weltregionen

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf IEA (2021a)

3.3 Ermittlung der Benchmark-Indikatoren für Ammoniak

Eine Fortschreibung von Zukunftstechnologien ist immer mit Unsicherheiten verbunden – um diese zu adressieren, wird für die Ermittlung der Benchmarks jeweils eine Bandbreite (Low- und High-Case) zu den analysierten Zeitpunkten betrachtet. Für die technischen Entwickler*innen wird jedoch nur der ambitioniertere Wert (Low-Case) als Benchmark angesetzt, weshalb in den folgenden Beschreibungen aus Gründen der Übersichtlichkeit überwiegend auf diesen Low-Case Bezug genommen wird. Der High-Case wird der Vollständigkeit halber jedoch ebenfalls in den Abbildungen dargestellt.

3.3.1 Anlegbare Stoffströme

Wie in Kapitel 2.3 beschrieben, werden für das Benchmarking nur die wesentlichen Feedstockbedarfe für die anlegbaren Stoffströme berücksichtigt. Im Falle von Ammoniak sind dies somit nur Wasserstoff und Stickstoff. Da beide aber wiederum ausschließlich unter energetischem Einsatz von Strom aus Wasser bzw. Luft erzeugt werden, können diese auch über den Strombedarf zur Herstellung der Stoffe betrachtet werden. Um einen Eindruck von der benötigten Menge zu bekommen, werden dennoch die benötigten Mengenverhältnisse angegeben. Da vereinfachend davon ausgegangen wird, dass die Ammoniakproduktion zu allen Zeitpunkten stöchiometrisch erfolgt, ergeben sich für die betrachteten Jahre keine Unterschiede. Für die Herstellung einer Tonne Ammoniak werden demnach stöchiometrisch **0,82 t N_2** und **0,18 t H_2** benötigt.

Für die Herstellung des Wasserstoffs wird darüber hinaus Wasser als Rohstoff für die Wasserstoffelektrolyse benötigt. In systemanalytischen Untersuchungen wird der Wasserbedarf zur Kühlung oder anderer Peripherie jedoch in der Regel nicht berücksichtigt und als verfügbar angenommen, da zum einen keine validen Daten vorliegen und zum anderen die Auswirkungen in den meisten Fällen ohnehin vernachlässigbar sind. In den hier durchgeführten Analysen wird davon ausgegangen, dass auch das Wasser stöchiometrisch zu Wasserstoff umgesetzt wird (8,9 kg H_2O/kg H_2 bzw. 1,6 t H_2O/t NH_3), so dass keine Verbesserungen gegenüber den anderen Zeitpunkten und der iNEW2.0-Technologie zu erwarten sind.

3.3.2 Anlegbarer Energieverbrauch

Der anlegbare Gesamtenergiebedarf für die Produktion einer Tonne Ammoniak beträgt im Referenzjahr 2020 zwischen **10,3** und **10,6 MWh/t NH_3** (siehe Abbildung 13). Die Bandbreite ergibt sich aus der Annahme für den Wirkungsgrad der Elektrolyse (siehe Tabelle 2), der für 2020 zwischen 60 % (High-Case; hoher Energieverbrauch und schlechte Energieeffizienz) und 62 % (Low-Case; niedriger Energieverbrauch und hohe Energieeffizienz) liegt – für 2030 zwischen 64 % und 67 % und für 2050 zwischen 70 % und 73 % – während der Energiebedarf für die LZA, die Kompression und den HB-Prozess als konstant angenommen wird. Allein der Energiebedarf für die Wasserstoffelektrolyse (9,4 MWh/t NH_3) stellt im Low-Case mit 92 % im Jahr 2020 den mit Abstand größten Anteil am Gesamtenergiebedarf dar. Bis 2030 sinkt der Energieverbrauch der Elektrolyse aber auf 8,7 MWh/t NH_3 und bis 2050 auf 8,0 MWh/t NH_3.

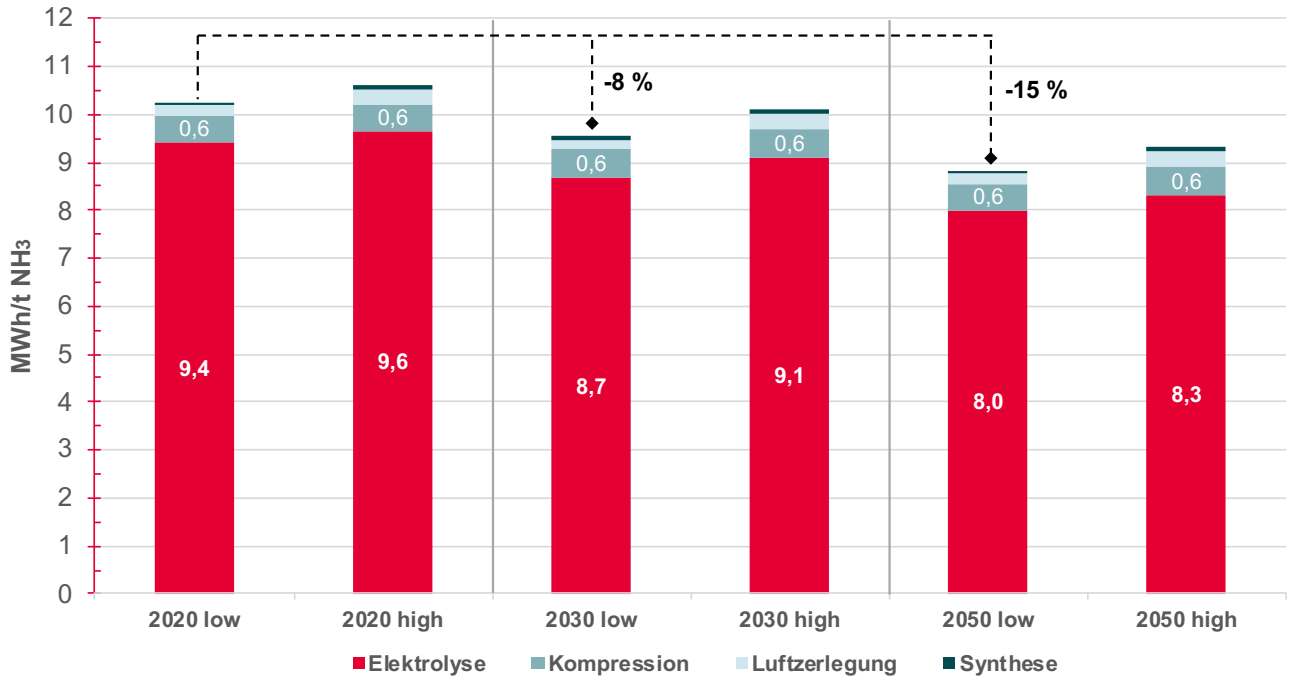

Abbildung 13: Entwicklung des anlegbaren Energieverbrauchs der Ammoniakproduktion 2020 – 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt kann der Energieverbrauch durch die zukünftigen Effizienzsteigerungen bei der Wasserstoffelektrolyse bis 2030 folglich um bis zu 8 % auf 9,5 MWh/t NH_3 und bis 2050 um bis zu 15 % auf 8,8 MWh/t NH_3 gesenkt werden. Zwar sind auch Effizienzsteigerungen im Betrieb der LZA, der Kompression und der Synthese zu erwarten, diese sind jedoch im relativen Vergleich zu den Effizienzsteigerungen der Elektrolyse nahezu vernachlässigbar und werden daher in den Analysen nicht berücksichtigt (Liebich et al., 2020; Ausfelder et al., 2022).

► Für den **anlegbaren Energieverbrauch** für die iNEW2.0-Technologie wird der untere Wert (Low-Case) herangezogen, da dieser ein ambitionierteres Ziel für die Technologieentwicklung darstellt. Er liegt **für das Jahr 2040** – das in Kapitel 3.2.4 als frühester Markteintrittszeitpunkt ermittelt wurde – bei **9,2 MWh/t NH_3** (Mittelwert aus 2030 und 2050).

3.3.3 Anlegbare Produktionskosten

Bei den anlegbaren Produktionskosten für Ammoniak – als Levelized Cost of Ammonia (LCOA) – ist die Differenz zwischen Low- und High-Case deutlich größer als beim Energieverbrauch, was zum einen auf die unterschiedlichen Energieverbräuche und zum anderen auf die hohen Energieträger- und CAPEX-Kosten im High-Case der Wasserstofferzeugung zurückzuführen ist (vgl. Abbildung 14). Für das Basisjahr 2020 liegen die LCOA mit **724 €/t NH_3** im Low-Case 47 % niedriger als im High-Case (**1532 €/t NH_3**). Analog zum anlegbaren Energieverbrauch entfällt der größte Kostenanteil auf die Wasserstoffbereitstellung, die 53 % (Low-Case) der LCOA ausmacht. Dementsprechend sind auch die durch Kompression, LZA und Synthese verursachten Kosten an den LCOA relativ gering und betragen maximal 5 % für den Low-Case und 7 % für den High-Case. Neben den variablen OPEX für Energie und Rohstoffe betragen

die Kapitalkosten (CAPEX) 31 % bzw. 18 % und die fixen Betriebskosten (OPEX fix.) 11 % und 10 %.

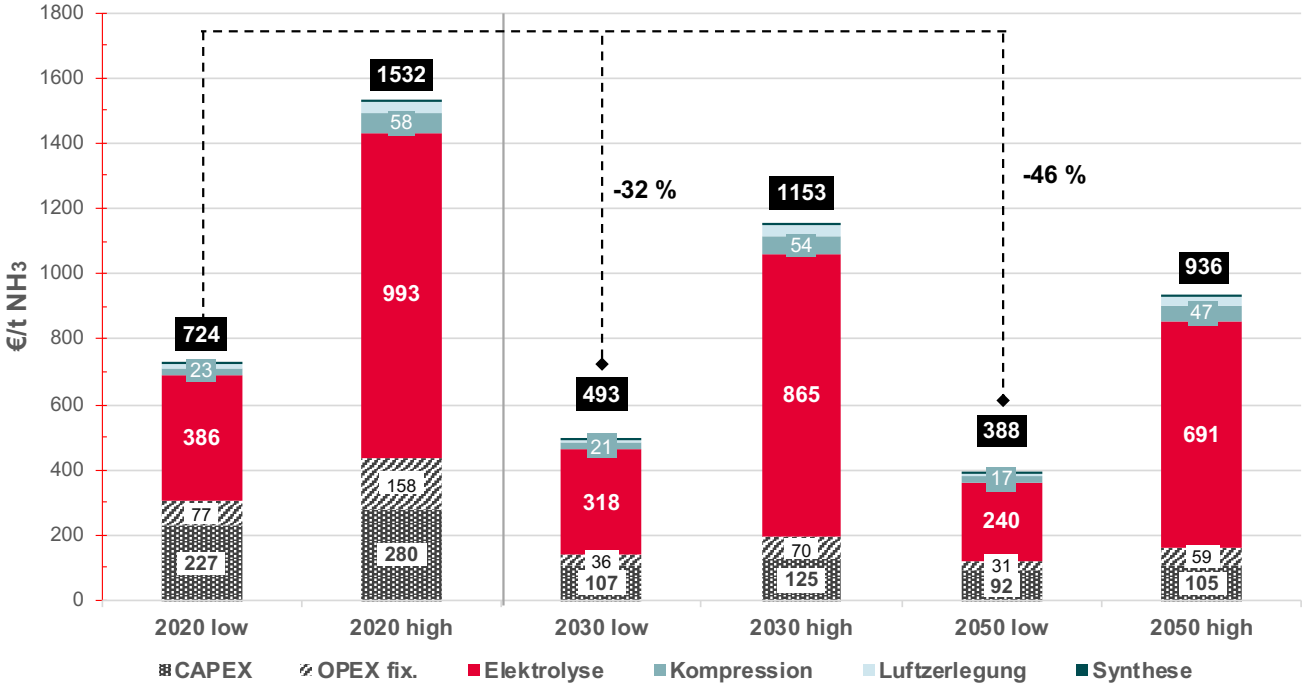

Abbildung 14: Entwicklung der anlegbaren Produktionskosten der Ammoniakproduktion (LCOA) 2020 – 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Mit der Fortschreibung der Technologie wird auch ersichtlich, dass insbesondere die CAPEX gegenüber 2020 deutlich reduziert werden können, was im Wesentlichen auf die zunehmende Marktreife und die erwartete Diffusion von Elektrolyseuren zurückzuführen ist. So sinken die CAPEX bis 2030 um 53 % von 227 €/t NH_3 auf 107 €/t NH_3 und bis 2050 um 59 % auf 92 €/t NH_3. Die nur geringe Reduktion der CAPEX von 2030 bis 2050 ist darauf zurückzuführen, dass zwar die Elektrolyse mit zunehmender Diffusion deutlich günstiger wird, die Investitionen für den HB-Reaktor und die LZA (als bereits etablierte Technologien) jedoch nicht und daher hier keine Kostendegression angenommen wird. Während für die Elektrolyse im Jahr 2020 noch ca. 160 €/t NH_3 aufzuwenden sind, sinken diese bis 2030 auf 40 €/t NH_3 und bis 2050 auf 25 €/t NH_3, während die CAPEX für den HB-Reaktor (58 €/t NH_3) und die LZA (9 €/t NH_3) konstant bleiben. Auch bei den energiebedingten Betriebskosten (OPEX var.) ist ein starker Rückgang zu verzeichnen, der im Wesentlichen auf die höhere Energieeffizienz der Elektrolyse einerseits und die sinkenden Stromkosten (Vgl. Tabelle 1) andererseits zurückzuführen ist.

► Insgesamt können die LCOA im Low-Case **bis 2030 um 32 % auf 493 €/t NH_3** und **bis 2050 um 46 % auf 388 €/t NH_3** gegenüber dem Basisjahr 2020 (724 €/t NH_3) reduziert werden.

In Abbildung 15 ist darüber hinaus der Anteil der einzelnen Komponenten an den LCOA dargestellt. Es wird deutlich, dass der Großteil der LCOA durch die Bereitstellung des Stroms für die Elektrolyse und die weiteren Prozessschritte entsteht (OPEX var.). Für 2020 beträgt dieser Anteil ca. 58 %, während 31 % auf die CAPEX und 11 %

auf OPEX fix. entfallen. Mit stärker sinkenden CAPEX als OPEX var. steigt der Anteil der Stromkosten bis 2030 sogar auf 71 % an. Bis 2050 hingegen sinkt der Anteil wieder minimal auf 68 %, da die Energiekosten im Vergleich zu den CAPEX stärker sinken und somit der Anteil der Energiekosten an den LCOA abnimmt.

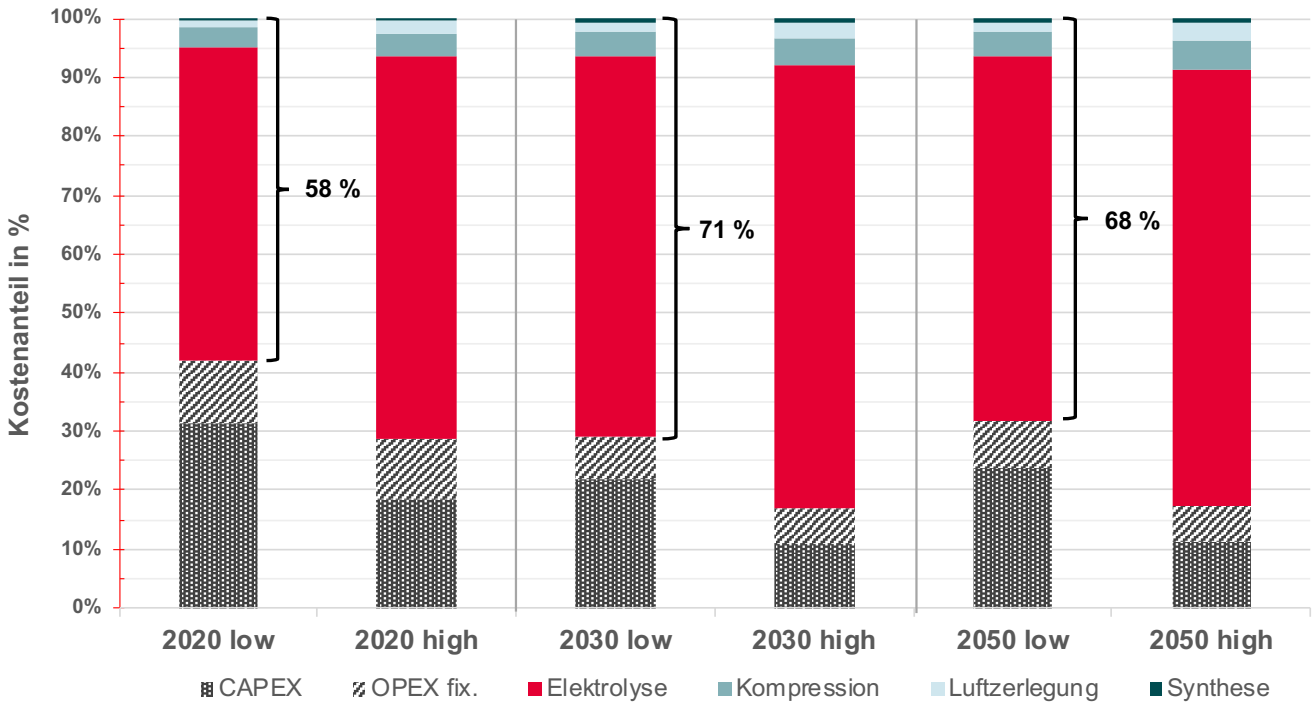

Abbildung 15: Entwicklung der anlegbaren Produktionskosten der Ammoniakproduktion (LCOA) 2020 – 2050 aufgeteilt nach Anlagenbestandteilen

Quelle: Eigene Darstellung

Abhängigkeit vom Strompreis

Da die LCOA also im Wesentlichen vom Strompreis abhängen, ist der Entwicklung des Strompreises besondere Aufmerksamkeit zu schenken. In Abbildung 16 ist deshalb dargestellt, wie sich die LCOA in Abhängigkeit vom Strompreis entwickeln. Dazu wird ein durchschnittlicher Strompreis für 2023 (95 €/MWh[5]) mit dem postulierten notwendigen Industriestrompreis (60 €/MWh[6]) und Stromgestehungskosten in einem globalen „Sweet-Spot“ wie der MENA-Region (25 €/MWh[7]) gegenübergestellt. Wird der Industriestrompreis zugrunde gelegt – was die realen Stromkosten um ein Drittel senken würde – können die LCOA um bis zu 23 % gesenkt werden. Wird der MENA-Strompreis zugrunde gelegt, können die LCOA sogar um bis zu 62 % gesenkt werden. Dies könnte ggf. dazu führen, dass verstärkt über Importe aus den globalen „Sweet-Spots“ nachgedacht werden könnte. Hinzu kämen zwar Transportkosten – da

[5] Jahresmittelwert der Grundlast (EPEX Base Preis) von 95,2 €/MWh (FFE 2024)

[6] Wettbewerbsfähiger „Brückenstrompreis“ von 6 ct/kWh bis 2030 für energieintensive Unternehmen (BMWK 2023)

[7] Minimale Gestehungskosten (LCOE) für EE-Strom (Braun et al., 2022)

Ammoniak aber ähnlich wie Rohöl gut über Pipelines oder Seetanker transportierbar ist, dürften sich diese in Grenzen halten und die Preisstruktur nicht wesentlich ändern.

