Wuppertal Institut

Teilbericht 3 | Dezember 2024

iNEW2.0 – Benchmarking-Analyse zu Ammoniak- & Methanol-Syntheserouten

Teilbericht 2 - Foliensatz | AP 9.2

Peter Viebahn, Alexander Jülich & Simon Block

Zukünftige Energie- und Industriesysteme

Wuppertal Institut

GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium für Bildung und Forschung

Inhalt

1. Zielsetzung AP 9.2
2. Methodik Benchmarking
3. Ammoniak-Referenztechnologie
4. Methanol-Referenztechnologie
5. Ableiten genereller Marktchancen

1. Zielsetzung AP 9.2

Benchmarking-Analyse – Top-down Ansatz

Wuppertal Institut

iNEW

Beschlossene Vorgehensweise:

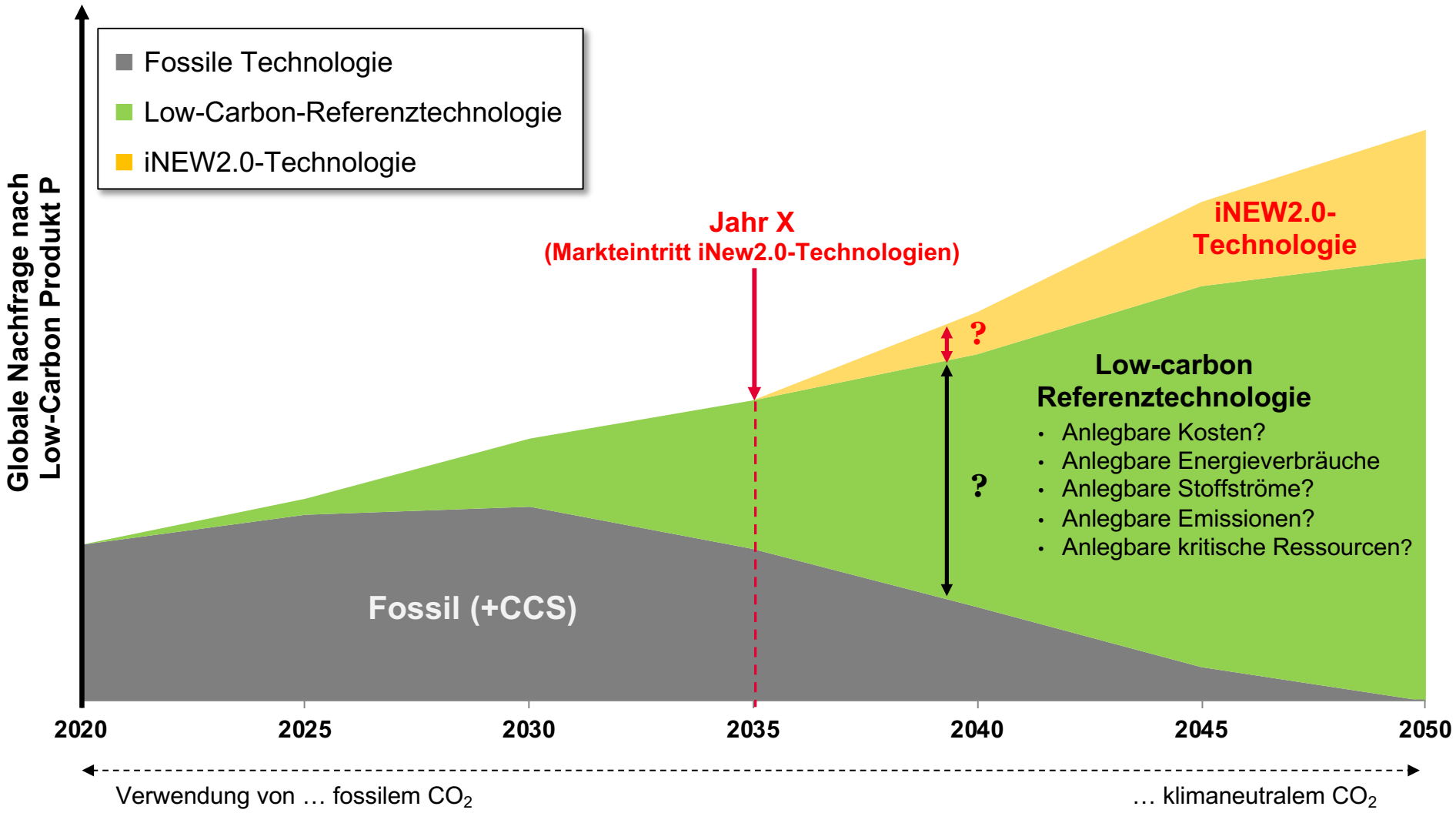
- Ursprünglich szenarienbasierte Fortschreibung vorgesehen
- Jedoch geringer Entwicklungsstand der Ammoniak- und Methanolsynthesen (TRL <=2)
  - Keine valide Fortschreibung der zentralen Parameter bis 2050 möglich
  - Langfristbewertung ist daher mit zu großen Unsicherheiten behaftet
- Stattdessen **Top-Down-Ansatz**
  - Benchmarking mit möglicherweise konkurrierenden Technologien („Low-Carbon-Referenztechnologien“)

Benchmarking der Low-Carbon-Referenztechnologien

- Marktanalyse für die Produkte (Ammoniak & Methanol) bis 2050
- Herleiten der Entwicklung der Referenztechnologien
- Ableiten von Zielwerten für iNEW2.0-Technologien für Ziel-Jahre **2030**, **2040** & **2050**
- Ableiten der Marktchancen der iNEW2.0-Technologien

1. Zielsetzung AP 9.2

Benchmarking-Analyse – Eintrittschancen



Eigene Darstellung

2. Methodik Benchmarking

Vorgehen in vier Schritten

Schritt 1: Bestimmung der Low-Carbon-Referenztechnologien

- Auswahl der jeweiligen Referenztechnologien (grünes Haber-Bosch-Verfahren (Ammoniak) und die grüne CO_2-basierte Methanolsynthese).
- Beschreibung der Technologien und des Entwicklungsstands.

Schritt 2: Auslegung eines repräsentativen Ausbreitungsszenarios

- Analyse der Marktpotenziale basierend auf der Nachfrageentwicklung sowie bestehender Anlagekapazitäten.
- Ableiten eines repräsentative Ausbreitungsszenarios je Low-Carbon-Referenztechnologie.

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

- Definieren von Kennzahlen für das Benchmarking anhand techno-ökonomischer Rahmenbedingungen.
- Fortschreiben der Kennzahlen bis zum Jahr 2050
- Benchmarking – Zusammenführen der Kennzahlen und der Markteintrittschancen

Schritt 4: Ableiten genereller Marktchancen für die iNEW2.0-Technologie

- Einordnung der Chancen und Risiken für die iNEW2.0-Technologie
- Benennen von Handlungsmöglichkeiten, wie die iNEW2.0-Technologie zielführend in den Markt gebracht werden kann.