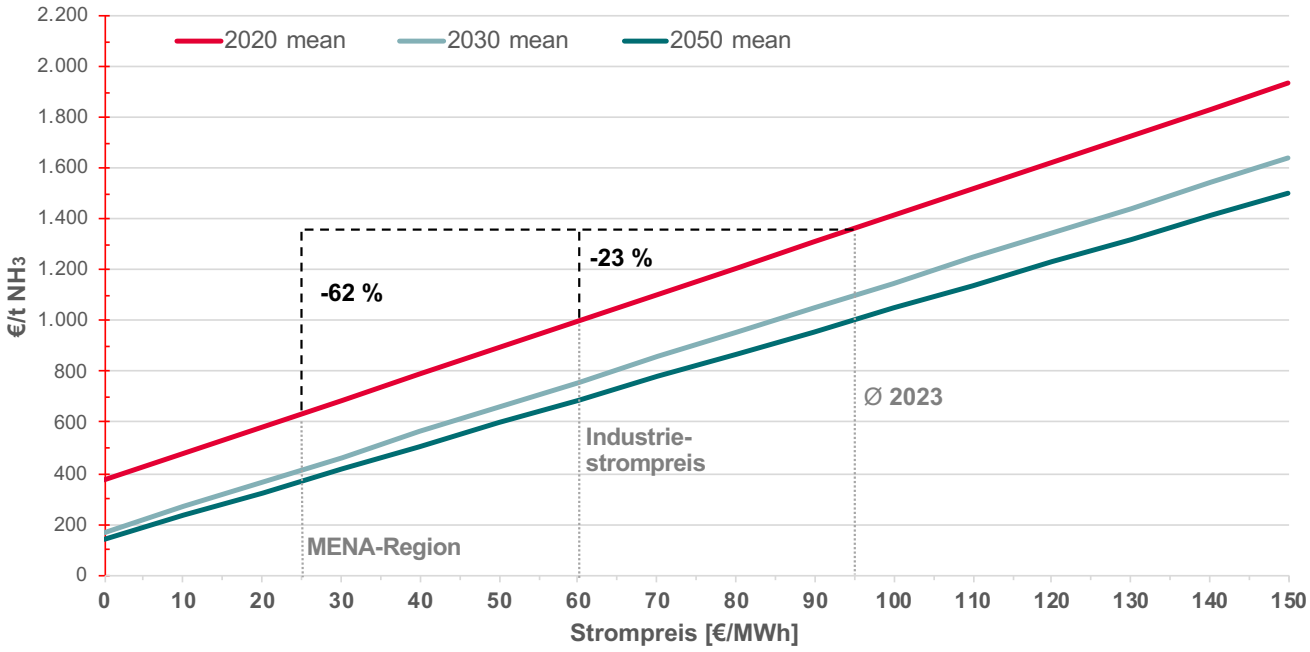

Abbildung 16: Anlegbare Produktionskosten der Ammoniakproduktion (LCOA) in Abhängigkeit vom Strompreis

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BMWK (2023), Braun et al. (2022) und FFE (2024)

Eine detaillierte Betrachtung der Transportkosten und Anderer sich durch den Transport ergebenen Implikationen sind allerdings nicht Bestandteil des hier durchgeführten Benchmarkings. Allerdings ist zu erwähnen, dass wie in Kapitel 3.2 beschrieben Ammoniakimporte zukünftig eine wesentliche Rolle für Deutschland spielen könnten, wenn sich ein globaler Ammoniakmarkt entwickelt und Ammoniak weltweit gehandelt wird. In diesem Fall müsste sich die iNEW2.0-Technologie auch gegenüber dem Angebot des globalen Marktes messen.

► Für die **anlegbaren Produktionskosten (LCOA) für die iNEW2.0-Technologie** wird der ambitioniertere Wert verwendet. Dieser ergibt sich aus dem Low-Case und der Produktion in einer „Sweet-Spot"-Region, wie in Abbildung 16 beispielhaft für die MENA-Region gerechnet. Die LCOA liegen **für das Jahr 2040 bei 363 €/t NH_3** (Mittelwerte aus 2030 und 2050).

3.3.4 Anlegbare Treibhausgas-Emissionen

Neben den anlegbaren Produktionskosten und dem anlegbaren Energieverbrauch zukünftiger Low-Carbon-Prozesse sind vor allem auch der Beitrag zum Klimaschutz von besonderer Bedeutung. Betrachtet man nur die Ammoniakproduktion ohne weitere Verarbeitungsschritte (z. B. zu Urea), so wird im Prozess kein Kohlenstoff eingesetzt, da es sich bei Ammoniak (NH_3) um eine kohlenstofffreie Chemikalie handelt. Die Ammoniakproduktion selbst ist dementsprechend mit keinen direkten CO_2-Emissionen (oder anderen THG-Emissionen) verbunden. Wenn auch die benötigte Hilfsenergie entsprechend durch erneuerbaren Strom bereitgestellt wird, sind wie bei vielen anderen zukünftigen Prozessen die einzigen Emissionen mit der Stromerzeugung (Scope-

2-Emissionen) verbunden. Diese entstehen beispielsweise bei der Herstellung des Betons für Fundamente oder des Stahls für die Türme von Windenergieanlagen. Diese Scope-2-Emissionen (bzw. Scope 3) hängen wiederum stark vom zugrunde liegenden Hintergrundsystem ab, das sich in Zukunft jedoch stark verändern wird. Es ist also davon auszugehen, dass diese Vorkettenemissionen in einem zukünftig klimaneutralen Energiesystem auch gegen Null gehen. Weitere Ausführungen zu Life-Cycle-Emissionen und die Rolle von Hintergrundsystemen in Ökobilanzen (hier werden üblicherweise die Vorkettenemissionen eines Prozesses bestimmt) finden sich in → ***Teilbericht 1*** zu AP 9.2.1.

Solange dies jedoch nicht der Fall ist, spielen Scope-2 und Scope-3 aufgrund der Abwesenheit von direkten Prozessemissionen in der Ammoniakproduktion eine besondere Rolle – auch wenn diese relativ gering sein dürften. Da diese aber wiederum von den konkreten zukünftigen Standorten der Ammoniakproduktion und dem dort vorherrschenden Energiesystem abhängen, wird auf die Angabe der hier anrechenbaren THG-Emissionen verzichtet.

3.3.5 Anlegbare kritische Rohstoffe

Zur Ermittlung potenzieller kritischer Ressourcen des grünen Haber-Bosch-Verfahrens müssen die vier Komponenten Elektrolyse zur Wasserstoff-Herstellung, LZA zur Sauerstoff-Bereitstellung, Kompression und die eigentliche Ammoniaksynthese betrachtet werden.

- Wasser-Elektrolyse: Nach Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme NRW (2022) weisen die Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC) mit **Lanthan**, **Nickel** und **Yttrium** sowie die PEM-Elektrolyse (**Iridium**, **Platin**) eine Abhängigkeit von mehreren als kritisch bewerteten Rohstoffen auf, die alkalische Elektrolyse dagegen nur **Nickel**. Die generelle Kritikalität von Nickel, Yttrium und Iridium wurde auch in der aktuellen Schnellanalyse bestätigt (→ ***Teilbericht 3*** zu AP 9.2.3). Lanthan und Platin wurden dort nicht analysiert.
- LZA, Kompression und Ammoniaksynthese: Nach Zelt et al. (2020) werden für die Ammoniakherstellung keine kritischen Rohstoffe eingesetzt.

4 Methanol-Synthese

4.1 Referenztechnologie für Methanol und seine Prozesskette

Methanol (CH_3OH, oder auch als MeOH abgekürzt) ist ein vielseitiger chemischer Rohstoff und Energieträger, der traditionell aus fossilen Brennstoffen – hauptsächlich aus Erdgas (überwiegend in der EU) oder Kohle (überwiegend in China) – hergestellt wird (IRENA und Methanol Institute, 2021). Die konventionelle fossile Methanolherstellung ist technologisch ausgereift und wirtschaftlich effizient, jedoch mit hohen CO_2-Emissionen verbunden. Diese entstehen vor allem dadurch, dass für die Methanolsynthese zunächst ein Synthesegas (kurz: Syngas) aus CO und H_2 aus den fossilen Energieträgern unter Bildung von CO_2 erzeugt werden muss. Im Gegensatz dazu bieten Low-Carbon-Alternativverfahren, die nachhaltige Feedstocks und erneuerbare Energien nutzen, erhebliche Umweltvorteile, da sie kaum bis keine direkten Emissionen verursachen. Als Low-Carbon-Referenztechnologie für die iNEW2.0-Technologie für Methanol bietet sich hauptsächlich die **Power-to-Methanol (PtM)**[8] Route an – das so erzeugte Methanol wird auch e-Methanol oder synthetisches Methanol genannt. Die PtM-Route lässt sich weiter in zwei unterschiedliche Verfahren unterteilen:

1| CO_2-basierte Methanolsynthese über CO_2 und H_2
2| CO-basierte Methanolsynthese über ein Synthesegas aus CO und H_2

Die CO-basierte Methanolsynthese basiert wie das konventionelle Verfahren auf der Nutzung eines zuvor erzeugten Synthesegases, während die CO_2-basierte Methanolsynthese keine vorherige Synthesegaserzeugung benötigt, sondern CO_2 und H_2 direkt zu Methanol synthetisieren kann. Beide PtM-Verfahren können im Allgemeinen in drei Hauptschritte unterteilt werden: Die Synthesegasherstellung bzw. Erzeugung der Feedstocks, die Methanolsynthese selbst und die anschließende Aufarbeitung des Roh-Methanols. Als technologisch ausgereifter ist die CO2-basierte Variante anzusehen, da bereits erste großskalige Anlagen in Betrieb sind und die Syngas-Erzeugung im grünen CO-basierten Verfahren noch einen niedrigen TRL aufweist. Das Syngas wird dort über eine Ko-Elektrolyse von CO_2 und Wasser zu CO und H_2 gewonnen. Als Low-Carbon-Referenztechnologie für Methanol wird daher die CO_2-basierte Variante herangezogen.

Für die CO_2-basierte Methanolsynthese ist im Gegensatz zur konventionellen Methanolproduktion aus fossilen Energieträgern keine vorherige Erzeugung eines Syngases aus CO und H_2 notwendig, da das CO_2 (und H_2) auch direkt zu Methanol umgesetzt werden kann. Das CO_2-basierte Verfahren läuft jedoch bei ähnlichen moderaten Temperaturen (200 – 290°C) und Drücken (50 – 100 bar) ab und wurde bereits in mehreren Pilot-Anlagen erprobt (Hank et al., 2019; IRENA and Methanol Institute, 2021). Darüber hinaus hat das Unternehmen *Carbon Recycling* International mit der Shunli CO_2-to-Methanol-Anlage in Anyang City, China, bereits Ende 2022 die erste Anlage im kommerziellen Maßstab (110 kt/Jahr) in Betrieb genommen (CRI, 2024). Der TRL der CO_2-basierten Methanolsynthese wird daher heute bereits auf 7 – 9 geschätzt (Zelt et al., 2021). Bis 2030 kann von einer großskaligen kommerziellen Verfügbarkeit und

[8] Daneben existieren biomassebasierte Verfahren, bei denen kohlenstoffhaltige Biomasse vergast oder fermentiert wird. Da die Biomassenutzung nicht im Fokus von iNEW2.0 liegt, wird diese Route nicht berücksichtigt.

damit einem TRL von 9 ausgegangen werden; zudem dürften dann bereits mehrere Anlagen in der Größenordnung der Shunli-Anlage in Betrieb sein.

Die einzelnen Prozessschritte zur Methanolherstellung über CO_2 sind in Abbildung 17 schematisch dargestellt:

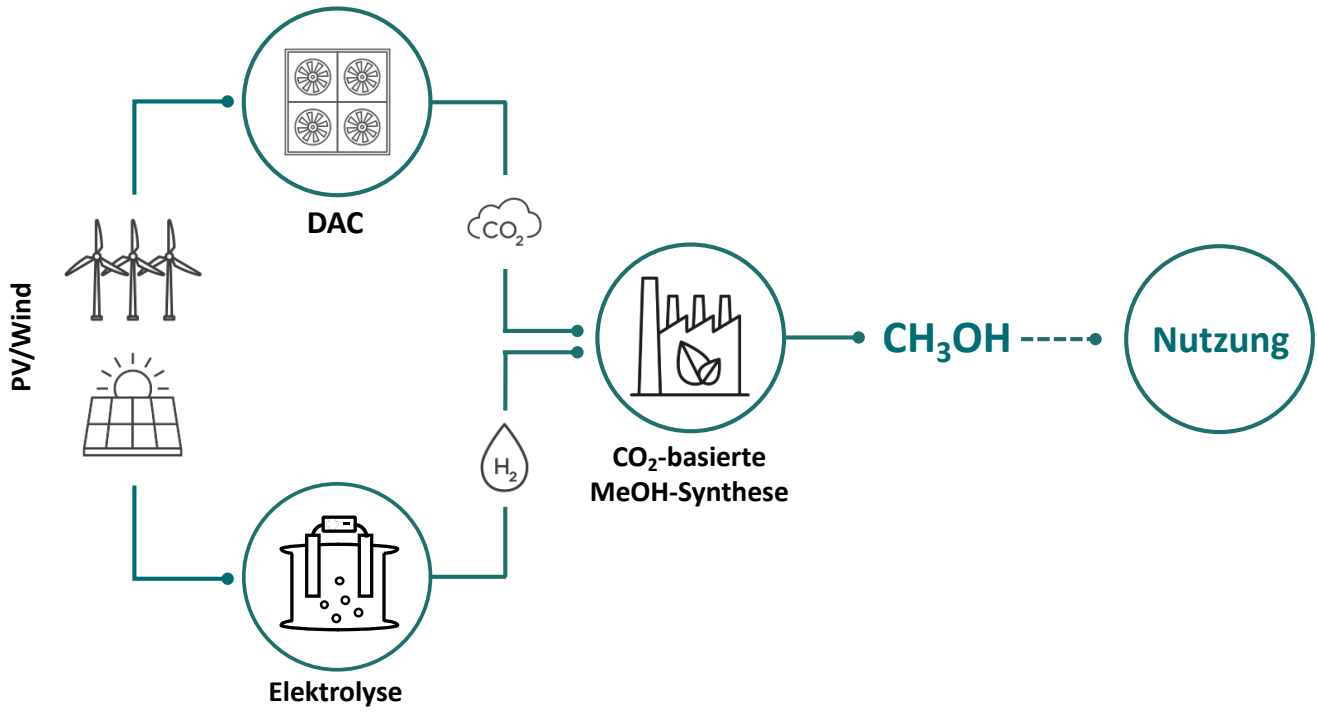

Abbildung 17: Prozessfließbild der CO_2-basierten Methanolproduktion

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Jülich und Zelt (2022)

In einer DAC-Anlage wird zunächst CO_2 aus der Luft abgeschieden, während parallel Wasserstoff in einer Elektrolyse aus Wasser erzeugt wird. Anschließend wird beides separat dem Synthesereaktor zugeführt, wo die Reaktion von CO_2 und H_2 zu CH_3OH exotherm (49,6 kJ/mol) über einen kommerziellen Kupfer-Zinkoxid-Aluminiumoxid-Katalysator gemäß Gleichung 4.1 abläuft:

$$\boldsymbol{CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O \qquad -49,6\ kJ/mol} \tag{4.1}$$

Im Gegensatz zur konventionellen Syngas-basierten Variante entsteht durch das zusätzliche Sauerstoffatom im CO_2 neben Methanol auch Wasser als Nebenprodukt. Dieses kann anschließend für weitere Prozesse genutzt werden und wird in einem nachfolgenden Destillations-Schritt vom Methanol abgetrennt. Wie Gleichung 4.1 zeigt, läuft die Methanolsynthese exotherm ab, so dass die Abwärme zur teilweisen Deckung des Wärmebedarfs der DAC-Anlage genutzt werden kann, was zu deutlichen Effizienzsteigerungen führt.

- Wasserstoffbereitstellung – Elektrolyse

Im Gegensatz zum konventionellen Prozess wird der Wasserstoff nicht in Form eines Syngases, sondern als separater Feedstock neben dem CO_2 für die Synthesereaktion benötigt. Die Elektrolyseurtechnologien zur Wasserstofferzeugung unterscheiden sich an dieser Stelle jedoch nicht von denen des PtA-Prozesses (siehe Kapitel 3.1) und

werden daher nicht erneut beschrieben. Allerdings liegt der erforderliche Betriebsdruck der Methanolsynthese (50 – 100 bar) deutlich unterhalb des Betriebsdrucks der Ammoniaksynthese (250 – 350 bar), so dass weniger Energie für die Kompression des Wasserstoffs aufgewendet werden muss.

- CO_2-Bereitstellung

Für die Synthese von Methanol wird im Gegensatz zu Ammoniak neben Wasserstoff auch Kohlenstoff als Feedstock benötigt. Dieser kann einerseits fossilen Ursprungs sein und aus industriellen Abgasen, z. B. von Zementwerken, oder andererseits klimaneutral durch Luftzerlegung (Direct Air Capture, DAC) aus der Atmosphäre entnommen werden. Neben dem Ursprung liegt ein wesentlicher Unterschied in der CO_2-Konzentration der Abgase bzw. der Luft. Diese liegt für Luft bei etwa 400 ppm (0,04 vol.%) und damit deutlich niedriger als bei industriellen Abgasen (15 – 25 vol.%) (Hoppe et al., 2017). Die Abscheidung aus industriellen Abgasen wird allerdings nicht für das Benchmarking herangezogen, da das Ziel der Klimaneutralität geschlossene Kohlenstoffkreisläufe erfordert – nur Kohlenstoff, der zuvor aus der Luft entnommen wurde, darf auch wieder in die Luft abgegeben werden (Block et al., 2024).

In diesem Fall weicht das durchgeführte Benchmarking jedoch von der Systematik des iNEW2.0-Vorhabens und den Randbedingungen im Rheinischen Revier ab. In iNEW2.0 soll industrielles CO_2, d. h. aus Abgasen abgeschiedenes fossiles CO_2, im Sinne von Carbon Capture and Use (CCU) genutzt werden. Die Nutzung solchen fossilen CO_2 ist jedoch systemanalytisch nicht als klimaneutral zu bewerten, da das CO_2 bei der Methanolherstellung kurzfristig gespeichert wird und bei der Nutzung lediglich zeitverzögert wieder in die Atmosphäre gelangt (falls es nicht wieder abgetrennt und neu genutzt, also im Kreis geführt wird). Dagegen wäre CO_2, das zuvor der Atmosphäre entnommen wurde und bei der Nutzung des Methanols wieder zurück in die Atmosphäre gelangt, bilanziell mit Null zu bewerten. In einem **Exkurs** wird daher die DAC-Technologie näher erläutert. In einem wissenschaftlichen Artikel (Block et al., 2024) wurde zudem eine Fallstudie zum CO_2-Potenzial von DAC-Anlagen im Rheinischen Revier im Vergleich zu einem norddeutschen und einem süddeutschen Standort durchgeführt und entsprechende Kosten ermittelt.