Benchmarks werden zum Zeitpunkt der potentiellen Markeintrittschancen definiert

Anlegbare Stoffströme

- Tonne bzw. Energiegehalt pro Tonne Output

Anlegbarer Energieverbrauch

- MWh pro Tonne Output

Anlegbare Produktionskosten

- Trennen sich auf in CAPEX und OPEX (fix und variabel9
- Die Capex werden hierbei auf das betrachtete Jahr abdiskontiert
- „Levelized Cost of Output“ (LCOO) werden in EUR pro Tonne Output angegeben

Anlegbare Treibhausgasemissionen

- CO_2-Äq. pro Tonne Output

Anlegbare kritische Rohstoffe

- Individuelle Bestimmung

3. Ammoniak

Inhalt

- Schritt 1: Bestimmung der Low-Carbon-Referenztechnologien
- Schritt 2: Auslegung eines repräsentativen Ausbreitungsszenarios
  - Szenarienvergleich
  - Zukünftige Einsatzfelder
  - Globaler & nationaler Szenarienvergleich
  - Ableiten der Ausbreitungsszenarien
- Schritt 3: Bestimmung der Benchmarks und Anwendung auf die Low-Carbon-Referenztechnologien

3. Ammoniak

Schritt 1: Bestimmung der “grünen” Referenztechnologie(n)

“grüne” Technologieoptionen

- Elektrolyse (PEM; AEL; SOEL) & Luftzerlegungsanlage (LZA) + Haber-Bosch (HB)
  - PEM & LZA + HB
  - AEL & LZA + HB
  - SOEL & LZA + HB

Erneuerbar über Strom (**iNew2.0**)

“fossile” Technologieoptionen

- Dampfreformierung + HB
  - ATR & LZA + HB
  - POX & LZA + HB
- Gasifizierung + HB

Status-Quo: Fossil über Erdgas/Kohle

- eDR + HB
- DR_CCS + HB
- Gasifizierung _CCS +HB
- Pyrolyse & LZA + HB

Fossile Alternativen

3. Ammoniak

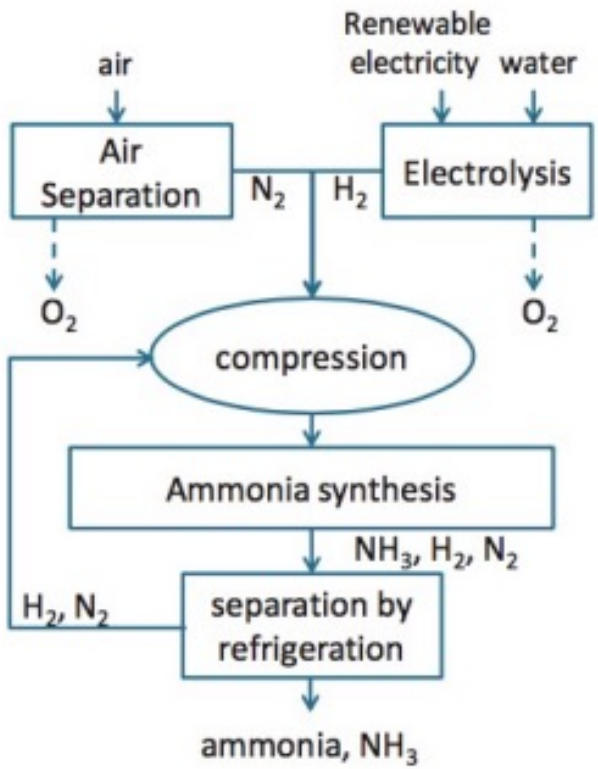
Schritt 1: Bestimmung der “grünen” Referenztechnologie(n)

Bestimmung Referenzprozess

- Derzeit Haber-Bosch-Verfahren (HB) zu >80% basierend auf Erdgas-Dampfreformierung
- In den gängigen Szenarien wird der Ersatz durch „grünes“ Haber-Bosch-Verfahren angenommen (Elektrolyse-Wasserstoff)

Prozessbeschreibung:

- Wasserstoff (Elektrolyse) und Stickstoff (LZA) werden getrennt produziert
- H_2 und N_2 werden in HB-Reaktor synthetisiert
- NH_3 anschließend unter moderaten Bedingungen separiert



Quelle: Bazzanella und Ausfelder (2017)

3. Ammoniak-Synthese

Schritt 2: Szenarienvergleich – betrachtete Studien

Global

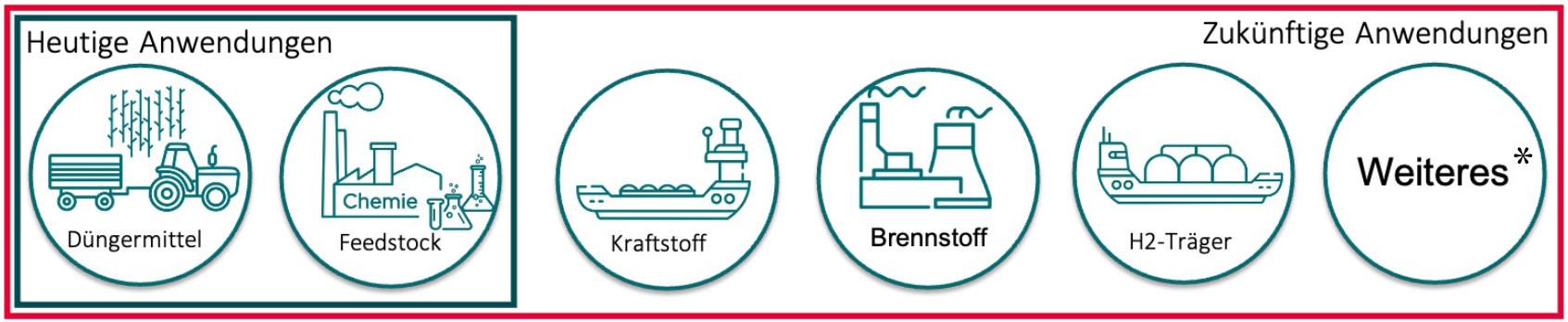
Studie	Jahr	Szenario	Zitation
Ammonia Technology Roadmap	2021	Sustainable Development Szenario (SDS)	IEA, 2021a
Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector	2021	Net-Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE)	IEA, 2021b
Innovation Outlook – Renewable Ammonia	2022	–	IRENA and AEA, 2022
Plant Positiv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

National

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

3. Ammoniak-Synthese

Schritt 2: Zukünftige Einsatzfelder von Ammoniak



*Weiteres:

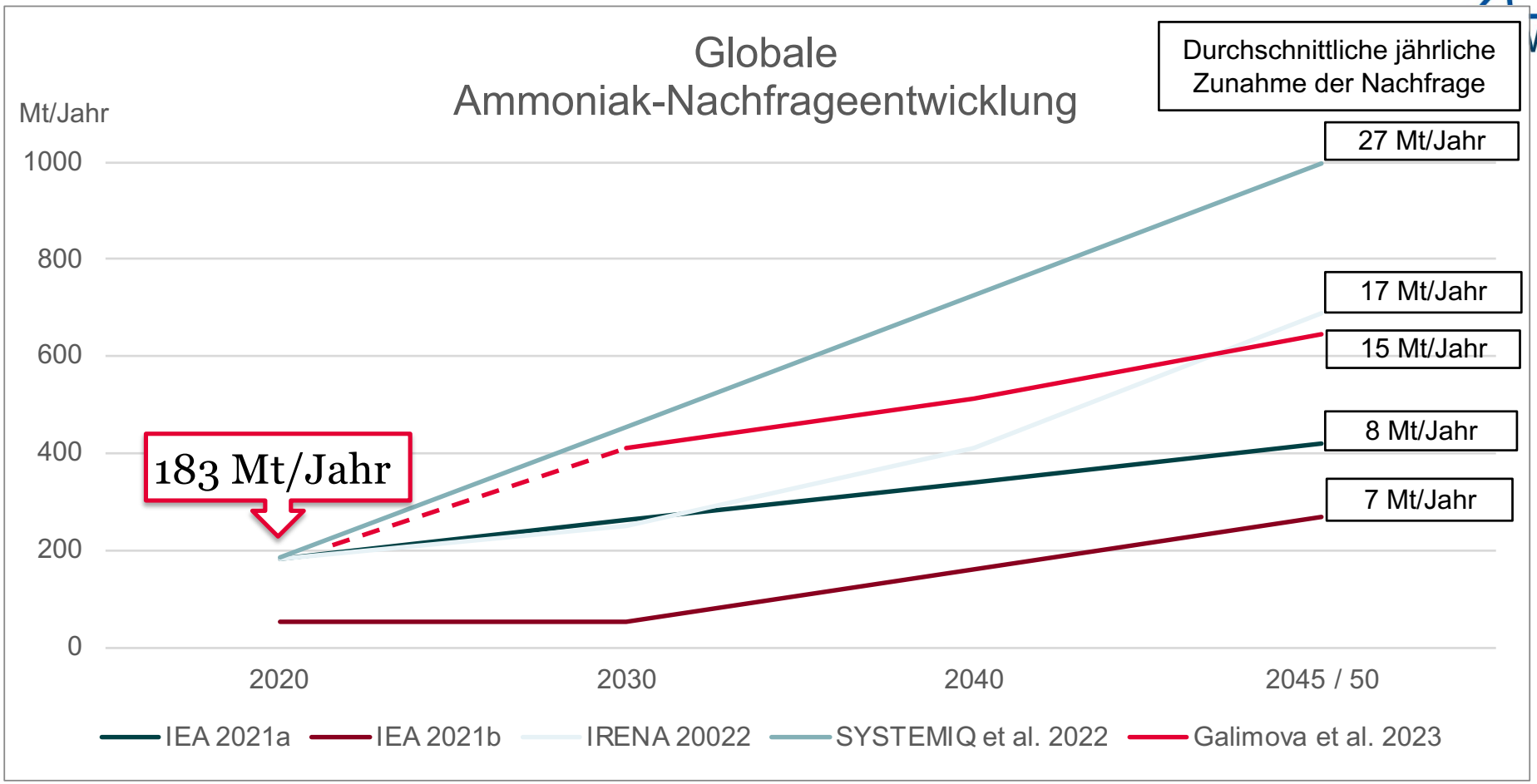
- Kältetechnik
- Pharmaindustrie
- Stahlindustrie
- Bergbauindustrie
- Rauchgasreinigung

- 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.
- Ammoniak ist eine der sieben zentralen Basischemikalien, die zur Produktion aller anderen Chemikalien genutzt werden.
- Der Einsatz als maritimer Kraftstoff wird unterschiedlich bewertet, wodurch die Bedeutung von Ammoniak als Kraftstoff nicht abschließend dargestellt werden kann.
- Die Nutzung von Ammoniak als Brennstoff wird voraussichtlich nur in wenigen Ländern praktiziert.

Eigene Darstellungen

3. Ammoniak-Synthese

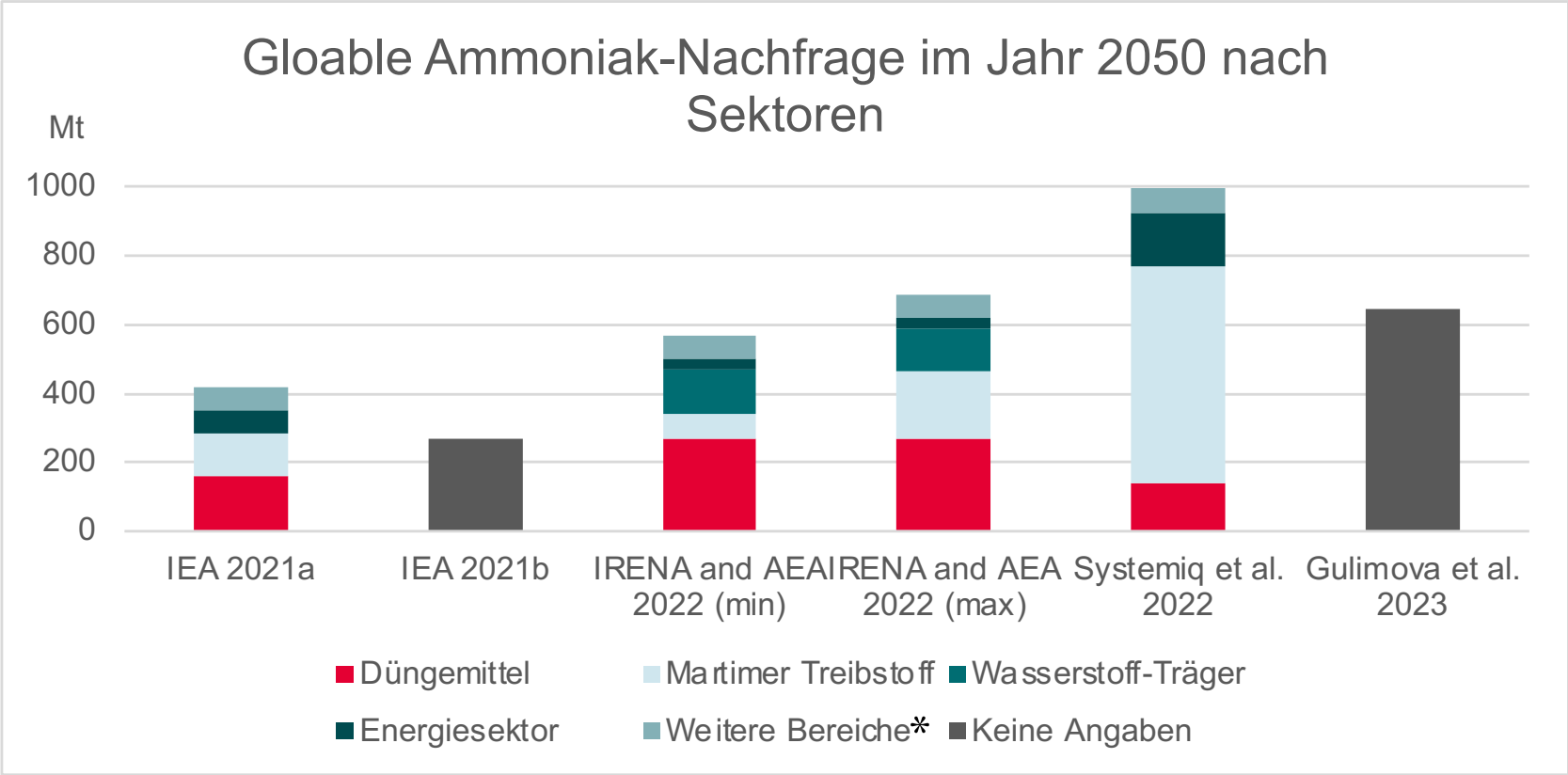
Schritt 2: Globaler Szenarienvergleich



- Der durchschnittliche Anstieg der jährlichen Nachfragemenge beträgt 7 bis 27 Mt Ammoniak. (Die dargestellten linearen Nachfrageentwicklungen der Szenarien von SYSTEMIQ und CGC (2022) und IEA (2021a) wurden aus den Daten für 2020 und 2050 interpoliert)