- Aufbereitung (Destillation)

Das aus dem Synthesereaktor kommende Rohmethanol enthält noch Nebenprodukte wie Wasser und kleinere Verunreinigungen an anderen Kohlenwasserstoffen (hauptsächlich Alkohole). Um reines Methanol zu erhalten, müssen diese nach der Synthese durch Destillation entfernt werden. Die Destillation erfolgt durch Zugabe von Wärme in mehreren Stufen, um verschiedene Verunreinigungen bei unterschiedlichen Siedepunkten zu entfernen. Das auskondensierte Wasser kann anschließend als Input für die Wasserelektrolyse eingesetzt werden – sofern es nicht zu stark verunreinigt ist. Eine solche Untersuchung liegt jedoch außerhalb des Betrachtungsraumes des in iNEW2.0 durchgeführten Benchmarkings.

Exkurs: Direct Air Capture

Beim DAC-Verfahren wird der Atmosphäre über ein Sorptionsmedium CO_2 entzogen, indem die Luft mit dem Sorptionsmedium in Kontakt gebracht und von diesem gebunden wird. Anschließend wird das CO_2 unter Wärmezufuhr (durch eine Wärmepumpe bereitgestellt) vom Sorptionsmedium gelöst und steht im gasförmigen Zustand mit einem Reinheitsgrad von bis zu 99 % zur Verfügung. Anschließend ist eine Nutzung des CO_2 zur Methanolsynthese (DAC and Use, DACCU) oder eine dauerhafte Speicherung (DACCS) zum Ausgleich nicht-vermeidbarer Restemissionen oder zur Erzeugung netto-negativer Emissionen möglich. Bestehende DAC-Verfahren unterscheiden sich u. a. im erforderlichen Temperaturniveau, im Energie- und Wasserbedarf sowie in der Betriebsart und Bauweise. Hauptsächlich kann zwischen Hochtemperatur- und Niedertemperatur-Verfahren unterschieden werden.

Die Niedertemperatur Direct Air Capture (NT-DAC) Technologie stellt insbesondere für den Standort Deutschland eine vielversprechende Möglichkeit dar, CO_2 aus der Atmosphäre abzuscheiden und in gasförmiger Form zur Verfügung zu stellen. Vorteile der DAC-Technologie gegenüber anderen Technologien zur CO_2-Abscheidung sind die technische Skalierbarkeit sowie die Möglichkeit, die Anlagen unabhängig von den Umgebungsbedingungen zu platzieren (solange der Energiebedarf gedeckt werden kann).

Bei einer nationalen Anwendung der iNEW2.0-Technologie für Methanol (und auch der Low-Carbon-Referenztechnologien) stellt CO_2 einen notwendigen Feedstock als Kohlenstoffträger für die Methanolsynthese dar. Die Kosten und Umweltwirkungen für die Bereitstellung von CO_2 aus dem DAC-Prozess sind aufgrund des Entwicklungsstandes der DAC-Technologie derzeit jedoch noch schwer zu beurteilen. Unter der Annahme, dass die DAC-Technologie mit erneuerbaren Energien (PV, Wind) und die Wärme mit elektrisch betriebenen Wärmepumpen bereitgestellt wird, ergeben sich je nach regionalen Potenzialen (Nord-, Mittel- und Süddeutschland) **Kosten von 124,6 €/t CO_2 bis 137,6 €/t CO_2 im Jahr 2045**. Für das **Rheinische Revier** (als Referenz für Mitteldeutschland) ergeben sich Kosten von **126,1 €/t CO_2** für die Kombination von DAC mit Photovoltaik und Kosten von **137,6 €/t CO_2** für die Kombination mit Windkraftanlagen[9]. Die Kombination von Windkraft und DAC weist jedoch einen höheren Autarkiegrad auf, der das Stromnetz deutlich weniger belastet (Block et al., 2024).

[9] Die ermittelten DAC-CO_2-Kosten könnten in einer nationalen Methanolstrategie als Feedstockkosten berücksichtigt werden, stellen jedoch zunächst nur eine erste Einordnung dar und müssen für einzelne Standorte in Kombination mit dem dort vorherrschenden erneuerbaren Energiepotenzial individuell geprüft werden.

- Aufbereitung (Destillation)

Das aus dem Synthesereaktor kommende Rohmethanol enthält noch Nebenprodukte wie Wasser und kleinere Verunreinigungen an anderen Kohlenwasserstoffen (hauptsächlich Alkohole). Um reines Methanol zu erhalten, müssen diese nach der Synthese durch Destillation entfernt werden. Die Destillation erfolgt durch Zugabe von Wärme in mehreren Stufen, um verschiedene Verunreinigungen bei unterschiedlichen Siedepunkten zu entfernen. Das auskondensierte Wasser kann anschließend als Input für die Wasserelektrolyse eingesetzt werden – sofern es nicht zu stark verunreinigt ist. Eine solche Untersuchung liegt jedoch außerhalb des Betrachtungsraumes des in iNEW2.0 durchgeführten Benchmarkings.

4.2 Szenarien zum weltweiten Methanol-Markthochlauf

4.2.1 Anwendungsbereiche in den Langfristszenarien

Methanol ist mit einem weltweiten Bedarf von 102 Mt/Jahr (Stand 2020) ein zentraler Baustein der Chemieindustrie, der zur Herstellung zahlreicher anderer Chemikalien wie Formaldehyd oder Essigsäure verwendet wird. Diese Chemikalien finden bspw. Anwendung in der Produktion von Kunststoffen, Lösungsmitteln oder Klebstoffen. Rund 70 % des heute produzierten Methanols wird jedoch in der Chemieindustrie eingesetzt. Der zweite zentrale Einsatzbereich ist die direkte Verwendung von Methanol bzw. Methanol-Derivaten als Kraft- bzw. Brennstoff (IRENA and Methanol Institute, 2021). Zudem stellt die Nutzung von Methanol als Wasserstoffträger ein neues Anwendungsfeld dar, dessen Potenzial bisher unterschiedlich bewertet, aber aktuell viel diskutiert wird. Abbildung 18 fasst die derzeitigen und zukünftigen Anwendungsbereiche von Methanol zusammen.

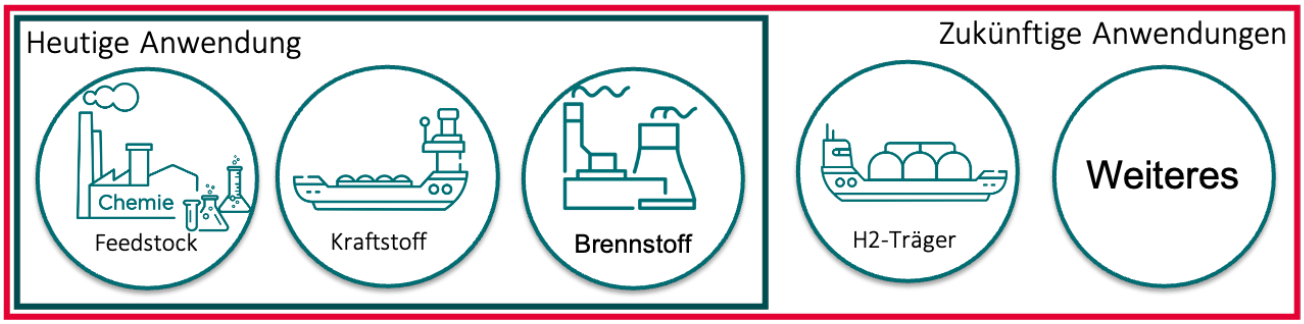

Abbildung 18: Darstellung der heutigen und zukünftigen Einsatzfelder von Methanol

Quelle: Eigene Darstellung

Im letzten Jahrzehnt ist die Nachfrage nach Methanol kontinuierlich gestiegen. Zwischen 2014 und 2019 stieg sie jährlich um ca. 6 % (Araya et al. 2020). Es ist daher davon auszugehen, dass die Bedeutung und die Nachfrage von Methanol in den nächsten Jahrzehnten weiter zunehmen und neben der Erschließung neuer Anwendungsbereiche auch die bestehenden Anwendungsbereiche gestärkt werden.

Feedstock in der Chemieindustrie

Methanol ist eine der sieben wichtigsten Basischemikalien und dient als Ausgangsstoff für die Synthese von Formaldehyd, Essigsäure, Methylchlorid, Methylamin, Methanthiol, Methylmethacrylat und weiteren Chemikalien. Zusätzlich dient Methanol

auch zur Synthese von Methyl-tert-butylether (MTBE), Biodiesel, Dimethylether (DME) und Benzinmischungen, die wiederum als Treibstoff verwendet werden können. Aufgrund der Möglichkeit, Methanol vollständig auf der Basis erneuerbarer Energien herzustellen, und der weltweiten Bestrebungen, den Einsatz fossiler Rohstoffe zu minimieren, wird die Bedeutung von Methanol als Feedstock in der chemischen Industrie perspektivisch weiter zunehmen.

Kraftstoff

Die Verwendung von Methanol als Kraftstoff hat in den letzten 20 Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen. Zusammen mit den auf Methanol basierenden Produkten Biodiesel, MTBE und DME werden rund 31 % des weltweit produzierten Methanols hierfür verwendet. Vor allem die direkte Nutzung von Methanol als Kraftstoff hat jedoch in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen. So wird die Nutzung im Straßenverkehr in einigen Teilen der Welt stark vorangetrieben. Insbesondere in China, aber auch in Israel, Indien und Europa gibt es hierzu intensivere Bemühungen. Zahlreiche chinesische Automobilhersteller bieten methanolbetriebene Fahrzeuge an, die mit reinem Methanol oder einem Methanol-Benzin-Gemisch betrieben werden können. Die Preise für diese Fahrzeuge sind bereits mit denen für konventionelle Fahrzeuge vergleichbar. Neben dem Einsatz im Straßenverkehr werden auch andere Transportanwendungen wie Züge und schwere Maschinen vorangetrieben (IRENA and Methanol Institute, 2021).

Die Schifffahrt stellt einen weiteren Sektor, der eine steigende Nachfrage nach Methanol zeigt. Derzeit sind mehr als 20 große Schiffe mit Methanolantrieb in Betrieb oder im Bau (IRENA und Methanol Institute, 2021). Aufgrund seiner geringeren volumetrischen Energiedichte im Vergleich zu Kerosin wird Methanol allerdings im Allgemeinen nicht als der am besten geeignete Kraftstoff angesehen. Methanol stellt jedoch eine vielversprechende Option für fortschrittlichere Hybridflugzeuge, die eine Kombination aus Brennstoffzelle und Batterie verwenden, dar. Diese Art von Hybrid-Elektro-Flugzeugen hätte eine Reihe von Vorteilen, darunter weniger Umweltverschmutzung, Lärm und Emissionen und eine Senkung des Energieverbrauchs um 40 bis 60 % (Soloveichik, 2018). Methanol wird bereits in Drohnen eingesetzt, um deren Reichweite und Flugzeit deutlich zu erhöhen. Ein kleiner Methanol-Verbrennungsmotor lädt die Batterie dabei während des Fluges auf, was längere Flugzeiten und ein sofortiges Auftanken ermöglicht. Der Einsatz von grünem Methanol könnte somit ein wesentlicher Treiber für einen treibhausgasneutralen Verkehr darstellen (Methanol Institute, 2023).

Aus aktueller Literatur und Stellungsnahmen von Motorenherstellern geht zudem hervor, dass parallele Entwicklungen von Methanol und Ammoniak als klimafreundliche Kraftstoffe stattfinden. Es ist daher noch unklar, welcher Kraftstoff sich durchsetzen wird – klar ist jedoch, dass eine Umstellung des Verkehrs auf Methanol als Kraftstoff zu einer Vervielfachung des heutigen Bedarfs führen könnte.

Brennstoff

Der Einsatz von Methanol als Brennstoff ist dadurch vorteilhaft, dass es keinen Ruß, Rauch oder Geruch entwickelt. Daher findet Methanol häufig Anwendung in Kochherden (allein in China über 5 Mt im Jahr 2018) (Dolan, 2020). Neben der direkten Nutzung von Methanol weist DME als Methanolderivat ebenfalls ein hohes Potenzial in

diesen Anwendungen auf. Zudem kann DME bei LPG bis zu einem Anteil von 20 % beigemischt werden, ohne dass Änderungen an den bestehenden Anlagen erforderlich sind. Darüber hinaus wird Methanol als Brennstoff zur Wärme- und Dampferzeugung in Industriekesseln sowie in Gasturbinen eingesetzt (IRENA und Methanol Institute, 2021). Im Jahr 2018 wurden bereits in China 2 Mt Methanol in mehr als 1.000 Kesselanlagen verbraucht (Dolan, 2020).

Wasserstoff-Träger

Hintergrund der Überlegung, Methanol als Wasserstoffträger zu verwenden, ist, dass an Standorten mit hohen erneuerbaren Energiepotenzialen eine kostengünstigere Wasserstoffproduktion möglich ist (Hank et al., 2023). Für einen sicheren und kostengünstigen Wasserstoffimport stellt der Transport mit Methanol als Trägermedium eine vielversprechende, aber auch kritisch diskutierte Möglichkeit dar (Agora Industrie und TU Hamburg, 2023; IEA, 2019; IRENA, 2022; Acatech, 2022). Da Methanol bei Raumtemperatur und Normaldruck flüssig ist, können Transport und Lagerung effizienter gestaltet werden als bspw. der Direkttransport von Wasserstoff. Aufgrund der Toxizität von Methanol ist jedoch auf einer sorgfältigen Handhabung der Chemikalie zu achten.

Der Verwendung von Methanol als Wasserstoffträger stehen andere Importoptionen gegenüber. So ist der Import von reinem Wasserstoff als Druckgas bei Drücken von 20 bis 100 bar oder bei tiefen Temperaturen (-253°C) als verflüssigter Wasserstoff möglich. Weitere Optionen ergeben sich aus den Importmöglichkeiten von Ammoniak, synthetischem Erdgas oder der Kombination mit Trägerstoffen für Wasserstoff. Die Rolle von Methanol als Importmedium für Wasserstoff ist damit noch nicht abschließend geklärt, würde aber zu einer signifikanten Nachfragesteigerung führen, sollte sich Methanol durchsetzen.

4.2.2 Nachfrageentwicklung in globalen Langfristszenarien

Insgesamt haben die Bedeutung und Nachfrage von Methanol in den letzten Jahren stark zugenommen (Abbildung 19). Der Bedarf im Jahr 2020 lag bei 102 Mt/Jahr und ist seit 2004 jährlich um ca. 6 % gestiegen. In der gleichen Zeit haben sich die Produktionskapazitäten auf rund 182 Mt/Jahr erhöht und werden damit mit 56 % ausgelastet. Derzeit wird rund ein Drittel des Methanols überregional gehandelt, während zwei Drittel des produzierten Methanols in der jeweiligen Produktionsregion und den angrenzenden Regionen verbleiben. Dies zeigt, dass bereits globale Handelsbeziehungen bestehen, diese aber derzeit nur einen kleinen Teil des produzierten Methanols abdecken (Methanol Institut, 2023). In den vergangenen Jahren ist insbesondere in China ein signifikant gestiegener Bedarf zu verzeichnen (MMSA, 2023).

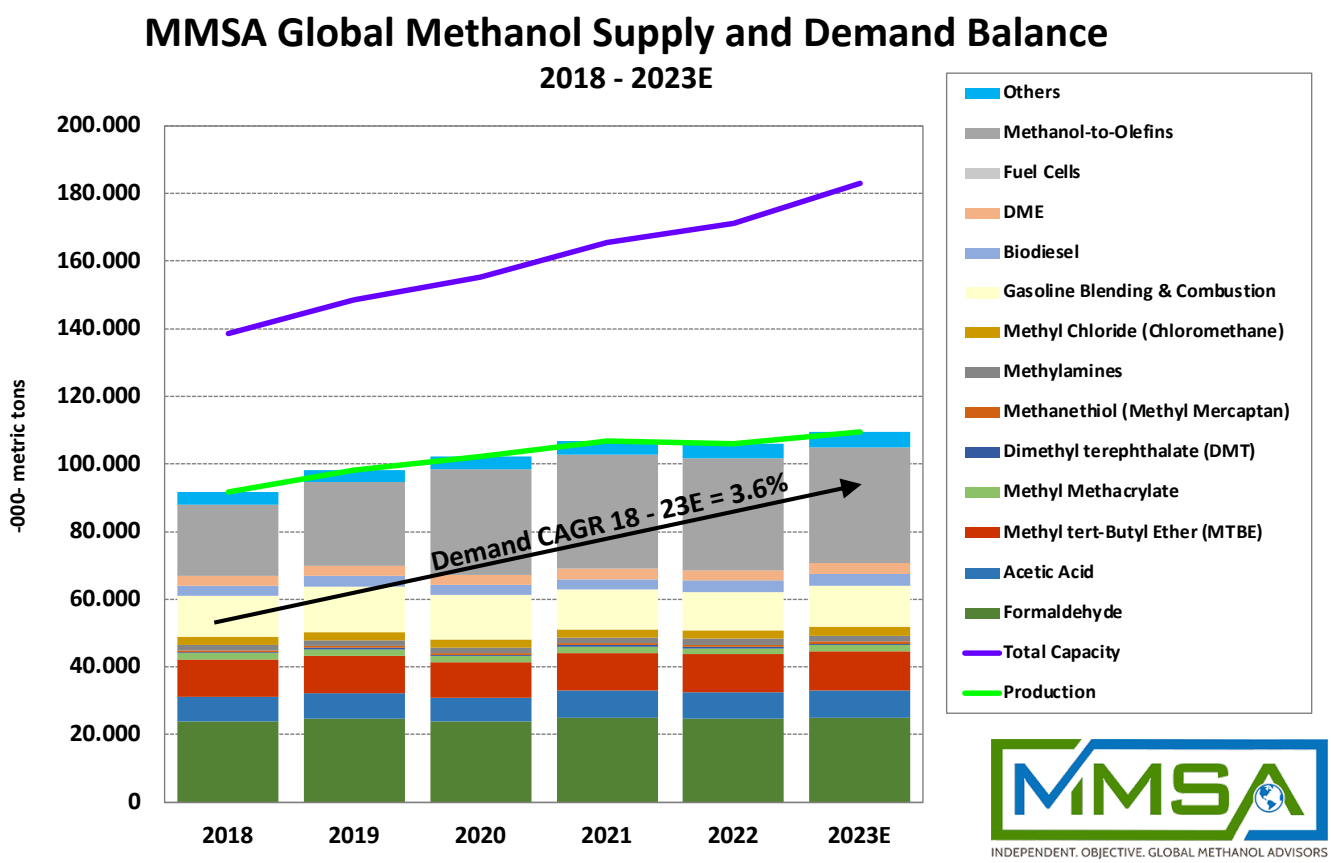

Abbildung 19: Nachfrage- und Produktionskapazitätsentwicklung von Methanol

Quelle: MMSA (2023)

Eine verlässliche Aussage über die zukünftige Nachfrage ist jedoch aufgrund der neu entstehenden Märkte noch ungewiss. Allerdings ist die Entwicklung von Methanol eng mit den Entwicklungen anderer kohlenstoffbasierter Primärchemikalien verbunden. Methanol stellt den Ausgangsstoff für viele Chemikalien dar und ist eins der wichtigsten Derivate für die Polymerproduktion. Daher werden die Entwicklungen in der Chemieindustrie in den nächsten Jahren ausschlaggebend für die Entwicklung der Methanolwirtschaft sein.

Im Rahmen von AP 9.2.2 wurden in einem Literaturreview aktuelle Szenarien zur zukünftigen Entwicklung des Methanolbedarfs untersucht, um ein repräsentatives **Ausbreitungsszenario** zu erstellen, mit dem die zukünftig zu erwartenden Bedarfe vergleichend eingeordnet werden können. In den meisten Studien wird die Nutzung von Methanol bzw. Methanol-Derivaten jedoch zusammenfassend dargestellt, wodurch dezidierte Schlussfolgerungen zur Entwicklung der Methanolnachfrage erschwert werden. Zudem wird Methanol häufig in Analysen der globalen Energiewende nicht berücksichtigt (Galimova et al., 2023), wodurch nur eine begrenzte Auswahl an Arbeiten genutzt werden konnte. Im Folgenden werden drei Szenarien erläutert und in Tabelle 7 erfasst, die explizit die Nachfrage nach Methanol darstellen. Ziel ist es, Zeitfenster für die iNEW2.0-Technologien aufzuzeigen, in denen die Technologie wirtschaftlich im globalen Markt erfolgreich platziert werden könnte.

Tabelle 7: Liste der analysierten globalen Szenarien mit Bezug auf Methanol

Studie	Jahr	Szenario	Zitation
Innovation Outlook – Renewable Methanol	2021	–	IRENA und Methanol Institute, 2021
Plant Positiv Chemicals	2022	Low Circularity, Most Economic (LCME)	SYSTEMIQ und CGC, 2022
Review-Artikel	2023	–	Galimova et al., 2023

Innovation Outlook – Renewable Methanol

Die Studie „Innovation Outlook – Renewable Methanol“ der International Renewable Energy Agency (IRENA) und des Methanol-Instituts vergleicht grüne (biobasierte, synthetische), Misch- und graue Methanol-Produktionspfade. Neben der Analyse der aktuellen und zukünftigen Methanolnachfrage werden die verschiedenen Herstellungsverfahren sowie Chancen und Herausforderungen aufgezeigt. Die Prognosen zur Entwicklung der Methanolnachfrage zeigen einen Anstieg von 120 Mt/Jahr im Jahr 2025 auf 500 Mt/Jahr im Jahr 2050, was dem Fünffachen des heutigen Methanolmarktes entspricht. Bis 2028 wird der chinesische Markt den größten Anteil an der steigenden Methanolnachfrage abdecken. Im Jahr 2050 würden nach der Studie pro Jahr rund 50 % des Methanols synthetisch, 27 % biobasiert und 23 % weiterhin fossil hergestellt. Die Anwendungsfelder „Feedstock in der chemischen Industrie“, „Kraftstoff“ und „Treibstoff“ werden vorrangig betrachtet und beschrieben. Der Chemiesektor würde danach weiterhin die zentrale Rolle innerhalb des Methanolmarktes darstellen.

Plant Positiv Chemicals

Die Studie „Plant Positive Chemicals“ analysiert, wie die Chemieindustrie international Klimaneutralität erreichen kann (SYSTEMIQ und CGC, 2022). Dazu unterscheidet die Studie mehrere Szenarien, in denen unterschiedliche Ziele und Handlungsmöglichkeiten abgebildet werden. Als Referenzszenario dient das LC-ME-Szenario (Low Circularity, Most Economic). Dieses Szenario zeichnet sich durch eine geringe Kreislaufführung bei gleichzeitiger ökonomischer Effizienz aus. Innerhalb des betrachteten Szenarios kommen CCS-Technologien (d. h. „blauer“ Wasserstoff) eine besondere Bedeutung zu, da 74 % des Energiebedarfs weiterhin auf fossilen Kraft- und Brennstoffen basiert. Der Bedarf an Methanol steigt dabei von 102 Mt/Jahr im Jahr 2020 auf 362 Mt/Jahr im Jahr 2050 an. Insgesamt wird aber in den unterschiedlichen Szenarien eine Bandbreite der Nachfrage von 362 bis 511 Mt/Jahr angegeben. Es wird angenommen, dass Methanol in einem Netto-Null-Szenario weder für die Schifffahrt, noch für die Energiespeicherung oder den Straßenverkehr zu einem wichtigen Energieträger wird, weshalb der Gesamtbedarf ggf. unterschätzt wird.

Review-Artikel von Galimova et al. (2023)

Galimova et al. (2023) analysieren und bewerten in ihrem Artikel die Nachfrageentwicklung, die Produktionspotenziale, die Kosten und die Handelspotenziale von synthetischen Kraftstoffen (e-Fuels) und synthetischen Chemikalien (e-Chemicals) im globalen Energiesystem von 2030 bis 2050. Sie heben hervor, dass synthetisches Methanol und Ammoniak nicht ausreichend in die Analysen der globalen Energiewende

einbezogen und deren Einsatz als Schiffskraftstoffe nur in geringem Maße in einzelnen Arbeiten berücksichtigt würde.

Die Autor*innen zeigen auf, dass die weltweite Nachfrage nach Kraftstoffen und Chemikalien, die sich aus fossilen, biologischen und erneuerbaren Energieträgern zusammensetzt, bis 2050 (im Vergleich zu 2030) voraussichtlich um etwa 12 % sinken wird. Anders als die Gesamtnachfrage nach Kraftstoffen und Chemikalien wird die Nachfrage nach synthetischen (grünen) Kraftstoffen und Chemikalien bis 2050 (im Vergleich zu 2030) steigen und in Zukunft den Großteil der Nachfrage ausmachen. Dabei weist insbesondere synthetisches Methanol ein hohes Wachstumspotenzial auf. So geben die Autor*innen einen Anstieg des Methanolbedarfs von 1,9 Gt/Jahr (2030) über 2,0 Gt/Jahr (2040) auf 2,2 Gt/Jahr (2050) an. Davon werden 26 % (2030), 85 % (2040) und 100 % (2050) durch grüne Technologien bereitgestellt. Die Modellparameter basieren auf dem LUT Energy System Transition Model (LUT-ESTM), das in Bogdanov et al. (2021) und Ram et al. (2019) näher beschrieben wird. Die Anwendungsbereiche sind in den Studien nicht angegeben.

Vergleich der globalen Nachfrageszenarien

Die Szenarien von IRENA und Methanol Institute (2021) sowie SYSTEMIQ und CGC (2022) weisen für das Jahr 2020 einen Methanolbedarf zwischen 98 und 102 Mt/Jahr aus. Dies entspricht einer Auslastung der Methanolanlagenkapazitäten von 68 % (MMSA, 2023). Galimova et al. (2023) hingegen geben keine Auskunft über die Nachfragemengen im Jahr 2020 und analysieren die Nachfrageentwicklung ab dem Jahr 2030. Die Angaben von IRENA und Methanol Institute (2021) sowie SYSTEMIQ und CGC (2022) zur Nachfrageentwicklung bis 2050 liegen in etwa in der gleichen Größenordnung (362 – 511 Mt/Jahr). Demgegenüber prognostizieren Galimova et al. (2023) eine globale Methanolnachfrage von 2,2 Gt/Jahr. Der Faktor ≈5, der den Unterschied zwischen den Prognosen ausmacht, wird von den Autor*innen mit dem ganzheitlichen Analyseansatz der Chemieindustrie sowie dem Einsatz als Brenn- und Kraftstoff begründet. Dabei weisen Galimova et al. selbst darauf hin, dass die Nachfragezahlen Werte anderer, von ihnen analysierter Studien mindestens um 31 % und im Durchschnitt sogar um 78 % übersteigen. Das dargestellte Szenario stellt somit ein Extremszenario dar und wurde exemplarisch in diese Arbeit mitaufgenommen, um aufzuzeigen, bis zu welchen Mengen Methanol nachgefragt werden könnte. Abbildung 20 zeigt die Entwicklung der Methanolnachfrage in den drei betrachteten Szenarien bis 2050. Die dargestellten linearen Nachfrageentwicklungen der Szenarien wurden zum Teil aus den Daten interpoliert.

Aufgrund der hohen Abweichung der Nachfrageentwicklung bei Galimova et al. (2023) werden zur Auswahl des Ausbreitungsszenarios die Arbeiten von IRENA und Methanol Institute (2021) und SYSTEMIQ und CGC (2022) genutzt.

Grundlage für die verschiedenen Nachfragemengen sind die divergenten Annahmen über die Entwicklungen in den einzelnen Sektoren. Es zeigt sich, dass der Einsatz von Methanol in der chemischen Industrie die Nachfragemenge maßgeblich bestimmt.

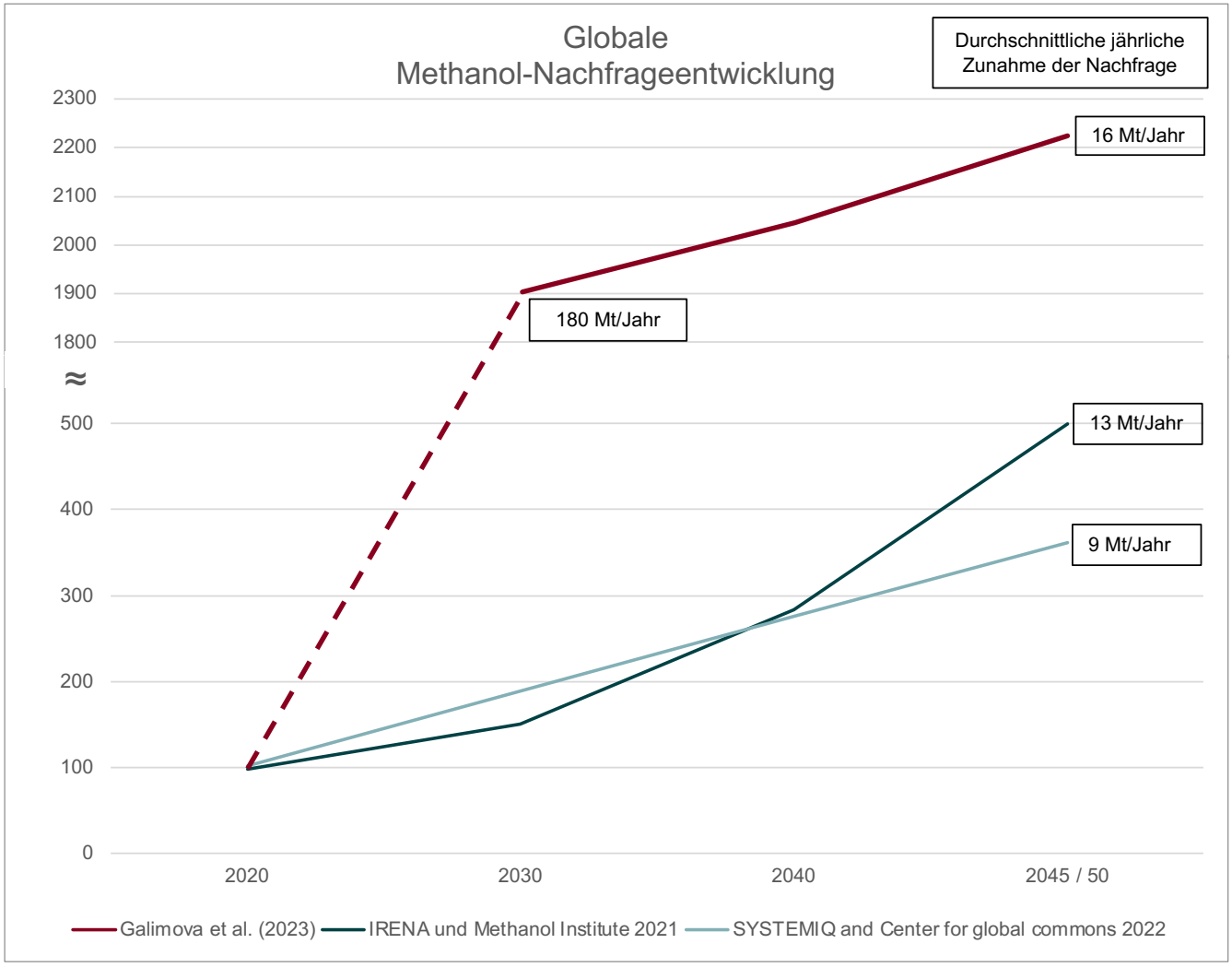

Abbildung 20: Szenarienvergleich: Globale Methanol-Nachfrageentwicklung

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Galimova et al. (2023), IRENA und Methanol Institute (2021) und SYSTEMIQ und CGC (2022)

Wie in Abbildung 21 dargestellt, werden bis zu 73 % des produzierten Methanols in der Industrie zur Weiterverarbeitung eingesetzt. Die zukünftige Entwicklung von Methanol ist daher untrennbar mit der Entwicklung der anderen kohlenstoffbasierten Primärchemikalien verbunden, da es über Methanol-to-Olefins (MTO) und Methanol-to-Propylene (MTP) zu Olefinen oder Aromaten weiterverarbeitet werden kann. Darüber hinaus ist Methanol der Ausgangsstoff für alle wichtigen Derivate der Polymerherstellung. Der zweite zentrale Anwendungsbereich mit bis zu 31 % ist die Verwendung als Treib- und Brennstoff in der Schifffahrt, im Straßenverkehr und im Energiesektor. Eine weitere Differenzierung der Anwendungsbereiche und Nutzungsoptionen ist aus den analysierten Szenarien nicht ersichtlich und stellt somit eine Unschärfe dar, die im Rahmen der globalen Entwicklung präzisiert werden muss.

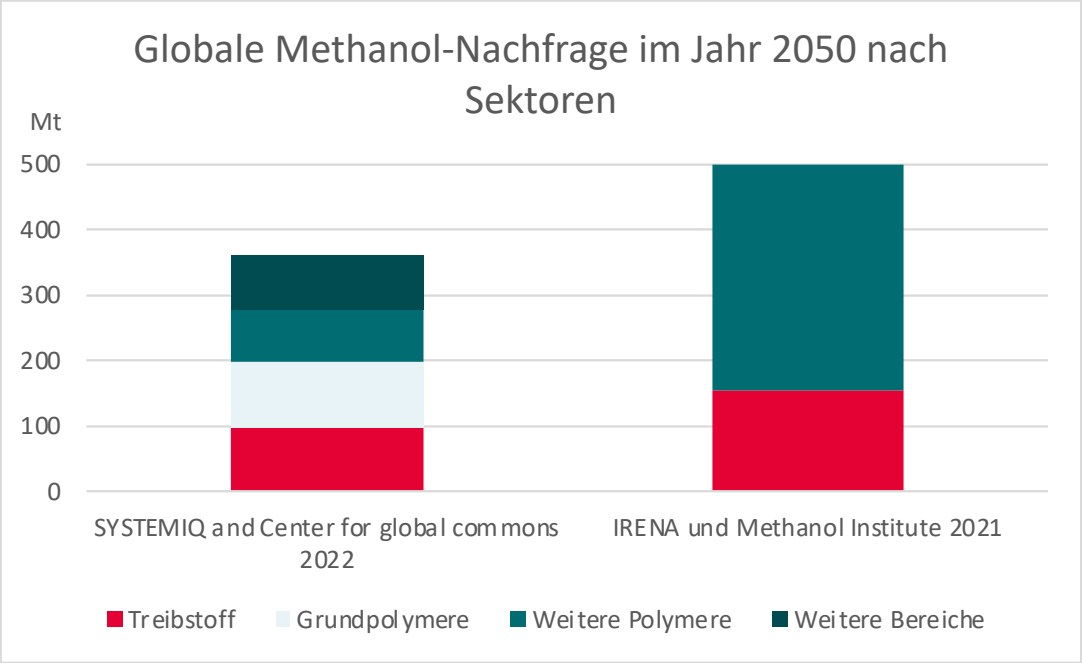

Abbildung 21: Szenarienvergleich: Globale Methanol-Nachfrage im Jahr 2050 nach Sektoren

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf SYSTEMIQ und CGC (2022), IRENA und Methanol Institute (2021)

4.2.3 Nachfrageentwicklung in deutschen Langfristszenarien

Um die globalen Entwicklungen auch im deutschen Kontext abzubilden, werden im Folgenden drei Langfristszenarien zur Erreichung der deutschen Klimaneutralität vorgestellt, die inhaltlich auf die Nachfrageentwicklung von Methanol eingehen. Andere Langfristszenarien beschreiben ebenfalls die Notwendigkeit von Methanol für die Transformation Deutschlands, zeigen den Bedarf aber nicht explizit auf, sondern fassen diesen mit anderen Plattformchemikalien wie z. B. Naphtha zusammen. Die vorgestellten Studien analysieren umfassend, wie das Ziel der Klimaneutralität sektorübergreifend gelingen kann. Zusätzlich werden die Ergebnisse von Galimova et al. (2023) diskutiert und vergleichend eingeordnet. Tabelle 8 stellt die analysierten Studien zusammenfassend dar.

Tabelle 8: Liste der analysierten deutschen Szenarien mit Bezug auf Methanol

Studie	Jahr	Institution	Szenario	Zitation
Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045	2021	Ariadne Kopernikus Projekt	–	Luderer et al., 2021
Klimaneutrales Deutschland 2045	2021	Prognos, Ökoinstitut, Wuppertal Institut	KNDE 2045	Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021)
Neue Ziele auf alten Wegen?	2021	FZ Jülich	–	Stolten et al., 2021
Review-Artikel	2023	–	–	Galimova et al., 2023

■ Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045

Die Ergebnisse der Gesamtsystemmodelle des Ariadne-Projekts werden in der Studie „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“ vorgestellt (Luderer et al., 2021). Darin werden sektorübergreifende energiewirtschaftliche Wechselwirkungen zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 analysiert. Im Jahr 2045 müssen

zwischen 41 und 74 $Mt_{CO_2\text{-}Äq.}$/Jahr kompensiert werden. Der Prozesswechsel bei der Methanolproduktion auf ein klimaneutrales Verfahren wird innerhalb der Transformationen der Grundstoffindustrie betrachtet und wird maßgeblich durch die Olefinproduktion, die in einem klimaneutralen Wirtschaftssystem auf dem Verfahren Methanol-to-Olefine (MtO) basiert, beeinflusst. Basierend auf Investitionszyklen und bekannten letzten Modernisierungszeitpunkten wird die Umstellung der fossilen Methanolproduktion auf eine grüne Prozessroute abgebildet. Dem Modell zufolge steigt die Methanolproduktion in Deutschland von 1,2 Mt/Jahr im Jahr 2020 auf 5,5 Mt/Jahr im Jahr 2030 an. Bereits 2030 werden schon etwa 4,1 Mt/Jahr über Low-Carbon-Referenzrouten produziert. Bis 2040 steigt die Methanolproduktion auf 10 Mt/Jahr an – ab diesem Zeitpunkt werden keine fossilen Feedstocks mehr genutzt. Bis zum Zieljahr 2045 wird mit einem weiteren Anstieg der Methanolproduktion auf 14 Mt/Jahr gerechnet. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass es sich bei den genannten Zahlen lediglich um grobe Schätzungen handelt, da der tatsächliche Modernisierungsbedarf variieren kann und stark von strategischen Unternehmensentscheidungen abhängt. Die genaue Verwendung des produzierten Methanols bleibt im Rahmen der Studie unklar. Es ist jedoch davon auszugehen, dass es hauptsächlich in der Chemie sowie als Treib- und Kraftstoff eingesetzt wird.