3. Ammoniak-Synthese

Schritt 2: Globaler Szenarienvergleich



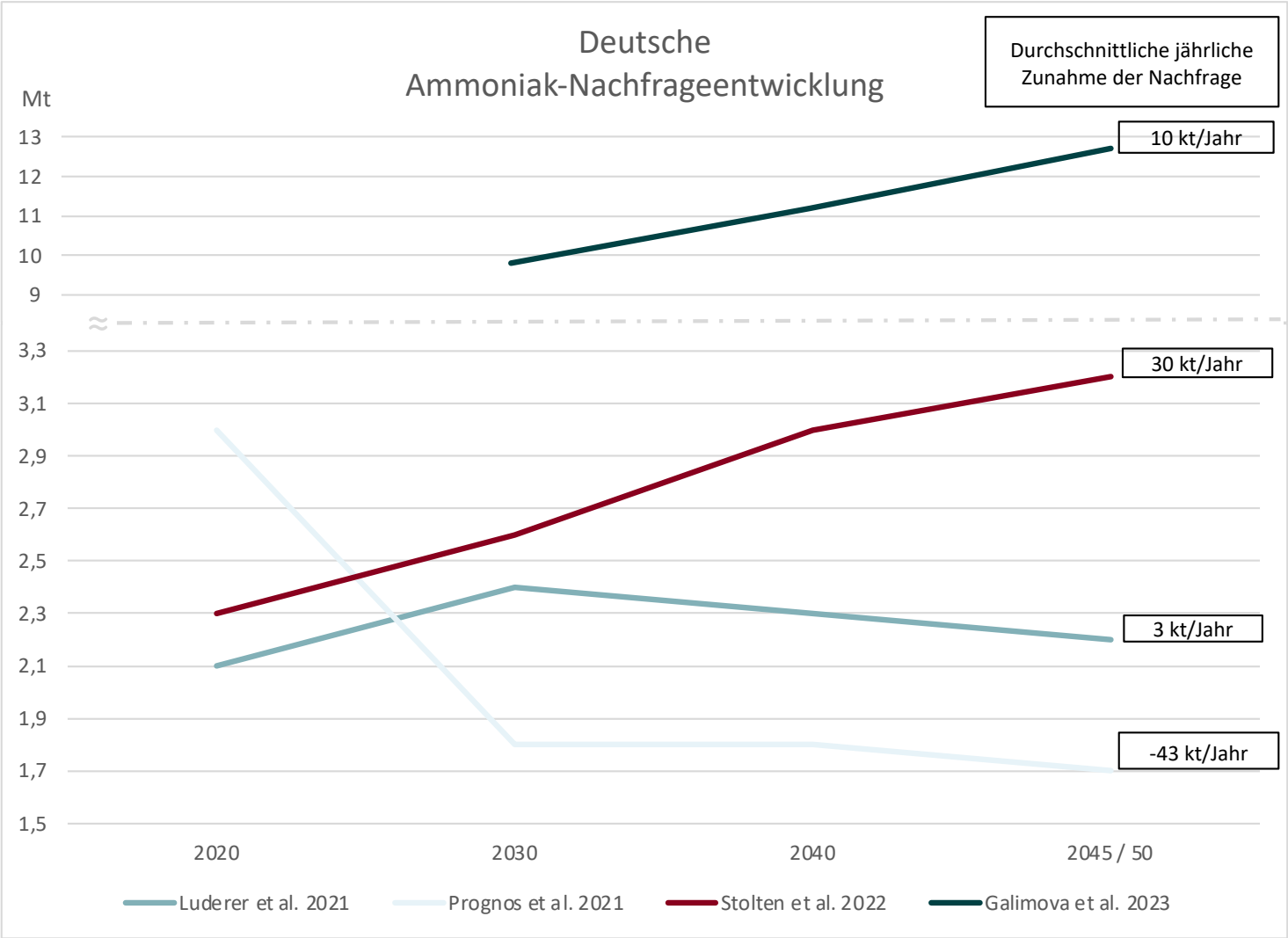
- Ein wesentlicher Bestandteil der Nachfrageentwicklung ist die Verwendung von Ammoniak sowohl im maritimen Sektor als auch als Düngemittel
- mind. 60 % der Gesamtnachfrage – jedoch variiert der Anteil zwischen diesen beiden Verwendungen erheblich

Eigene Darstellung

*Weitere Bereiche: Siehe Folie 9

3. Ammoniak-Synthese

Schritt 2: Nationaler Szenarienvergleich



- Sowohl die Annahmen zur Nachfrageentwicklung als auch die Angaben zu den Nachfragemengen im Jahr 2020 weichen um bis zu 40 % voneinander ab.

Eigene Darstellung

3. Ammoniak-Synthese

Schritt 2: Ableiten eines globalen Ausbreitungsszenarios

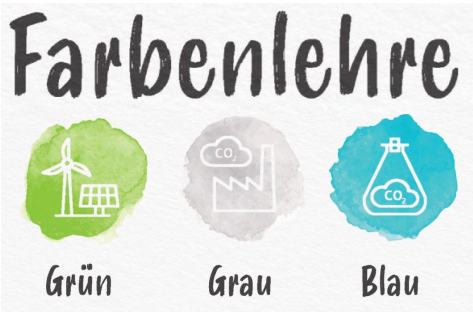
Wuppertal Institut

Innovation Outlook - Renewable Ammonia (IRENA 2022)

Nachfrage in Millionen Tonnen pro Jahr

Jahr	Gesamt	Grau	Grün	Blau
2020	183	183	0	0
2030	255	220	20	15
2040	410	270	100	40
2045	540	250	225	45
2050	688	51	566	71

7% 18%



https://www.wasserstoff-leitprojekte.de

Produktionskapazitäten in Millionen Tonnen pro Jahr

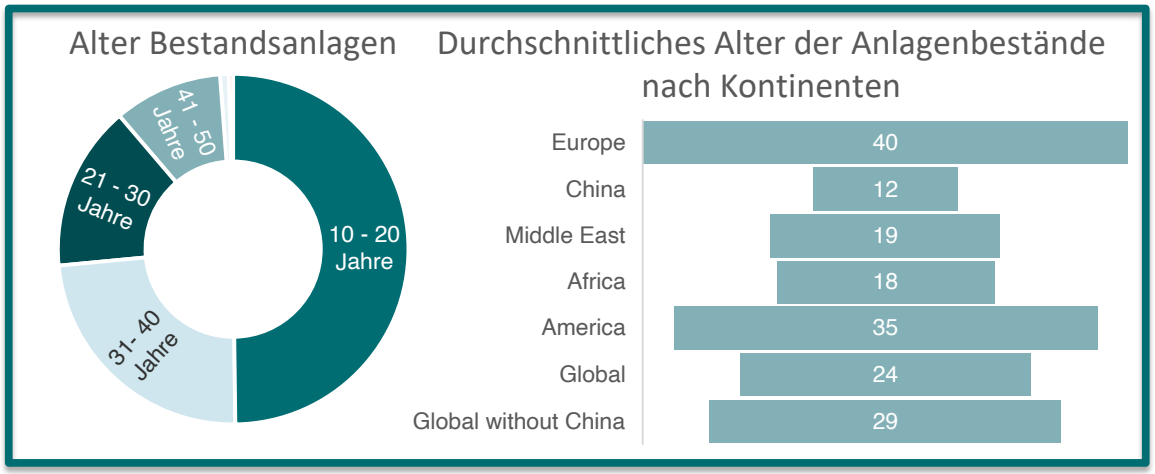
Jahr	Gesamt	grau_Bestand	blau_Bestand	grün_Bestand	grau_Erweiterung	blau_Erweiterung	grün_Erweiterung
2020	243	243	0	0	0	0	0
2030	278	243	0	0	0	15	20
2040	410	243	15	20	27	25	80
2045	540	270	40	100	-20	5	125
2050	688	270 (1)	45	225	-199	26	341