■ Klimaneutrales Deutschland 2045

Das integrierte Szenario „Klimaneutrales Deutschland 2045“ von Prognos et al. (2021) beschreibt eine ökonomisch tragfähige Strategie, mit der sich die Treibhausgasemissionen durch Maßnahmen in allen Sektoren – vom Energiesystem über den Verkehr, der Industrie bis hin zur Landwirtschaft – bis 2045 um 95 % auf 65 $Mt_{CO_2\text{-}Äq.}$/Jahr reduzieren lassen. Innerhalb der Analyse wird ein Anstieg der grünen Methanolnachfrage prognostiziert. Diese kann in „Methanol aus der Vergasung von Abfällen“ und „Methanolimporte“ unterteilt werden. Im Jahr 2045 werden 7,1 Mt/Jahr aus der Vergasung von Abfällen erzeugt und zusätzlich 0,7 Mt/Jahr importiert. Die Angaben zum Methanolbedarf beziehen sich ausschließlich auf grünes Methanol, so dass aus dieser Studie keine Rückschlüsse auf fossile Bestandsanlagen und die entsprechende Entwicklung gezogen werden können.

■ Neue Ziele auf alten Wegen?

Die Studie „Neue Ziele auf alten Wegen?“ des FZ Jülich bildet die deutsche Energieversorgung mit ihren Erzeugungspfaden und ihren wichtigen Wechselwirkungen bis zum Zieljahr 2045 ab. Analysiert werden kosteneffiziente Strategien und Maßnahmen zur Erreichung der im Klimaschutzgesetz verankerten Zielvorgaben. In Ihrem Model zeigen Stolten et al. (2021) einen Anstieg der Methanolnachfrage von 1,1 Mt/Jahr im Jahr 2020 über 1,3 Mt/Jahr (2030) und 1,5 Mt/Jahr (2040) auf 1,6 Mt/Jahr im Jahr 2045 auf. Die Nachfrage fällt vollständig in der Industrie an und wird zur Weiterverarbeitung in der MTO-Route verwendet.

■ Review-Artikel von Galimova et al. (2023)

Neben der Darstellung der globalen Methanolnachfrage (siehe Seite 48 ff.) stellen Galimova et al. (2023) auch die nationale Nachfrageentwicklung für 91 Länder dar, darunter auch die Nachfrageentwicklung von Deutschland. Die Autor*innen geben einen Rückgang des deutschen Methanolbedarfs von 2030 bis 2050 von 45,4 Mt/Jahr (2030) über 44,3 Mt/Jahr (2040) auf 43,1 Mt/Jahr (2050) an. Davon werden 26 %

(2030), 85 % (2040) und 100 % (2050) durch Low-Carbon-Technologien bereitgestellt. Die Anwendungsbereiche sind in den Studien jedoch nicht angegeben und basieren auf dem LUT Energy System Transition Model (LUT-ESTM).

Szenarienvergleich

Abbildung 22 fasst die Entwicklung der Methanolnachfrage in Deutschland bis 2045 zusammen. Methanol wird in den analysierten Szenarien vornehmlich als Plattformchemikalie betrachtet, was mit den Erkenntnissen aus den globalen Szenarien übereinstimmt. Die zukünftige Nachfrage nach Methanol wird in den vier Szenarien jedoch unterschiedlich eingeschätzt: Während Stolten et al. (2021) von einem geringen jährlichen Anstieg der Nachfrage von durchschnittlich 0,02 Mt/Jahr ausgehen, prognostizieren Luderer et al. (2021) eine Entwicklung der jährlichen Nachfrage von 0,43 Mt/Jahr. Die Angaben zu den Nachfragemengen im Jahr 2045 weichen somit um 12,4 Mt/Jahr voneinander ab.

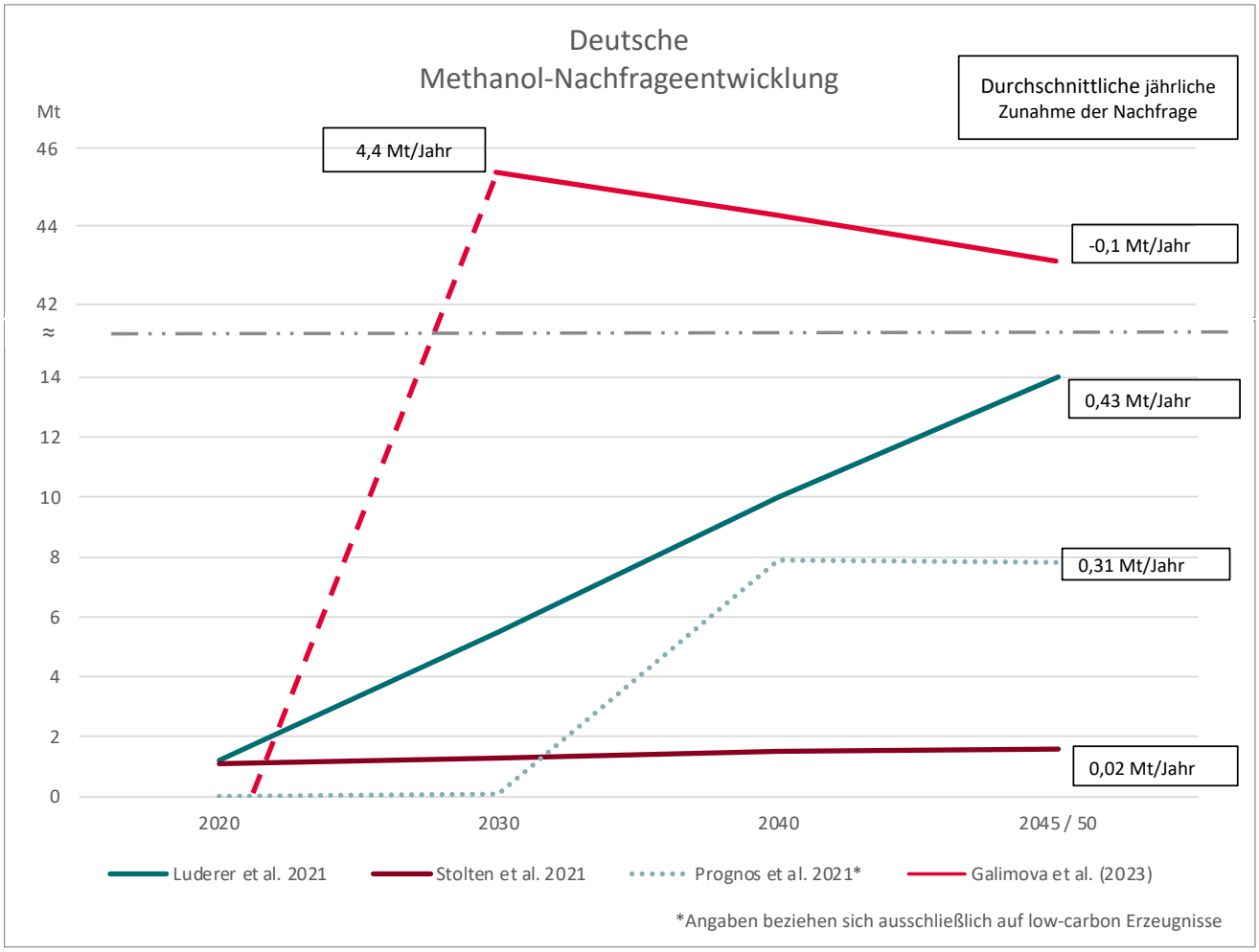

Abbildung 22: Szenarienvergleich: Deutsche Methanol-Nachfrageentwicklung bis 2045/50

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Galimova et al. (2023), Luderer et al. (2021), Prognos et al. (2021) und Stolten et al. (2022)

Prognos et al. (2021) beschreiben dagegen eine Art „Middle-of-the-Road"-Szenario, wobei keine Angaben zu bestehenden fossilen Anlagen gemacht werden und ein durchschnittlicher Anstieg der Nachfrage von 0,31 Mt/Jahr angenommen wird. Für

weitergehende Aussagen zur Entwicklung der Methanolnachfrage in Deutschland sind vertiefende Analysen und weiterführende Stakeholderprozesse notwendig, da die vorliegenden Analysen kein homogenes Bild zeichnen.

Demgegenüber prognostizieren Galimova et al. (2023) bereits im Jahr 2030 eine nationale Methanolnachfrage von 45,4 Mt/Jahr und liegen damit um ein Vielfaches über den Prognosen der deutschen Langfristszenarien. Auch wenn die Nachfrage bis 2050 leicht rückläufig ist (sinkende Nachfrage von 0,1 Mt/Jahr), bleibt das dargestellte Szenario auch im nationalen Kontext ein Extremszenario und wurde ausschließlich exemplarisch in diese Arbeit mitaufgenommen. Aufgrund der signifikanten Abweichung der Nachfrageentwicklung bei Galimova et al. (2023) wird bei der Auswahl des Ausbreitungsszenarios der Fokus auf die deutschen Langfristszenarien gelegt.

4.2.4 Ermittlung eines repräsentativen Ausbreitungsszenarios

Im Folgendem werden sowohl für die globale Nachfrageentwicklung als auch für die nationale Perspektive Ausbreitungsszenarien definiert. Diese dienen dazu, die Produktionskapazitätszunahmen abzubilden und Markteintrittspotenziale für die iNEW2.0-Technologie darzustellen.

Globales Ausbreitungsszenario

Die Analyse hat gezeigt, dass die Nachfrageentwicklung nach Methanol häufig im Zusammenhang mit Methanol-Derivaten dargestellt wird. Das Langfristszenario „Innovation Outlook - Renewable Methanol“ (IRENA und Methanol Institute, 2021) ist eines der Szenarien, dass die Entwicklung von Methanol separat darstellt. Es wird daher im Folgenden als Referenz für das globale Ausbreitungsszenario verwendet. Hinsichtlich des Methanolbedarfs liegt die Nachfragemenge im gleichen Bereich wie bei SYSTEMIQ und CGC (2022) und ist am 1,5°C-Ziel orientiert. Ein weiterer Vorteil ist die Darstellung der Entwicklung des Methanolbedarfs für die Jahre 2020, 2030 und 2050 sowie die Unterscheidung in fossile (grau), biogene und synthetische (Low-Carbon) Produktionspfade. Damit können Einstiegszeitpunkte für iNEW2.0-Technologien aufgezeigt und Trendlinien für einzelne Jahre dargestellt werden.

Der weltweite Bedarf an Methanol im Jahr 2020 betrug 102 Mt/Jahr, wovon 69 % auf den Einsatz in der chemischen Industrie entfallen. Die restlichen 31 % wurden hauptsächlich als Kraft- und Brennstoffe verwendet. Bis 2050 wird der Methanolbedarf um den Faktor ≈5 auf 500 Mt/Jahr ansteigen, wobei die Nachfrage aus der chemischen Industrie unverändert hoch bleibt.

Aus den ermittelten Werten wurden ein Zu- und Rückbau und damit die notwendigen Kapazitäten für die Jahre 2030, 2040 und 2050 ermittelt. In Abbildung 23 sind die Veränderungen der Kapazitäten für die entsprechenden Jahre dargestellt. Während die Nachfrage nach Methanol bis 2030 auf 150 Mt/Jahr ansteigt, erhöhen sich die neu installierten Produktionskapazitäten der Low-Carbon-Referenzanlagen um 37 Mt/Jahr. Da im Jahr 2023 bereits graue Produktionskapazitäten in der Höhe von ca. 182 Mt/Jahr bestehen, wird angenommen, dass keine neuen fossilen Produktionskapazitäten errichtet werden, sondern die Auslastung der Bestandsanlagen, bei steigender Nachfrage nach fossilem Methanol, erhöht wird. Bis 2050 erfolgt daher ein Rückbau der fossilen Produktionskapazitäten um -69 Mt im Jahr, wobei nicht eindeutig identifiziert werden konnte, wann der Rückbau stattfinden wird. Aufgrund der

steigenden Nachfrage nach grünem Methanol steigen die Low-Carbon-Produktionskapazitäten bis 2040 auf 212 Mt/Jahr an, während die Auslastung der grauen Produktionsanlagen bei 113 Mt/Jahr stagniert. Bis 2050 verdoppeln sich die grünen Produktionskapazitäten nochmals auf 387 Mt/Jahr. Fossile Kapazitäten werden zu diesem Zeitpunkt weiterhin mit 113 Mt/Jahr nachgefragt und entsprechen in etwa 22,6 % der gesamten Methanolnachfrage.

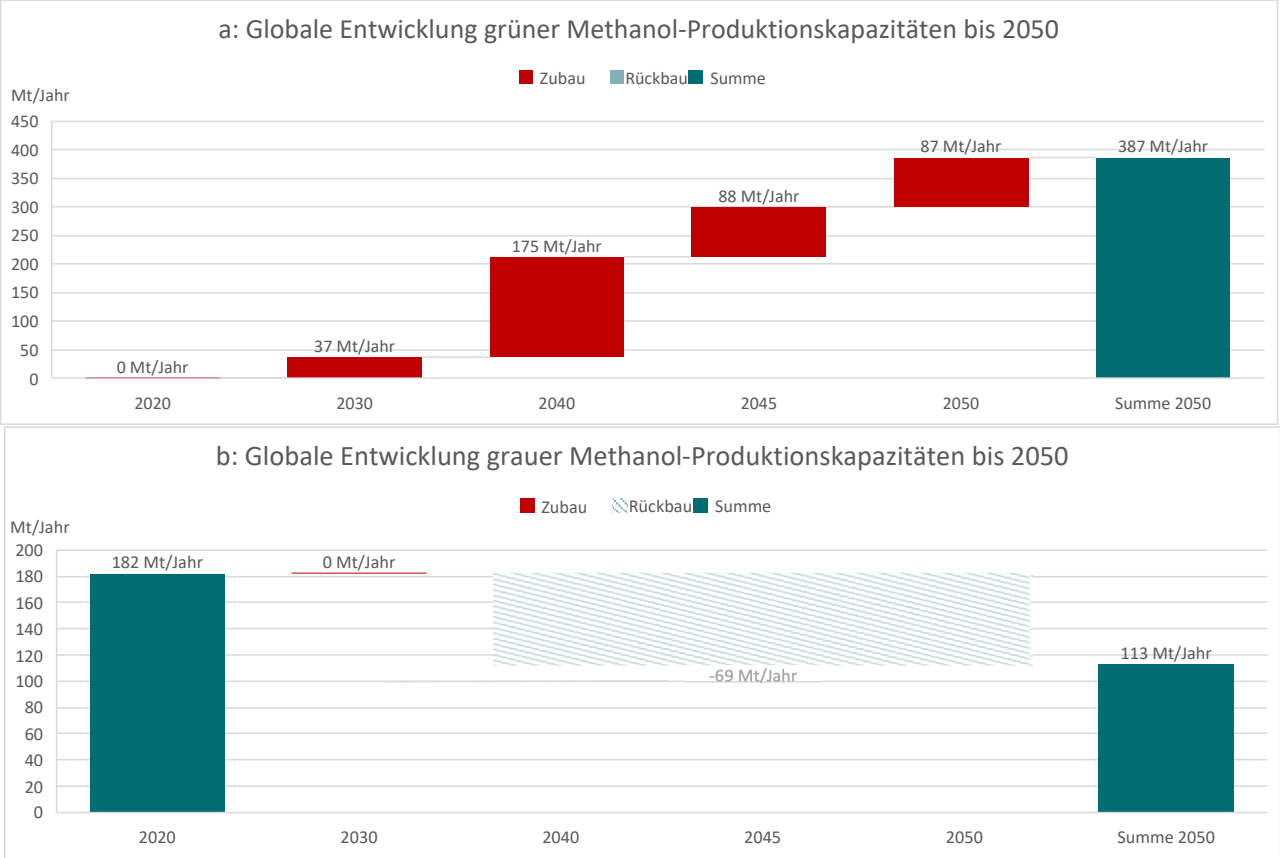

Abbildung 23: Globale Entwicklung grüner (a) und grauer (b) Methanol-Produktionskapazitäten bis 2050

Quelle: Eigene Darstellung

► Da neue Low-Carbon-Produktionskapazitäten erst ab dem Jahr 2030 im bedeutenden Maßstab aufgebaut werden, bietet sich ab 2030 international die Chance für einen Markteintritt der iNEW2.0-Technologie als Alternative zum klassischen grünen Produktionspfad. Die Kapazitäten werden bis 2050 nochmals nahezu verdoppelt, wodurch auch zu diesen Zeitpunkten ein späterer Markteintritt noch denkbar wäre.

Nationales Ausbreitungsszenario

Die Annahmen zur Entwicklung der Methanolnachfrage für Deutschland liegen in den herangezogenen Studien weit auseinander. Entsprechend der nationalen Entwicklung wird die Studie von Luderer et al. (2021) als Referenzszenario verwendet. Grund hierfür sind die im Vergleich zu den anderen Szenarien detaillierteren Angaben für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 sowie die Analyse der Umsetzungszeitpunkte für grüne Methanoltechnologien. Demnach liegt der Methanolbedarf in Deutschland im Jahr 2045 bei 14 Mt/Jahr. Abbildung 24 fasst die Entwicklung der Low-Carbon-

Referenztechnologien und der grauen Produktionskapazitäten zusammen. Im Jahr 2030 werden 4,1 Mt/Jahr durch grüne Produktionspfade erzeugt, die restlichen 5,5 Mt/Jahr werden weiterhin durch graue Produktionspfade gedeckt.