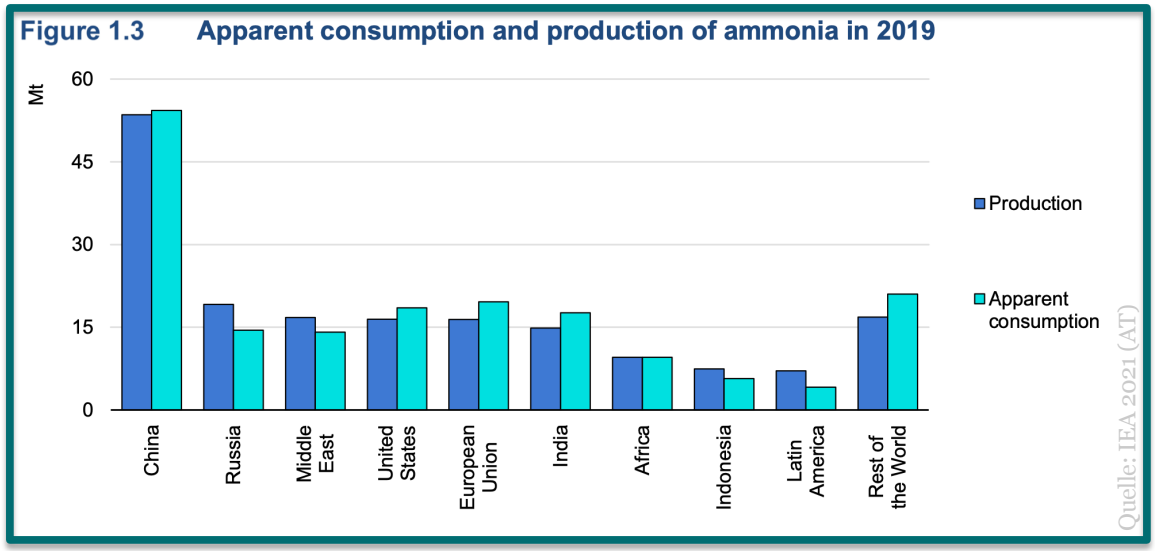
(1) Der Zeitpunkt des Rückbaus von Anlagen ist nicht in der Studie angegeben. Daher könnten im Jahr 2050 ein fossiler Bestand von 270 Mt/Jahr weiterhin bestehen, jedoch ohne Produktion.

- Bis **2030** übersteigen die grauen NH_3-Produktionskapazitäten die Nachfrage nach fossilen NH_3
- Verdopplungszeit der grünen Anlagenkapazität liegt bei ≈ 6 Jahren
- **2050** werden weiterhin 25 % (7 % ohne CCS) des Ammoniak fossil produziert
- Großskaliger Rückbau fossiler Kapazitäten ab 2050, vorher deckt der Zubau den steigenden Bedarf

3. Ammoniak-Synthese

Schritt 2: Ableiten eines globalen Ausbreitungsszenarios





- Die durchschnittliche Lebensdauer von Anlagen in der Energie- und Schwerindustrie liegt weltweit bei **30 bis 50 Jahren**
  - In China dagegen bei **25 bis 35 Jahren**.
  - China stellt **≈30%** der weltweiten Ammoniakproduktionskapazitäten mit einem durchschnittlichen Anlagenalter von 12 Jahren.

- Das junge Durchschnittsalter der Anlagenparks führt zu einem **Weiterbetrieb der fossilen Anlagen** über die nächsten **15 bis 25 Jahre** und damit zu einem zu erwarteten späten Rückbau.

3. Ammoniak-Synthese

Schritt 2: Transport – Ammoniak Handelsrouten

Globales Ammoniak-Handelsnetz

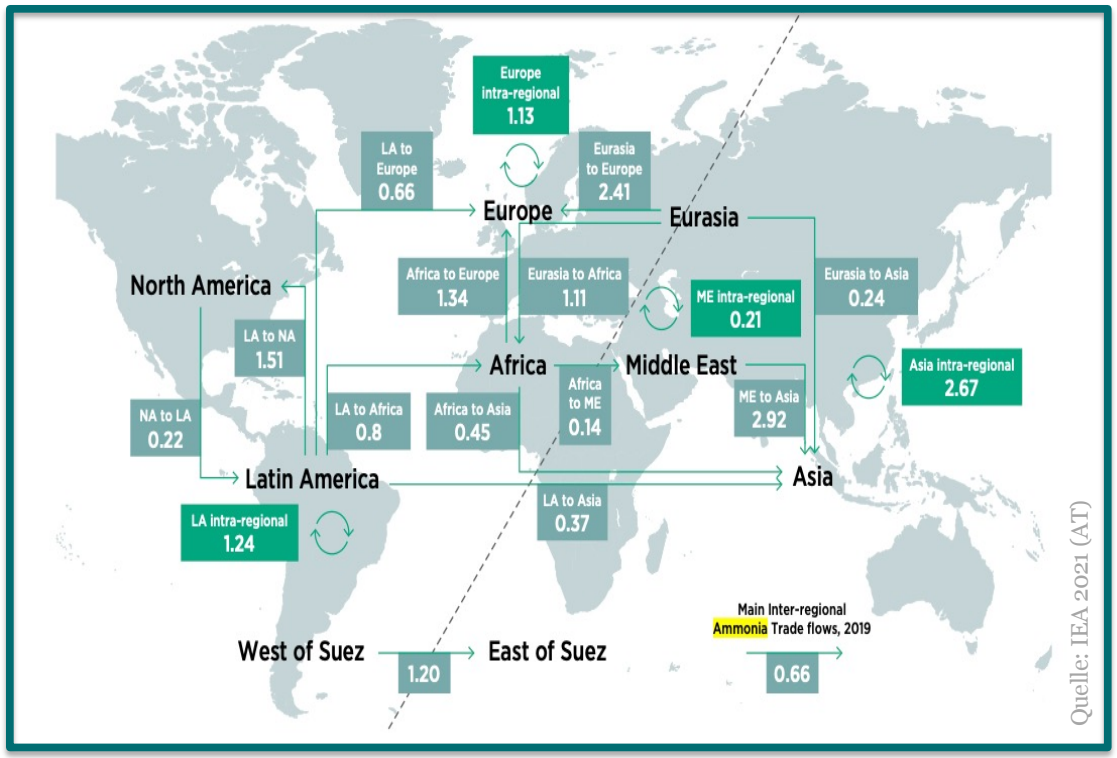
- in dem Handelsbeziehungen verstärkt werden könnten
- Dennoch heute lediglich ≈**12%** des Ammoniaks überregional gehandelt
- Ausrichtung an globalen Sweet-Spots? → Transportkosten von **25 - 100** $/t NH_3 möglich

Main ammonia producers in 2019 (anhydrous or aqueous solution).[5]

[in Mt product/year]	Production	Export	Import	Consumption*
China	46.3	–	1.1	47.3
Russia	18.3	5.2	0.1	13.1
U.S.	16.4	0.5	2.5	18.5
European Union	16.0	1.7	5.7	20.1
India	14.9	–	2.9	17.8
Indonesia	6.1	1.8	–	4.3
Trinidad and Tobago	5.5	3.7	–	1.8
Egypt	5.1	0.7	–	4.4
Saudi Arabia	4.9	1.5	–	3.4
Canada	4.8	1.0	–	3.8
Iran	4.3	0.2	–	4.0
Qatar	3.8	0.6	–	3.3
Pakistan	3.8	–	–	3.8
Algeria	2.7	1.2	–	1.5
Oman	2.1	0.2	–	1.9
Ukraine	1.8	0.5	0.9	2.2
Australia	1.6	0.3	–	1.3
Sum	158.4	19.1	12.3	152.5
(Global share)	(92 %)	(93 %)	(64 %)	(88 %)

[5] Production: [60], Trade: [14],*calculated from other values.

Quelle: Egerer et al. 2023



Quelle: IEA 2021 (AT)

3. Ammoniak-Synthese

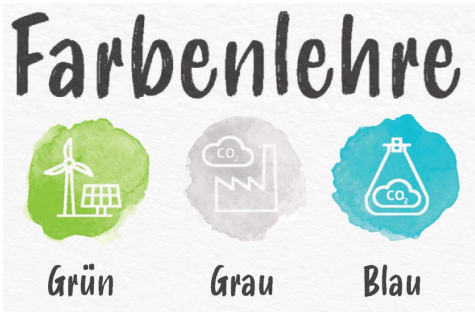
Schritt 2: Ableiten eines nationalen Ausbreitungsszenarios

Wuppertal Institut

Luderer et al. 2021: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045

Nachfrage in Millionen Tonnen pro Jahr

Jahr	Gesamt	Grau	Grün	Blau
2020	2,1	2,1	0	0
2030	2,4	2,2	0,2	0
2040	2,3	0	2,3	0
2045	2,2	0	2,2	0



https://www.wasserstoff-leitprojekte.de

Produktionskapazitäten in Millionen Tonnen pro Jahr

Jahr	Gesamt	grau_Bestand	blau_Bestand	grün_Bestand	grau_Erweiterung	blau_Erweiterung	grün_Erweiterung
2020	2,1	2,1	0	0	0	0	0
2030	2,4	2,1	0	0	0,1	0	0,2
2040	2,3	2,2	0	0,2	-2,2	0	2,1
2045	2,2	0	0	2,2	0	0	-0,1

(1) Der Zeitpunkt des Rückbaus von Anlagen ist nicht in der Studie angegeben. Daher könnten im Jahr 2045 ein fossiler Bestand von 2,3 Mt/Jahr weiterhin bestehen, jedoch ohne Produktion.

- Die Produktionskapazitäten wurden anhand der Nachfragemengen abgebildet.
- Ab dem Jahr **2040** wird NH_3 ausschließlich über grüne Produktionsrouten hergestellt
- Der Zubau von einer fossilen Produktionskapazität von **0,1 Mt/Jahr** im Jahr **2030** und der Rückbau im Jahr **2040** wird als nicht realistisch angesehen. Wahrscheinlicher ist ein ausbleiben der zusätzlichen fossilen Produktionskapazität sowie ein frühzeitig erhöhter Zubau grüner Produktionskapazitäten.

3. Ammoniak-Synthese

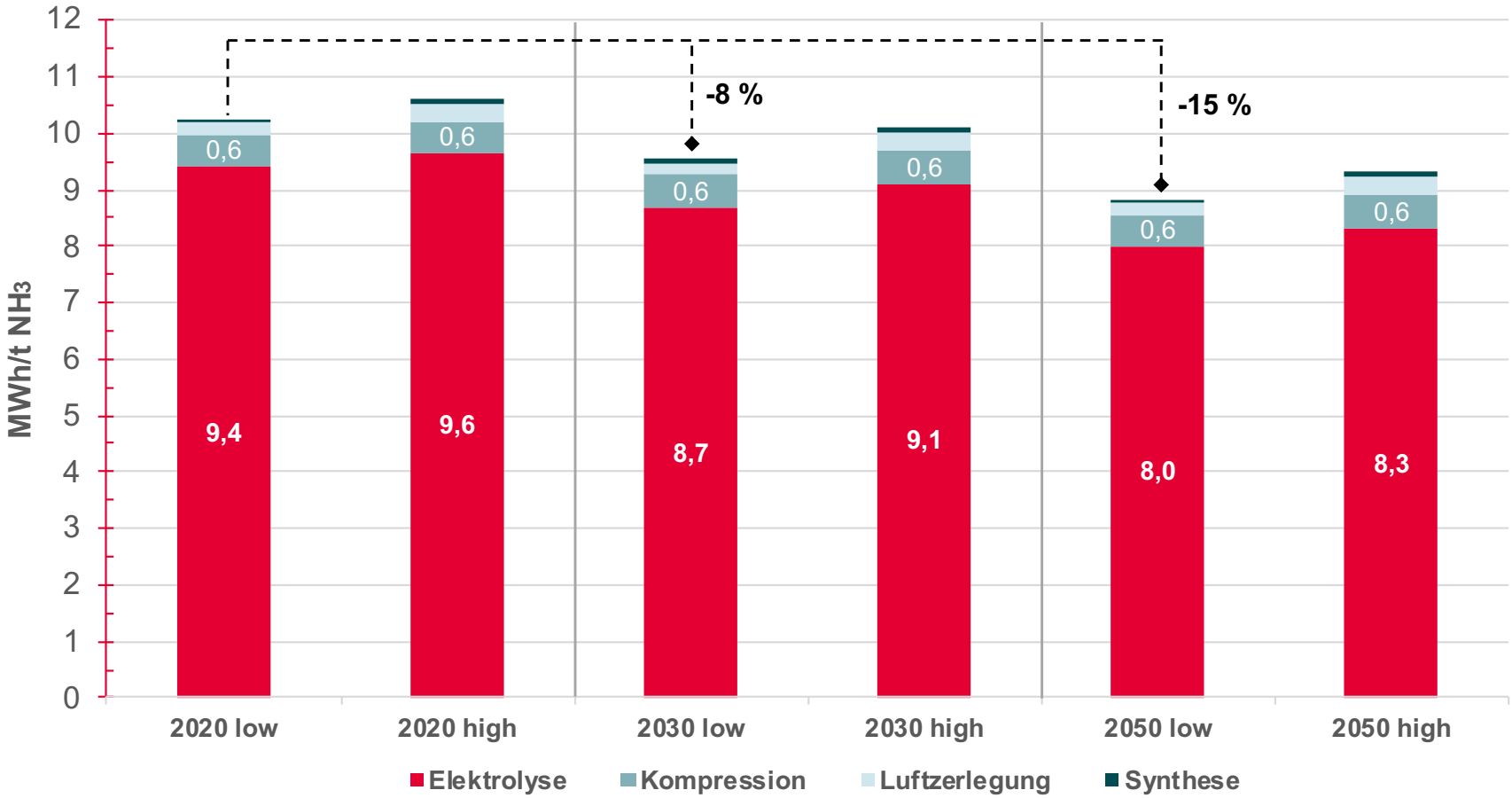
Schritt 3: Bestimmung der anlegbaren Stoffströme

- Im Falle von Ammoniak werden nur Wasserstoff und Stickstoff betrachtet. Da bei der Erzeugung von einer stöchiometrischen Umsetzung ausgegangen wird, ergeben sich für die betrachteten Jahre jedoch keine Unterschiede. Für die Herstellung einer Tonne Ammoniak werden demnach **0,82 t N_2 und 0,18 t H_2** benötigt.
- In den 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. Ammoniak-Synthese

Schritt 3: Bestimmung des anlegbaren Energiebedarfs

- Sinkt um bis zu **15 %** in 2050
- ca. 90% für die H_2-Elektrolyse



Der anlegbare Energiebedarf liegt **für das Jahr 2040** bei **9,2 MWh/t NH_3** *(Mittelwert aus 2030 und 2050).*