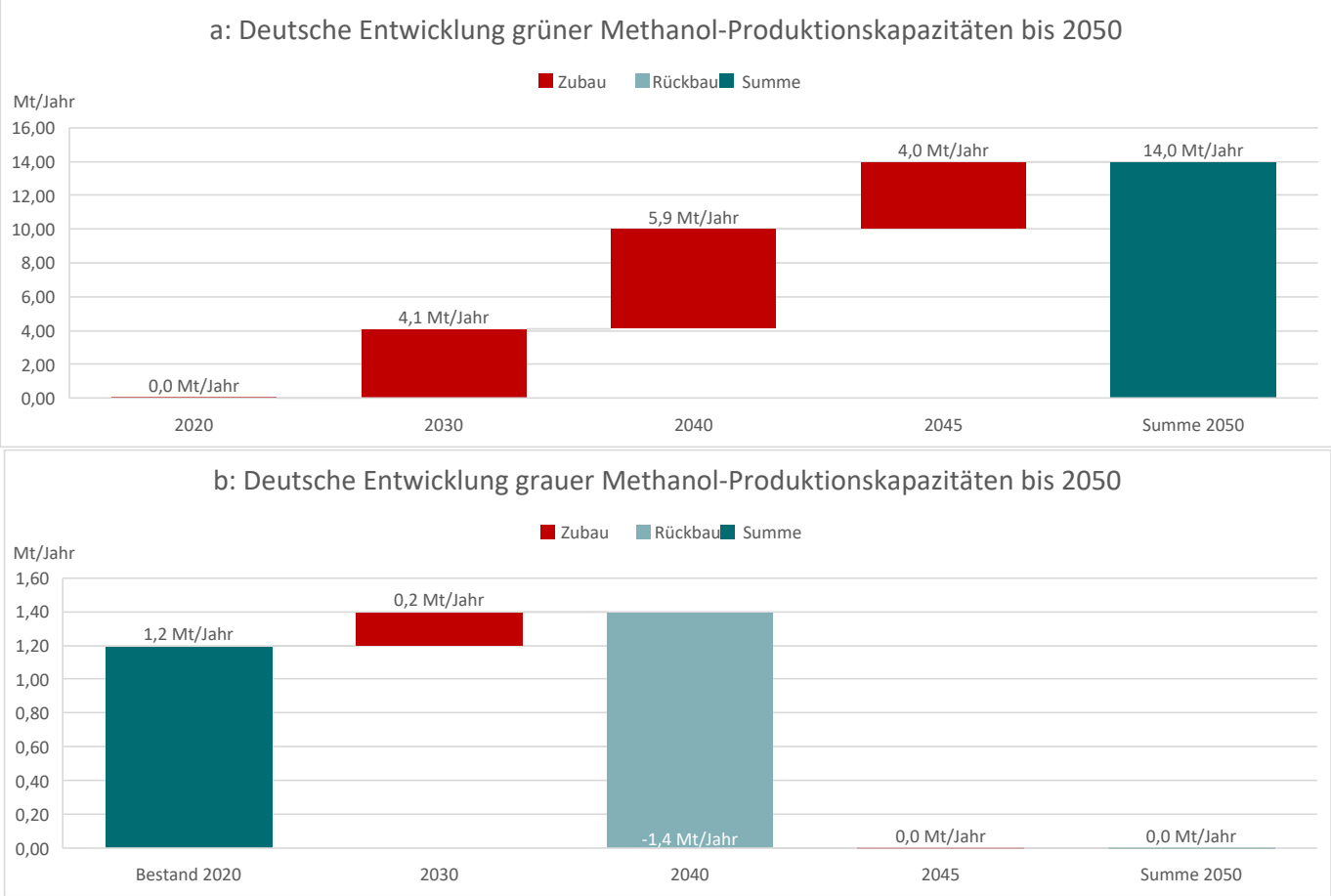

Abbildung 24: Deutsche Entwicklung grüner (a) und grauer (b) Methanol-Produktionskapazitäten bis 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Im Gegensatz zu den globalen Ausbreitungsszenarien wird Methanol in Deutschland bereits im Jahr 2040 vollständig über grüne Produktionspfade hergestellt. Dies führt zu einem Zubau an grünen Produktionspfaden von 9,9 Mt/Jahr und einem Rückbau grauer Produktionsanlagen von 1,4 Mt/Jahr. Im Unterschied zum internationalen Markt werden 29 % der grünen Kapazitäten bereits bis 2030 aufgebaut, 43 % bis 2040 und weitere 29 % bis 2045.

► Für den deutschen Markt kann daher das Jahr 2030 als potenzieller Markteintritt der iNEW2.0-Technologie angesehen werden. Da der Zubau allerdings insbesondere ab dem Jahr 2040 stattfindet, wäre auch zu diesem Zeitpunkt ein Markteintritt noch denkbar.

4.3 Ermittlung der Benchmark-Indikatoren für Methanol

Die Fortschreibung von Zukunftstechnologien ist immer mit Unsicherheiten verbunden – um diese zu adressieren, wird für die Ermittlung der Benchmarks jeweils eine Bandbreite (Low- und High-Case) zu den analysierten Zeitpunkten betrachtet. Für die technischen Entwickler*innen wird jedoch nur der ambitioniertere Wert (Low-Case) als Benchmark angesetzt, weshalb in den folgenden Beschreibungen aus Gründen der Übersichtlichkeit nur auf diesen Low-Case Bezug genommen wird. Der High-Case wird der Vollständigkeit halber jedoch ebenfalls in den Abbildungen dargestellt.

4.3.1 Anlegbare Stoffströme

Wie in Kapitel 2.3 beschrieben, werden für das Benchmarking nur die wesentlichen Feedstockbedarfe für die *anlegbaren Stoffströme* berücksichtigt. Im Gegensatz zur Ammoniaksynthese wird für die Methanolherstellung allerdings Kohlenstoff benötigt, der für die hier betrachtete PtM-Route über CO_2 aus Luftabscheidung bereitgestellt wird. Für 1 t Methanol werden stöchiometrisch 0,19 t H_2 und 1,37 t CO_2 benötigt (vgl. Gleichung 4.1. In der Realität ist jedoch davon auszugehen, dass aufgrund möglicher Verluste und unvollständigem Umsatz der Edukte die Werte davon abweichen und höher liegen (Bergins et al., 2016).

Nach Rihko-Struckmann et al. (2010) kann für die CO_2-basierte Methanolsynthese in der Realität abweichend vom idealen Umsatz mit einem Feedstockbedarf von 1,44 t CO_2/t MeOH und 0,2 t H_2/t MeOH gerechnet werden. Bei stöchiometrischer Umsetzung von Wasser zu Wasserstoff bedeutet das wiederum einen Wasserbedarf von 1,75 t H_2O/t MeOH. Dieser Wert wurde daher für 2030 als Wert angenommen. Für 2020 wurde ein etwas schlechterer Umsatz (1,47 t CO_2 und 0,21 t H_2) und für 2050 ein nahezu stöchiometrischer Umsatz angenommen (1,39 t CO_2 und 0,2 t H_2).

Sowohl beim DAC-Verfahren als auch bei der Methanolsynthese selbst fällt allerdings Wasser als Nebenprodukt an (siehe Gleichung 4.1). Im Idealfall eines stöchiometrischen Stoffumsatzes und ohne Annahme von Verlusten entstehen bei der Synthese pro eingesetztem Molekül CO_2 ein Molekül CH_3OH und ein Molekül H_2O – je t MeOH werden stöchiometrisch also 0,56 t H_2O wieder freigesetzt, die ggf. für die Elektrolyse genutzt werden könnten. Unter der Annahme, dass auch aus dem DAC-Prozess bis zu 1 t H_2O/t CO_2 (1,44 t H_2O/t MeOH) zur Verfügung stehen, könnte der Wasserbedarf der Elektrolyse tendenziell vollständig aus diesen Nebenproduktströmen gedeckt werden. Ob dieses Wasser jedoch den Reinheitsanforderungen der Elektrolyse genügt und in dieser Größenordnung überhaupt anfällt, kann an dieser Stelle nicht gesagt werden und ist daher nicht Bestandteil der durchgeführten Untersuchungen.

4.3.2 Anlegbarer Energieverbrauch

Der anlegbare Gesamtenergieverbrauch für die Produktion einer Tonne Methanol über das CO_2-basierte Verfahren liegt im Referenzjahr 2020 zwischen 14,1 MWh/t MeOH und 14,9 MWh/t MeOH (siehe Abbildung 25). Die Differenz ergibt sich hauptsächlich aus der Bandbreite für den Wirkungsgrad der H_2-Elektrolyse (vgl. dazu Kapitel 3.1 und 3.3.2), dem Energiebedarf der DAC-Anlage (elektrisch und

thermisch[10]) und zu kleinen Teilen aus dem Energieverbrauch der Nebenprozesse (BoP). Im Low-Case müssen allein für die Elektrolyse 10,4 MWh/t MeOH (74 %) und 2,1 MWh/t MeOH für die DAC-Anlage (15 %) aufgebracht werden, während der Energiebedarf für Hilfsprozesse (BoP) zusätzliche 1,6 MWh/t MeOH (11 %) beträgt.

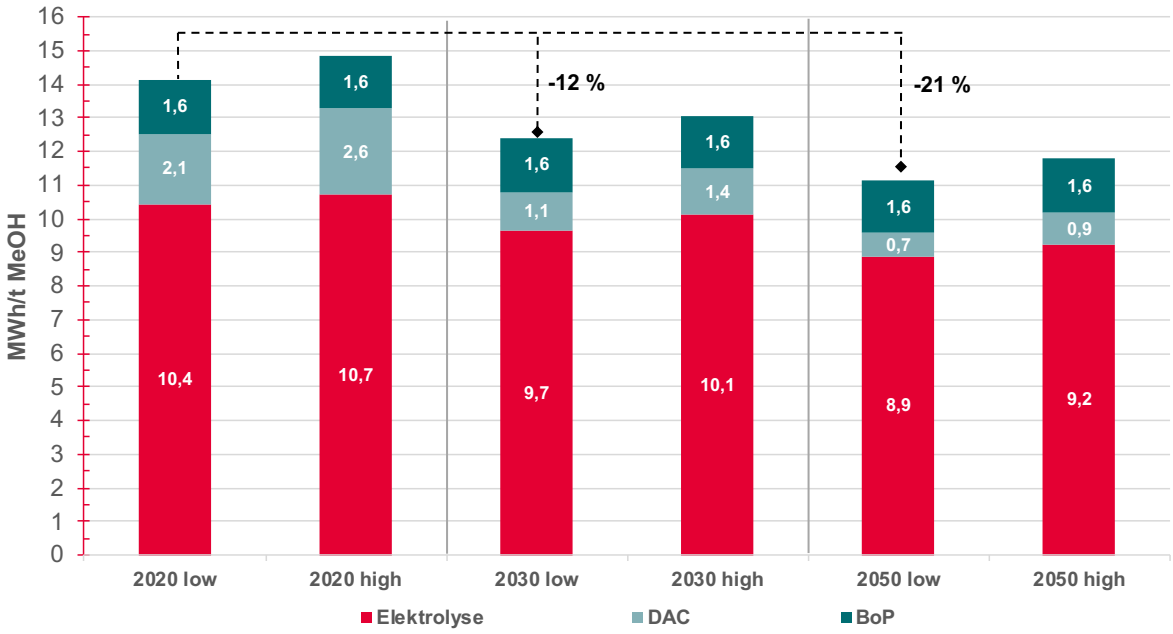

Abbildung 25: Entwicklung des anlegbaren Energieverbrauchs der CO_2-basierten Methanolproduktion 2020 – 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Durch technologischen Fortschritt und damit verbundene Effizienzsteigerungen bei der Wasserstoffelektrolyse sowie der DAC-Anlage kann der Gesamtenergieverbrauch bis 2030 um bis zu 12 % auf 12,4 MWh/t MeOH und bis 2050 um bis zu 21 % auf 11,2 MWh/t MeOH gesenkt werden. Für die Synthese selbst und die restliche BoP werden dagegen keine Effizienzsteigerungen angenommen. Insbesondere der Sprung der DAC-Anlage von 2020 auf 2030 (-1 MWh/t MeOH; -35 %), sowie der Elektrolyse (0,7 MWh/t MeOH; -8 %) tragen zur Reduktion des Energieverbrauchs bei.

► Für den **anlegbaren Energieverbrauch** für die iNEW2.0-Technologie wird der Low-Case verwendet, da dieser die ambitioniertere Herausforderung für die Technologieentwicklung darstellt. Er liegt für das **Jahr 2030** – das in Kapitel 4.2.4 als frühester Markteintrittszeitpunkt ermittelt wurde – bei **12,4 MWh/t MeOH** für die CO_2-basierte Methanolsynthese.

4.3.3 Anlegbare Produktionskosten

Die anlegbaren Kosten der Methanolproduktion – als Levelized Cost of Methanol; LCOM – sinken ähnlich wie bei Ammoniak stark in Korrelation mit steigender Energieeffizienz der Prozesse und den zugrunde liegenden Stromkosten. Allerdings sind

[10] Der thermische Energiebedarf wird über eine Wärmepumpe mit einem „Coefficient of Performance“ (COP) von 0,35 gedeckt, sowie teilweise aus der zur Verfügung stehenden Abwärme der Synthesereaktion.

hier auch die Energiekosten für die CO_2-Abscheidung (inklusive der Wärmepumpe zur Deckung des Wärmebedarfs) starke Treiber. Wie im *DAC-Exkurs* beschrieben, wurden daher im Rahmen eines wissenschaftlichen Artikels (Block et al., 2024) die potenziellen CO_2-Bereitstellungskosten für verschiedene Regionen in Deutschland berechnet. Für das Rheinische Revier als exemplarische Region in der Mitte Deutschlands wurden CO_2-Kosten in Höhe von **124,6 €/t CO_2 bis 137,6 €/t CO_2** für das Jahr 2045 ermittelt. Allerdings wurden die CAPEX der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen von den Autoren in die Berechnung mit einbezogen. Beim Benchmarking sind die Stromerzeugungsanlagen jedoch nicht Teil der Systemgrenze, weshalb die hier ermittelten CO_2-Kosten ggf. geringer ausfallen können. Zudem sind spezifische Rahmenbedingungen (z. B. Nutzung der Abwärme der Methanolsynthese) im Artikel nicht berücksichtigt (hier wird nur die CO_2-Bereitstellung und keine Weiterverarbeitung des CO_2 zu Methanol betrachtet), weshalb die Berechnungen an das Studiendesign des Benchmarkings angepasst wurden und von den in Block et al. (2024) ermittelten Werten abweichen. So wurde angenommen, dass die Abwärme der Methanolsynthese für den Betrieb der DAC-Anlage genutzt werden kann, so dass entsprechend weniger Strom für den Betrieb der Wärmepumpen benötigt wird.

► Wie in Abbildung 26 dargestellt, können die LCOM im Low-Case von **1.170 €/t MeOH** in 2020 bis 2030 um ca. 37 % auf **733 €/t MeOH** gesenkt werden. Anschließend können durch Effizienzsteigerungen die Kosten bis 2050 um 56 % weiter auf **520 €/t MeOH** gesenkt werden.

Bei den LCOM ist die Differenz zwischen Low- und High-Case (1.170 bzw. 2.273 €/t MeOH) mit 1.102 €/t MeOH jedoch deutlich größer als bei Ammoniak (808 €/t NH_3), da neben der Elektrolyse auch die CO_2-Erzeugung über die DAC-Anlage noch große Unsicherheiten aufweist.

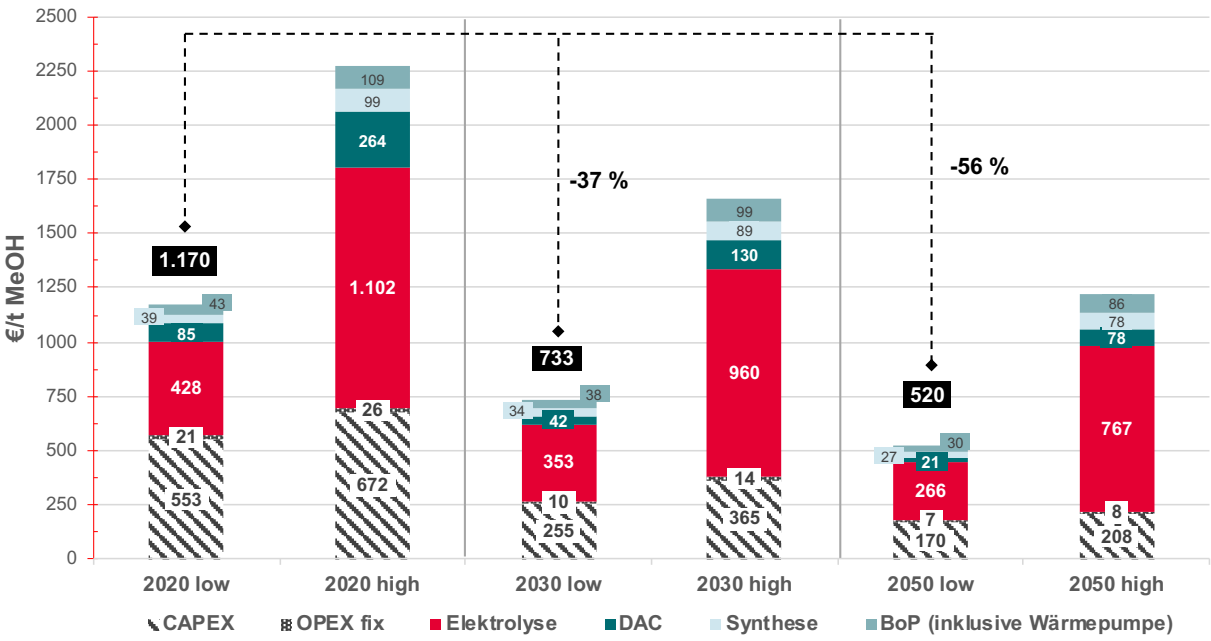

Abbildung 26: Entwicklung der anlegbaren Produktionskosten der CO_2-basierten Methanolproduktion (LCOM) 2020 – 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Mit der Fortschreibung der Technologie ist Abbildung 26 auch zu entnehmen, dass insbesondere die CAPEX bis 2030 gegenüber 2020 deutlich reduziert werden können, was im Wesentlichen auf die zunehmende Marktreife und die erwartete stärkere Verbreitung von Elektrolyseuren und DAC-Anlagen zurückzuführen ist. So sinken die CAPEX bis 2030 um 54 % von 553 €/t MeOH auf 255 €/t MeOH und bis 2050 um 69 % auf 170 €/t MeOH. Die deutlich geringere Reduktion der CAPEX von 2030 bis 2050 ist darauf zurückzuführen, dass die Elektrolyse und die DAC-Anlage zwar mit zunehmender Diffusion deutlich günstiger werden, die Investitionen für den Methanolreaktor und die BoP als bereits etablierte Technologien jedoch nicht und daher keine Kostendegression angenommen wird. Während für die Elektrolyse im Jahr 2020 noch ca. 214 €/t MeOH aufzuwenden sind, sinken diese bis 2030 auf 51 €/t MeOH und bis 2050 auf 31 €/t MeOH, während die CAPEX für die DAC-Anlage von 249 €/t MeOH in 2020 auf 139 €/t MeOH in 2030 und 81 €/t MeOH in 2050 sinke.