3. Ammoniak-Synthese

Schritt 3: Bestimmung des anlegbaren Produktionskosten

Wuppertal Institut

iN-e-W

Kosten:

- **CAPEX:** €/t NH_3
  - für Elektrolyse,
  - HB,
  - LZA,
  - (+ BOP)

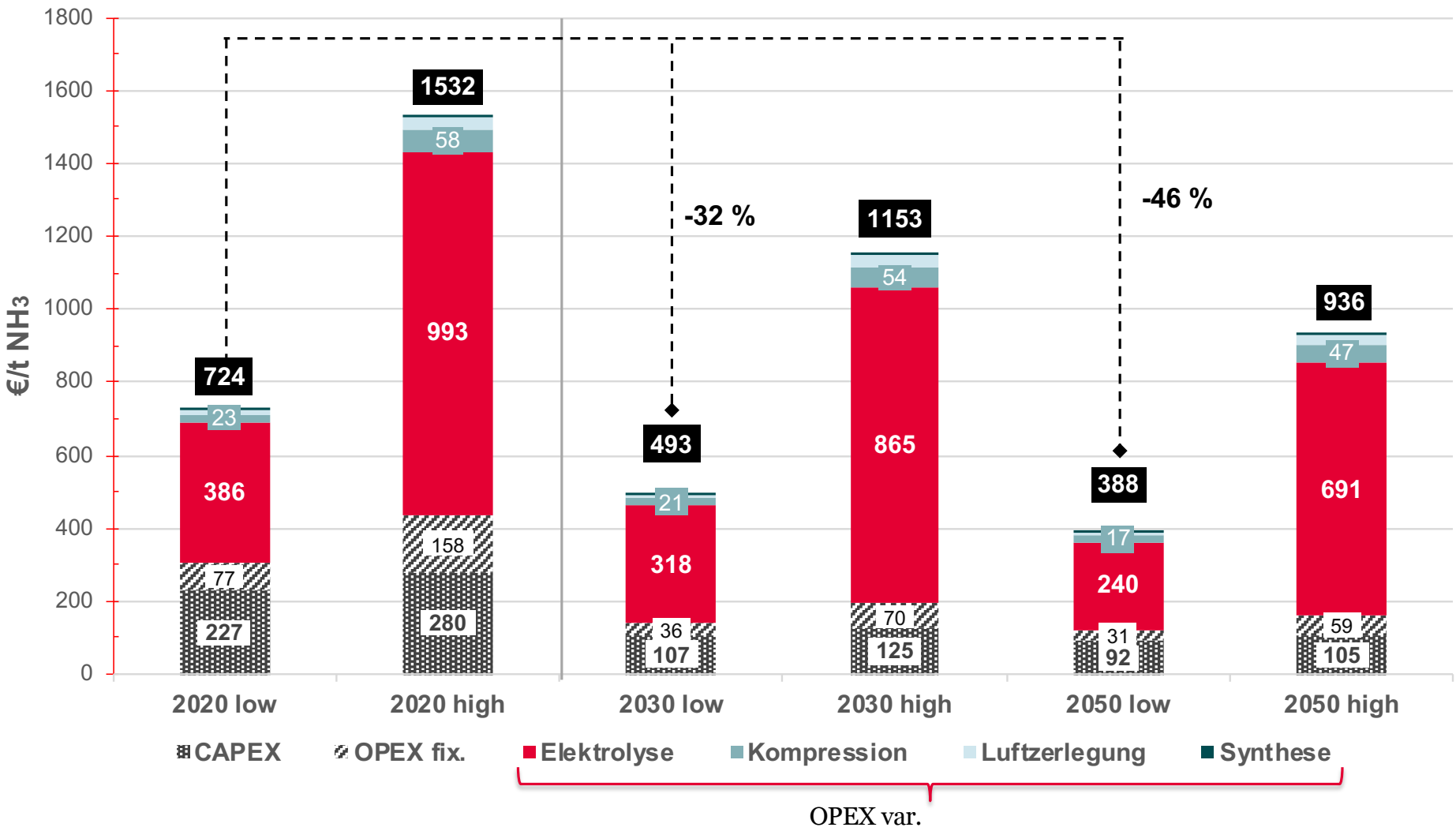
- **OPEX fix.: %** von Capex
  - Wartung/Instandhaltung
  - Stack-Replacement
  - …

- **OPEX var.:**
  - fast ausschließlich für Strom
  - Andere weitestgehend vernachlässigbar

- Transport? Aus globalen Sweet-Spots? → **Festlegung Betrachtungsraum notwendig**