Auch bei den energiebedingten Betriebskosten (OPEX var.) ist ein starker Rückgang zu verzeichnen, der im Wesentlichen auf die höhere Energieeffizienz der Elektrolyse und der DAC-Anlage einerseits und die deutlich niedrigeren Stromkosten (vgl. Tabelle 1) andererseits zurückzuführen ist. In Abbildung 27 ist darüber hinaus der Beitrag der einzelnen Komponenten an den LCOM dargestellt. Es wird deutlich, dass sich die LCOM 2020 noch jeweils ca. hälftig auf OPEX var. und CAPEX aufteilen. Bis 2030 steigt der Anteil der OPEX var. jedoch auf 64 % und bis 2050 auf 66 %. Die variablen OPEX bzw. die Stromkosten gewinnen also in der Zukunft immer mehr an Bedeutung, da die CAPEX relativ gesehen deutlich stärker durch die Technologieentwicklung reduziert werden können

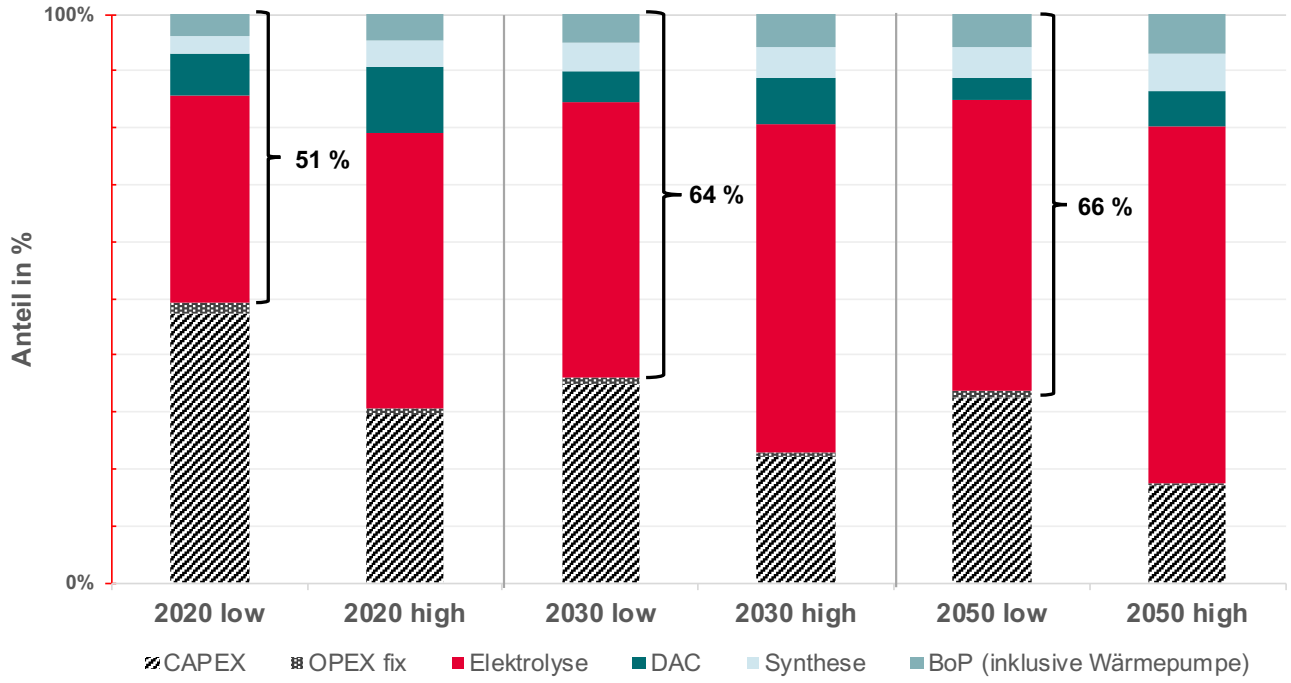

Abbildung 27: Entwicklung der anlegbaren Produktionskosten der CO_2-basierten Methanolproduktion (LCOM) 2020 – 2050 aufgeteilt nach Anlagenbestandteilen

Quelle: Eigene Darstellung

Abhängigkeit vom Strompreis

Für die PtM-Route zeigt sich, dass die LCOM ebenso wie die LCOA im Wesentlichen vom Strompreis abhängen, weshalb auch für die Methanolproduktion der Strompreisentwicklung besondere Aufmerksamkeit zu schenken ist. In Abbildung 28 ist deshalb dargestellt, wie sich die LCOM in Abhängigkeit vom Strompreis entwickeln. Dazu wird ein durchschnittlicher Strompreis für 2023 (95 €/MWh[11]) mit dem postulierten notwendigen Industriestrompreis (60 €/MWh[12]) und den Stromgestehungskosten in einem globalen „Sweet-Spot" wie der MENA-Region (25 €/MWh[13]) verglichen. Bei Zugrundelegung des Industriestrompreises – was die realen Stromkosten um etwa ein Drittel senken würde – können die LCOM um bis zu 26 % gesenkt werden. Wird der MENA-Strompreis zugrunde gelegt, können die LCOM sogar um bis zu 52 % gesenkt werden.

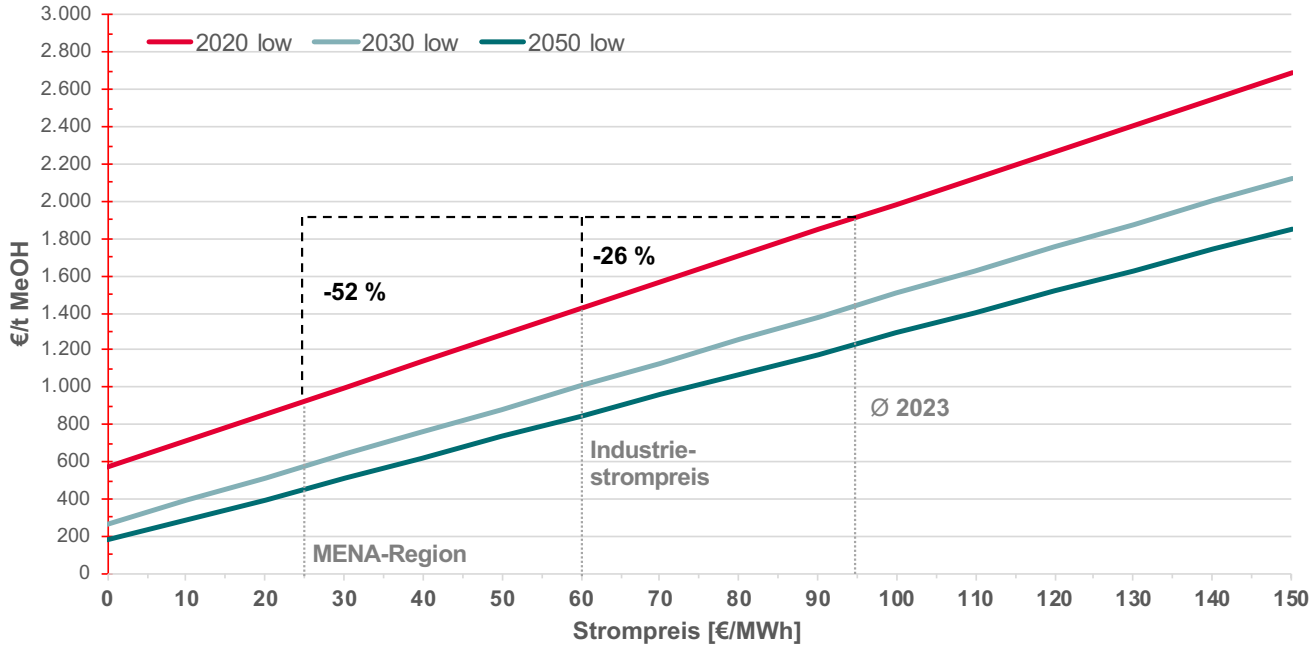

Abbildung 28: Anlegbare Produktionskosten der Methanolproduktion (LCOM) in Abhängigkeit vom Strompreis

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BMWK (2023), Braun et al. (2022) und FFE (2024)

Dies könnte ggf. dazu führen, dass analog zu Ammoniak verstärkt über Importe aus den globalen „Sweet Spots" nachgedacht wird. Da Methanol ebenso wie Ammoniak gut per Pipeline oder Seetanker transportierbar ist, dürften auch hier die Transportkosten keine entscheidende Rolle spielen. Eine detaillierte Betrachtung der Transportkosten und weiterer transportbedingter Implikationen ist jedoch nicht Bestandteil des hier durchgeführten Benchmarkings. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass, wie in Kapitel 4.2.3 beschrieben, MeOH-Importe für Deutschland zukünftig eine wesentliche Rolle spielen könnten, wenn sich ein globaler Methanolmarkt entwickelt und

[11] Jahresmittelwert der Grundlast (EPEX Base Preis) von 95,2 €/MWh (FFE 2024)

[12] Wettbewerbsfähiger „Brückenstrompreis" von 6 ct/kWh bis 2030 für energieintensive Unternehmen (BMWK 2023)

[13] Minimale Gestehungskosten (LCOE) für EE-Strom (Braun et al., 2022)

Methanol weltweit gehandelt wird. In diesem Fall müsste sich auch die iNEW2.0-Technologie an den Weltmarktkosten messen lassen.

► Für die **anlegbaren Produktionskosten (LCOM) für die iNEW2.0-Technologie** für Methanol wird wiederum der unterste Wert verwendet. Dieser ergibt sich aus dem Low-Case und der Produktion in einer „Sweet-Spot"-Region, wie in Abbildung 28 beispielhaft für die MENA-Region gerechnet. Die LCOM liegen **für das Jahr 2030** bei **575 €/t MeOH** für die CO_2-basierte Methanolsynthese**.**

4.3.4 Anlegbare Treibhausgas-Emissionen

Im Gegensatz zu Ammoniak (NH_3) enthält Methanol (CH_3OH) Kohlenstoff, der über CO_2 als Feedstock in die PtM-Verfahren eingebracht wird. Allerdings kann dieses CO_2 nicht immer vollständig in Methanol umgesetzt werden und so ggf. zu flüchtigen oder prozessbedingten CO_2-Emissionen führen (Bergins et al., 2016). Um diese Residualemissionen auf ein Minimum zu reduzieren, wird versucht, diese möglichst durch Rückführung in den Synthesereaktor nicht als Emission in die Atmosphäre entweichen zu lassen. Dennoch kann es zu einer Anreicherung unerwünschter inerter Prozessgase kommen, die als Abgas (Purge) abgeführt werden müssen. Es ist daher davon auszugehen, dass in einem frühen Entwicklungsstadium der Technologien ein gewisser Purge nicht vermieden werden kann und somit kein stöchiometrischer Umsatz der Edukte erfolgt – für das Benchmarking wird jedoch das Erreichen eines nahezu stöchiometrischen Umsatzes als Ziel für 2045/50 angenommen.

Weiterhin ist zu beachten, dass es sich bei den hier betrachteten CO_2-Emissionen um CO_2 handelt, das zuvor der Atmosphäre entnommen wurde – die daraus resultierenden Emissionen können somit als bilanziell neutral angesehen werden bzw. gleichen sich mit dem zuvor als negativ aus der Atmosphäre entnommenen CO_2 aus (Block et al., 2024). Nichtsdestotrotz werden sie der Vollständigkeit halber ausgewiesen und die Entwicklung in Abbildung 29 dargestellt.

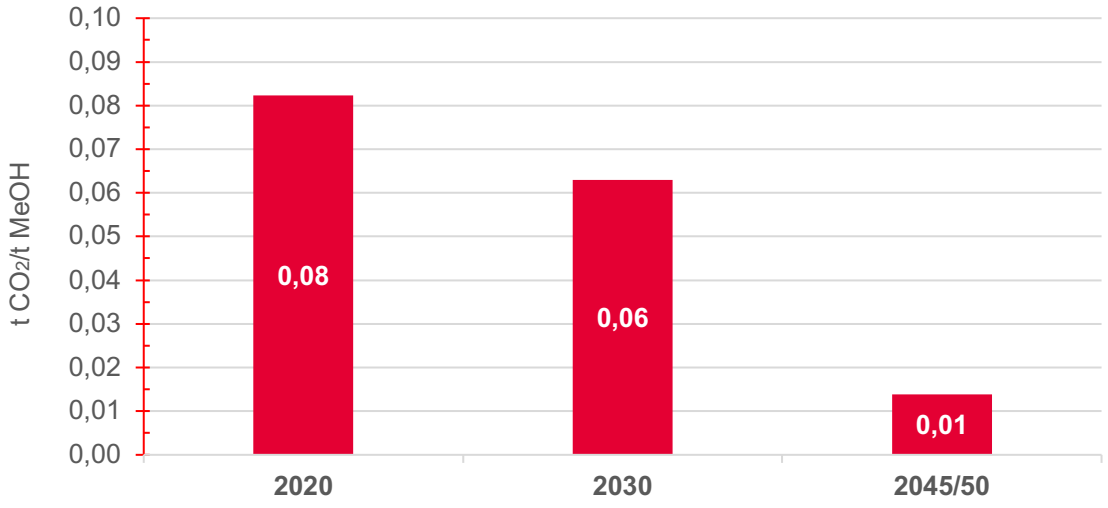

Abbildung 29: Anlegbare THG-Emissionen der CO_2-basierten Methanolherstellung (im Falle von DAC-CO_2 sind diese klimaneutral)

Quelle: Eigene Darstellung

4.3.5 Anlegbare kritische Rohstoffe

Zur Ermittlung potenzieller kritischer Ressourcen der CO_2-basierten Methanolsynthese müssen die Komponenten Wasser-Elektrolyse zur H_2-Herstellung, DAC zur CO_2-Bereitstellung, sowie die eigentliche Methanolsynthese einzeln betrachtet werden.

- Wasser-Elektrolyse: Wie bereits bei Ammoniak dargestellt, weisen die Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC) mit **Lanthan**, **Nickel** und **Yttrium** sowie die PEM-Elektrolyse (**Iridium**, **Platin**) eine Abhängigkeit von mehreren als kritisch bewerteten Rohstoffen auf, die alkalische Elektrolyse dagegen nur **Nickel**.
- DAC: Nach Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme NRW (2022) werden für Direct Air Capture **keine** kritischen Rohstoffe benötigt.
- Methanolsynthese: Nach Zelt et al. (2020) können kritische Rohstoffe potenziell in den Katalysatormaterialien zum Einsatz kommen. Da jedoch unterschiedliche Materialkombinationen in Entwicklung sind und auch Kreislaufkonzepte entwickelt werden könnten, kann derzeit keine finale Aussage über die Relevanz kritischer Stoffe getroffen werden. Von möglichen Katalysatormaterialien zählt nur Palladium zu der von der EU-Kommission definierten Gruppe kritischer Rohstoffe. Hier bestünden jedoch prinzipiell Alternativen auf Basis weniger kritischer Stoffe wie Kupfer, Zink oder Aluminium. Es wird daher hier davon ausgegangen, dass **keine** kritischen Rohstoffe benötigt werden.

5 Ableiten genereller Marktchancen

Da aufgrund des niedrigen Technologie-Entwicklungsgrades der iNEW2.0-Technologien noch keine Aussagen zu ihrer langfristigen Entwicklung gemacht werden können, können die Benchmarks den Entwickler*innen als wichtige Zielgrößen für die technologische Weiterentwicklung dienen. Die Potenzialabschätzungen können daneben als Richtwert angesehen werden, bis zu welchem Zeitpunkt die iNEW2.0-Technologien kommerziell verfügbar sein sollten, um gegenüber den hier angenommenen Referenz-Low-Carbon-Technologien eine Marktchance zu bekommen. Zusammengefasst wurden folgende Potenziale und Benchmarks herausgearbeitet:

5.1 Potenziale

Für **Ammoniak** ergibt sich für die iNEW2.0-Technologie **ab dem Jahr 2040** sowohl global als auch national die Chance, die Technologie am Markt zu etablieren. Während sich in Deutschland nur ein kleines „window of opportunity“ öffnet (2040 – 2045), wird der weltweite Ausbau überwiegend erst zwischen 2045 und 2050 erfolgen. Dabei werden insgesamt folgende Ausbauraten für grüne Ammoniak-Technologien angenommen:

- Deutschland: 2,1 Mt/Jahr (2040 – 2045)
- International: 125 Mt/Jahr (2040 – 2045) und 341 Mt/Jahr (2045 – 2050)

Als Low-Carbon-Referenztechnologie für die iNEW2.0-Technologie wird dabei das grüne Haber-Bosch-Verfahren angesehen.

Für **Methanol** bietet sich **ab 2030** die Chance für einen Markteintritt der iNEW2.0-Technologie als Alternative zum Low-Carbon-Referenzpfad. Sowohl international als auch national findet allerdings noch **nach 2040** eine deutliche Zunahme der Kapazitäten statt, wodurch auch zu diesen Zeitpunkten ein Markteintritt noch denkbar ist. Die Ausbauraten ergeben sich demnach zu:

- Deutschland: 4,1 Mt/Jahr (2024 – 2030), 5,9 Mt/Jahr (2030 – 2040) und 4,0 Mt/Jahr (2040 – 2045)
- International: 175 Mt/Jahr (2030 – 2040) und 175 Mt/Jahr (2040 – 2050)

Als Low-Carbon-Referenztechnologie für die iNEW2.0-Technologie wird dabei hauptsächlich das PtM-Verfahren angesehen, für das hier die CO_2-basierte Methanolsynthese (über grünes CO_2 und H_2) analysiert wurde.

Ist ein Markteintritt in diesen Zeiträumen nicht möglich, würden sich erst bei der nächsten Erneuerung des Anlagenbestands neue Chancen ergeben, die iNEW2.0-Technologien großskalig im Markt zu etablieren. Dies wäre je nach Annahme und technischen Voraussetzungen erst 20 – 30 Jahre später der Fall[14].

[14] Dies bezieht sich auf die technische Lebensdauer, die in der Realität durch verschiedene lebenserhaltene Maßnahmen auch deutlich abweichen kann.

5.2 Benchmarks

Im Falle, dass die iNEW2.0-Technologien bereits im **Jahr 2030 bzw. 2040** in den Markt eintreten können, müssen sie sich den folgenden Benchmarks der Low-Carbon-Referenztechnologien stellen.

Ammoniak (bezogen auf ein mögliches Markteintrittsjahr 2040)

- Anlegebare **Stoffströme**: 0,82 t N_2/t NH_3; 0,18 t H_2/t NH_3 (1,6 t H_2O/t NH_3)
- Anlegbarer **Energieverbrauch**: 9,2 MWh/t NH_3
- Anlegbare **Produktionskosten (LCOA)**: 711 EUR/t NH_3
- Anlegbare **THG-Emissionen**: Keine direkten (0 t $CO_{2\text{-Äq.}}$/t NH_3)
- Anlegbare **kritische Rohstoffe:** Lanthan, Nickel und Yttrium im Fall der Hochtemperatur-Elektrolyse, Iridium und Platin im Fall der PEM-Elektrolyse sowie Nickel im Fall der alkalischen Elektrolyse

Methanol (bezogen auf ein mögliches Markteintrittsjahr 2030)

- Anlegbare **Stoffströme**: 1,44 t CO_2/t MeOH; 0,2 t H_2/t MeOH; (1,75 t H_2O/t MeOH)
- Anlegbarer **Energieverbrauch**: 12,4 MWh/t MeOH
- Anlegbare **Produktionskosten (LCOM):** 575 EUR/t MeOH
- Anlegbare **THG-Emissionen**: 0,06 t $CO_{2\text{-Äq.}}$/t MeOH (im Falle von DAC-CO_2 sind diese klimaneutral)
- Anlegbare **kritische Rohstoffe:** Lanthan, Nickel und Yttrium im Fall der Hochtemperatur-Elektrolyse, Iridium und Platin im Fall der PEM-Elektrolyse sowie Nickel im Fall der alkalischen Elektrolyse

5.3 Generelle Marktchancen

Auch ohne die spezifische Entwicklung der iNEW2.0-Technologien prognostizieren zu können, lassen sich trotzdem aus den ermittelten Benchmarks sowie aus den Potenzialabschätzungen bereits jetzt einige generelle Schlussfolgerungen für die Marktchancen der iNEW2.0-Technologien ableiten.

5.3.1 Einordnung der Benchmarks

Insbesondere in Bezug auf die anlegbaren Produktionskosten, die sowohl für Ammoniak (siehe Abbildung 14) als auch Methanol (siehe Abbildung 26) im Wesentlichen von den zugrundeliegenden Stromkosten abhängen, ergeben sich Chancen für die iNEW2.0-Technologien, sofern diese eine höhere Energieeffizienz aufweisen und daher weniger Strom als Energieinput benötigen. Denn auch die Produktionskosten der iNEW2.0-Technologien als elektrochemische Technologien werden im Wesentlichen an den Strompreis gekoppelt sein. Indirekt entscheidet also die Energieeffizienz über die Kostendifferenz der Referenztechnologien gegenüber den iNEW2.0-Technologien, wobei die Stoffströme – ausgenommen des H_2 und des CO_2 – aller Voraussicht nach vernachlässigbar sind. Neben den Stromkosten könnten sich aber auch Unterschiede in den CAPEX ergeben, die ggf. einen Kostenvorteil für die iNEW2.0-Technologien

mit sich bringen würde – allerdings kann zum jetzigen Entwicklungsstand nur wenig über die zukünftigen CAPEX gesagt werden.

Während für Ammoniak im Wesentlichen nur der Bezug von Wasserstoff als Feedstock ein Kostentreiber darstellt, ist die Ausgangslage für Methanol etwas komplizierter, da neben dem Bezug von Wasserstoff auch der Bezug des CO_2 ein entscheidender Kostenfaktor ist. Wird im RR – wie in iNEW2.0 vorgesehen – CO_2 aus Industrieprozessen eingesetzt, könnten sich ganz andere Kostenstrukturen ergeben, als wenn CO_2 aus der Luft abgeschieden werden muss. Eine Einschätzung der CO_2-Abscheidekosten aus Industrieprozessen ist jedoch äußert komplex, so dass höchstwahrscheinlich immer eine Einzelfallbetrachtung je nach Quelle notwendig ist. Denn einerseits sind sowohl die als technisch in Frage kommenden Industrieprozesse als auch die genutzten Abscheideprozesse sehr unterschiedlich, anderseits ist auch die Anrechnungsfrage des abgeschiedenen bzw. genutzten CO_2 noch nicht geklärt. So muss auf regulatorischer Ebene noch geklärt werden, wie mit CO_2 als Industrieprodukt umgegangen werden kann – also ob dem abscheidenden Industrieunternehmen die Abscheidung gutgeschrieben wird und dem verbrauchenden Unternehmen die Emissionen belastet werden oder umgekehrt. Denn das CO_2 aus Industrieprozessen stellt im Gegensatz zur Luftabscheidung eine fossile Emission dar, die an der einen oder der anderen Stelle zu Belastungen führt (solange hierfür noch Zertifikate ausgegeben werden).

5.3.2 Einordnung der Potenziale

Vermutlich dürfte Deutschland langfristig einen großen Anteil seines Bedarfs an Ammoniak und Methanol aus globalen „Sweetspots“ für erneuerbare Energien (z. B aus der MENA-Region) importieren, da die Kosten der erneuerbaren Energien in Deutschland voraussichtlich nicht konkurrenzfähig sein werden. Dies zeigen z. B. Verschuur et al. (2024) am Beispiel von grünem Ammoniak für die Schifffahrt, wonach nur ein minimaler Anteil des Ammoniaks in (Süd-)Europa, der überwiegende Anteil jedoch in solchen „Sweetspots“ produziert werden würde. Die günstigen erneuerbaren Energien wiegen auch die dann höheren Transportkosten auf. Es bestehen jedoch mehrere Chancen, die einen Markteintritt der iNEW2.0-Technologien auch ohne oder vor Erreichen der Benchmarks möglich erscheinen lassen.

- **Option 1**

Da Ammoniak derzeit zu ≈88 % bzw. Methanol zu ≈66 % regional gehandelt wird, eröffnet sich die Chance einer frühzeitigen Etablierung z. B. auf dem deutschen Markt oder in angrenzenden Ländern. Sollte die iNEW2.0-Technologie frühzeitig verfügbar werden, könnten produzierende Unternehmen auf die iNEW2.0-Technologie setzen und damit den nationalen Markt bedienen. Dies würde Lieferketten verkürzen und damit einerseits die nationale Wertschöpfung stärken und andererseits die Abhängigkeit von globalen Märkten reduzieren. Diese Option bietet sich insbesondere an, solange globale Ammoniak- bzw. Methanol-Infrastrukturen den regionalen Bedarf nicht vollständig decken können.

- **Option 2**

Generell zeigen die in Kapitel 5.1 dargestellten Potenziale, dass der Aufbau grüner Produktionskapazitäten in einem erheblichen Ausmaß, aber gleichzeitig in einem nur kurzen Zeitraum erfolgen muss. Hinzu kommen eventuelle Verzögerungen bei der Umrüstung bisheriger fossil betriebener Anlagen. Um die Potenziale zeitnah umsetzen zu

können, müssen die Konkurrenztechnologien einerseits kommerziell verfügbar und andererseits großskalig produzierbar sein. Bei einer möglichen Knappheit der Konkurrenztechnologien dürften auch die iNEW2.0-Technologien eine Chance haben, selbst wenn sie zunächst teurer produzieren würden. Sie müssten allerdings dann ebenfalls großskalig kommerziell verfügbar sein.

- **Option 3**

Wasserstoff ist das zentrale Element sowohl des elektrifizierten Haber-Bosch-Prozesses als auch der PtM-Verfahren. Aufgrund der hohen Nachfrage nach Wasserstoff ist zu erwarten, dass grüner Wasserstoff in den nächsten Jahrzehnten ein knappes Gut sein wird. Dadurch werden andere Sektoren und Prozesse mit der grünen Produktion von Ammoniak und Methanol in Ressourcenkonkurrenz um Wasserstoff treten. Die iNEW2.0-Technologie, die keinen Wasserstoff als Feedstock benötigt, kann hier für die produzierende Unternehmen vorteilhaft sein und somit einen Marktvorteil aufweisen.

- **Option 4**

Eine weitere Option ist die Nischenanwendung der iNEW2.0-Technologien. Hierfür müssten potenzielle Kund*innen identifiziert und die Vorteile für die individuellen Bedürfnisse herausgestellt werden. Mögliche Vorteile könnten die Unabhängigkeit von globalen Lieferketten, die Schaffung regionaler Arbeitsplätze, die maßgeschneiderte, kleinteilige und modulare Auslegung für regionale Anwendungen oder die Flexibilität des Betriebsart sein (zum Beispiel die Verfügbarkeit fluktuierender erneuerbarer Energien). Diese (Standort)Faktoren müssten so ausschlaggebend sein, dass sie mögliche Kostenvorteile der Konkurrenztechnologien (insb. durch die Produktion in Hot-Spot-Erneuerbare-Regionen) überwiegen würden.

- **Option 5**

Auch wenn die Referenztechnologien günstiger produzieren sollten als die iNEW2.0-Technologien, könnte ihr Bedarf an kritischen Ressourcen – sofern dieser gegeben ist – ein entscheidender Nachteil werden im Fall, wenn für diese eine weltweite Knappheit auftreten sollte. Dies könnte beispielsweise durch geopolitische Abhängigkeiten verursacht werden, aber auch durch den zu späten Ausbau von Förderstätten oder durch Umweltprobleme (wie z. B. hoher Wasserverbrauch) bei der Förderung. Für die iNEW2.0-Technologien sollte daher schon in der Entwicklungsphase möglichst auf als unkritisch eingestufte Ressourcen gesetzt werden.

6 Literaturverzeichnis

Acatech (2022): Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse. URL: https://www.acatech.de/publikation/wasserstoff/.

Agora Industrie und TU Hamburg (2023): Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland. Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf.

Araya, S. S., Liso, V., Cui, X., Li, N., Zhu, J., Sahlin, S. L. et al. (2020). A Review of The Methanol Economy: The Fuel Cell Route. Energies. 13(3)596. https://doi.org/10.3390/en13030596

Bazzanella und Ausfelder (2017). Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. DECHEMA. ISBN: 978-3-89746-196-2

Bergins, C., Fox, E. L., Tran, K. C., Wuebben, P. (2016). Commercialization of Low Carbon Methanol. ATZextra worldwide, 21(S11), 22–25. https://doi.org/10.1007/s40111-015-0517-0

Block, S., Viebahn, P., Jungbluth, C. (2024). Analysing direct air capture for enabling negative emissions in Germany: An assessment of the resource requirements and costs of a potential rollout in 2045. *Frontiers in Climate, 6*. https://doi.org/10.3389/fclim.2024.1353939

Bogdanov, D., Ram, M., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Oyewo, A. S., Child, et al. (2021). Low-cost renewable electricity as the key driver of the global energy transition towards sustainability. *Energy, 227*, 120467. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120467

BMWK (2023). Wettbewerbsfähige Strompreise für die energieintensiven Unternehmen in Deutschland und Europa sicherstellen. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wettbewerbsfaehige-strompreise-fuer-die-energieintensiven-unternehmen-in-deutschland-und-europa-sicherstellen.pdf?blob=publicationFile&v=6

Braun, J., Kern, J., Scholz, Y., Hu, W., Moser, M., Schillings, C., Simon, S., Ersoy, S., Terrapon-Pfaff, J. (2022). Technische und risikobewertete Kosten-Potenzial-Analyse der MENA-Region. MENA-Fuels: Teilbericht 10 des Deutschen Zentrums für Luft und Raumfahrt (DLR) und des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Wuppertal, Stuttgart, Saarbrücken.

CRI (2024). CO_2-to-Methanol plant: commercial scale production in China. https://carbonrecycling.com/projects/shunli

Dolan, G. A. (2020). Methanol: emerging global energy markets. Methanol Institute, presentation for 16th Annual State of the Energy Industry Forum, Washington, DC, 23 January. https://usea.org/sites/default/files/event-/SOTEI%202020_Greg%20Dolan_MI%20USEA%20Annual%20Forum%2023%20Jan%202020.pdf [Zuletzt abgerufen: 10.05.2024].

Egerer, J., Grimm, V., Niazmand, K., Runge, P. (2023): The economics of global green ammonia trade – "Shipping Australian wind and sunshine to Germany". Applied Energy. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120662

Fasihi, M., Efimova, O., and Breyer, C. (2019). Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants. J. Clean. Prod. 224, 957–980. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086

FFE (2024). German electricity prices on EPEX Spot 2023. https://www.ffe.de/en/publications/german-electricity-prices-on-epex-spot-2023/

Galimova, T., Ram, M., Bogdanov, D., Fasihi, M., Gulagi, A., Khalili, S., & Breyer, C. (2023). Global trading of renewable electricity-based fuels and chemicals to enhance the energy transition across all sectors towards sustainability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 183*, 113420. https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113420

Haldor Topsøe et al. (2020), Ammonfuel – An Industrial View of Ammonia as a Marine Fuel, Kongens Lyngby, www.topsoe.com/hubfs/DOWNLOADS/DOWNLOADS - White papers/Ammonfuel Report Version 09.9 August 3_update.pdf.

Hank, C., Lazar, L., Mantei, F., Ouda, M., White, R. J., Smolinka, T. et al. (2019): Comparative well-to-wheel life cycle assessment of OME3–5 synfuel production via the power-to-liquid pathway. Sustainable Energy & Fuels 3.11,3219–3233. doi: 10.1039/c9se00658c.

Hank, C., Holst, M., Thelen, C., Kost., C., Längle, S., Schaadt, A., et al. (2023): Power-to-X country analysis. Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries. Fraunhofer ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-H2Global-Study-Power-to-X-Country%20Analysis.pdf [Zuletzt abgerufen: 06.03.2024]

Hoppe, W., Thonemann, N., & Bringezu, S. (2018). Life cycle assessment of carbon dioxide–based production of methane and methanol and derived polymers. Journal of Industrial Ecology, 22(2)327-340.

IEA (2019): The Future of Hydrogen. International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf [Zuletzt abgerufen: 18.12.2023].

IEA (2021a): Ammonia Technology Roadmap. International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/6ee41bb9-8e81-4b64-8701-2acc064ff6e4/AmmoniaTechnologyRoadmap.pdf [Zuletzt abgerufen: 28.02.2023].

IEA (2021b): Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector. International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergy-Sector_CORR.pdf [Zuletzt abgerufen: 28.02.2023].

IEA (2024): Global Hydrogen Review 2024. International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf [Zuletzt abgerufen: 01.11.2024]

IRENA, Methanol Institute (2021): Innovation Outlook: Renewable Methanol, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2022): Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Technology Review of Hydrogen Carriers. International Renewable Energy Agency, URL: https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II [Zuletzt abgerufen: 18.12.2023].

IRENA, AEA (2022): Innovation Outlook: Renweable Ammonia. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Ammonia Energy Association, Brooklyn.

Jülich, A., Zelt, O. (2022). Ökobilanzen für synthetisches Kerosin - Vergleich von Produktionsrouten in MENA und Deutschland. MENA-Fuels: Teilbericht 2 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Wuppertal, Stuttgart, Köln, Saarbrücken.

Kopernikus-Projekt Ariadne (2021): Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 -Szenarien und Pfade im Modellvergleich. https://doi.org/10.48485/pik.2021.006

Kost, C., Müller, P., Sepulveda Schweiger, J., Fluri, V., Thomsen, J. (2024). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Juli 2024. Fraunhofer ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html

Liebich, A., Fröhlich, T., Münther, D., Fehrenbach, H., Giegrich, J., Köppen, S., ... & Bird, N. (2020). Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien. https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemvergleich-speicherbarer-energietraeger-aus

MAN Energy Solutions. (2023). *Erster Ammoniakmotor-Test erfolgreich abgeschlossen*. MAN Energy Solutions. Abgerufen von https://www.man-es.com/de/unternehmen/pressemitteilungen/press-details/2023/07/13/erster-ammoniakmotor-test-erfolgreich-abgeschlossen [Zuletzt abgerufen: 25.06.2023].

Methanol Institute (2023). Marine Methanol: Future-Proof Shipping Fuel. https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2023/05/Marine_Methanol_Report_Methanol_Institute_May_2023.pdf [Zuletzt abgerufen: 03.05.2024].

MMSA (Methanol Market services Asia) (2023). "Methanol price and supply/demand", Methanol Institute, https://www.methanol.org/methanol-pricesupply-demand/ [Zuletzt abgerufen: 22.09.2023].

MPP (2022). Making Net-Zero 1.5°C-Aligned Ammonia Possible: An industry-backed, 1,5°C-aligned transition strategy. https://www.missionpossiblepartnership.org/wp-content/uploads/2022/09/Making-1.5-Aligned-Ammonia-possible.pdf

Wissner, N., Healy, S., Cames, M., & Sutter, J. (2023). *Methanol as a marine fuel: Advantages and limitations*. Öko-Institut e.V. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Methanol-as-a-marine-fuel.pdf [Zuletzt abgerufen: 25.06.2023].

Pichlmaier, S., Regett, A., Kigle, S., Haas, S., Feinauer, M., Oswald, M. (2021). Ökobilanzen synthetischer Kraftstoffe—Methodikleitfaden. Forschungsstelle für Energiewirtschaft eV (FfE). https://www.ffe.de/projekte/beniver-begleitforschung-energiewende-im-verkehr/

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

Ram, M., Bogdanov, D., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Oyewo, A.S., Child, M et al. Global energy system based on 100% renewable energy: power, heat. Lappeenranta, Berlin: Transport and Desalination Sectors; 2019. ISBN: 978-952-335-339-8.

Rihko-Struckmann, L. K., Peschel, A., Hanke-Rauschenbach, R. & Sundmacher, K. (2010): Assessment of Methanol Synthesis Utilizing Exhaust CO2 for Chemical Storage of Electrical Energy. In: Industrial & Engineering Chemistry Research 49.21, S. 11073–11078. doi: 10.1021/ie100508w.

Roeb, M., Brendelberger, S., Rosenstiel, A., Agrafiotis, C., Monnerie, N., Budama, V., et al. (2020): Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende. Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung.

Samadi, S., Fischer, A., Lechtenböhmer, S. (2023). The renewables pull effect: How regional differences in renewable energy costs could influence where industrial production is located in the future. *Energy Research & Social Science, 104*, 103257. https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103257

Schneider, S., Bajohr, S., Graf, F., Kolb, T. (2020) Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse. *Chemie Ing Tech, 92 (8). S. 1023-1032*, 10.1002/cite.202000021

Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., Palzer, A., Lehner, F., Jansen, M., Kiemel, S., Miehe, R., Wahren, S., Zimmermann, F. (2018). Studie IndWEDe; Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. NOW GmbH, Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie.

Soloveichik, G. (2018). Electrified future of aviation: batteries or fuel cells? Presentation for arpa-e, 13 March, https://arpa-e.energy.gov/sites/default/files/Grigorii-Soloveichik-Fast-Pitch-2018.pdf

Stolten, D., Markewitz, P., Schöb, T., Kullmann, F., Risch, S., Groß, T. (2022). Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045. Forschungszentrum Jülich.

SYSTEMIQ und CGC (2022): Planet Positive Chemicals. https://www.systemiq.earth/wp-content/uploads/2022/10/Main-report-v1.22.pdf [Zuletzt abgerufen: 28.02.2023].

Uniper (2023): Green-Wilhelmshaven: Auf zu neuen Horizonten. Website. https://www.uniper.energy/de/loesungen/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-nordwest/green-wilhelmshaven [Zuletzt abgerufen: 28.02.2023].

Verschuur, J., Salmon, N., Hall, J., & Bañares-Alcántara, R. (2024). Optimal fuel supply of green ammonia to decarbonise global shipping. Environmental Research: Infrastructure and Sustainability, 4(1), 015001.

Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme NRW (2022): Abschlussbericht Kompetenzzentrum Virtuelles Institut – Strom zu Gas und Wärme, Band II - Lebenszyklusorientierte Analysen und Kritikalitätsanalyse von Power-to-X-Optionen. http://strom-zu-gas-und-waerme.de/wp-content/uploads/2022/07/KoVI-SGW-Abschlussbericht-Band-II-M%C3%A4rz-2022-final.pdf [Zuletzt abgerufen: 23.07.2024].

Zelt, O.; Kobiela, G.; Ortiz, W.; Scholz, A.; Monnerie, N.; Rosenstiel, A.; Viebahn, P. (2020): Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe. MENA-Fuels: Teilbericht 3 des Wuppertal Instituts und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Wuppertal, Stuttgart, Köln, Saarbrücken. https://wupperinst.org/fileadmin/redaktion/downloads/projects/MENA-Fuels_Teilbericht3_Technologiebewertung.pdf [Zuletzt abgerufen: 23.07.2024].

Zerta, M., Schmidt, P., Weindorf, W., Dr. Bünger, U. (LBST); Langfeldt, L., Scholz, B., Giebel, L.-V., (DNV GL); Klemm, P., Sattler, G., (IfS), (2019) SHIPFUEL – Strombasierte Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt – Hintergrundbericht; Studie im Auftrag der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI); München/Hamburg/Berlin, 2019. Abgerufen von https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now_studie-ship-fuel-1.pdf [Zuletzt abgerufen: 25.06.2023].