3. Ammoniak-Synthese

Schritt 3: Bestimmung des anlegbaren Produktionskosten

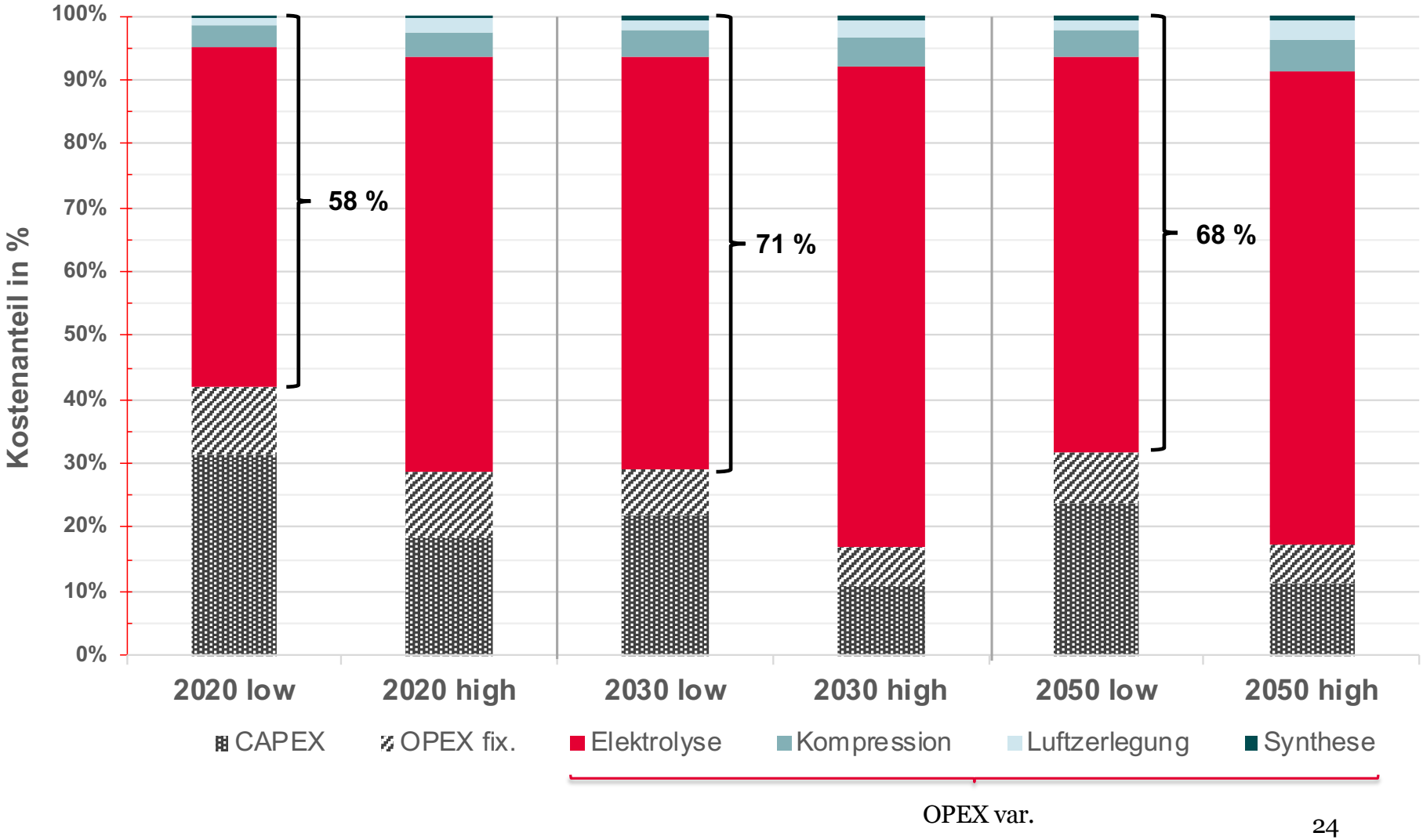


Insgesamt können die LCOA im Low-Case **bis 2030 um 32 %** auf **493 €/t NH_3** und **bis 2050 um 46 %** auf **388 €/t NH_3** gegenüber dem Basisjahr 2020 (724 €/t NH_3) reduziert werden.

3. Ammoniak-Synthese

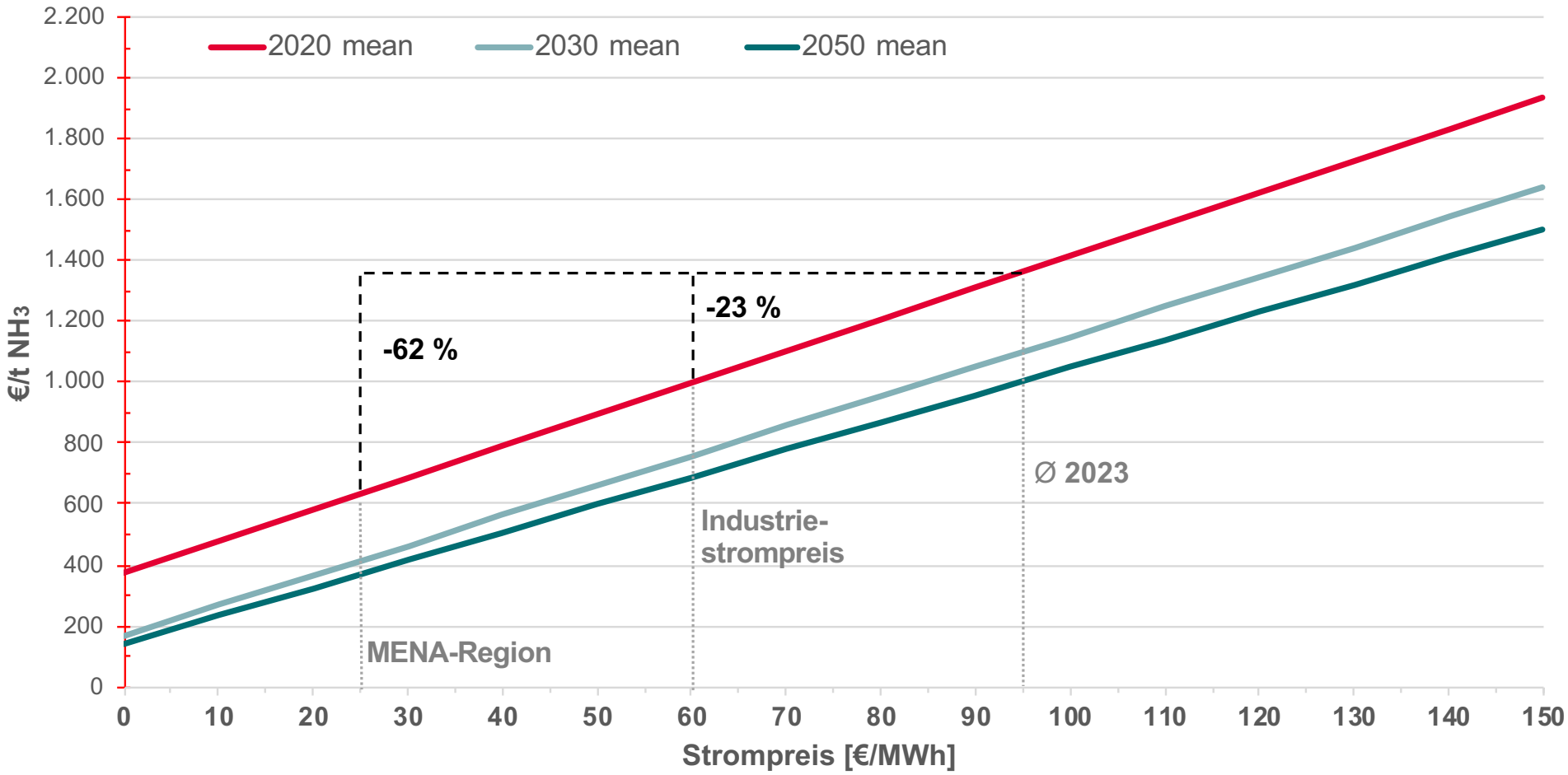
Schritt 3: Bestimmung des anlegbaren Produktionskosten

- Stromkosten machen bis zu >**80%** der Gesamtkosten aus



3. Ammoniak-Synthese

Schritt 3: Bestimmung des anlegbaren Produktionskosten – Abhängigkeit vom Strompreis



- Low-Case und MENA-Region als Benchmark
- Die LCOA liegen für das **Jahr 2040** bei **363 €/t NH3** *(Mittelwerte aus 2030 und 2050)*.

3. Ammoniak-Synthese

Schritt 3: Bestimmung der anlegbaren Treibhausgasemissionen

- Grüner HB-Prozess ist kohlenstofffrei.
- Nur Scope-2 bzw. Scope-3 Emissionen aus Strom
  - Liegen entsprechend höher/niedriger als iNEW2.0-Technologie in Abhängigkeit der Energieeffizienz!
  - 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.

3. Ammoniak-Synthese

Schritt 3: Bestimmung der anlegbaren kritischen Rohstoffe

Analysiert wurden die Komponenten betrachtet:

- Elektrolyse zur H_2-Herstellung
  - *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 zur Sauerstoff-Bereitstellung, Kompression und die Ammoniaksynthese.
  - *Wasser-Elektrolyse: LZA, Kompression und Ammoniaksynthese: Nach Zelt et al. (2020) werden für die Ammoniakherstellung keine kritischen Rohstoffe eingesetzt.*

Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme NRW (2022). http://strom-zu-gas-und-waerme.de/wp-content/uploads/2022/07/KoVI-SGW-Abschlussbericht-Band-II-M%C3%A4rz-2022-final.pdf

Zelt et al. (2020): Siehe unter https://wupperinst.org/fileadmin/redaktion/downloads/projects/MENA-Fuels_Teilbericht3_Technologiebewertung.pdf

4. Methanol

Inhalt

- Schritt 1: Bestimmung der Low-Carbon-Referenztechnologien
- Schritt 2: Auslegung eines repräsentativen Ausbreitungsszenarios
  - Szenarienvergleich
  - Zukünftige Einsatzfelder
  - Globaler & Nationaler Szenarienvergleich
  - Ableiten der Ausbreitungsszenarien
- Schritt 3: Bestimmung der Benchmarks und Anwendung auf die Low-Carbon-Referenztechnologien

4. Methanol – Ausblick

Schritt 1: Bestimmung der “grünen” Referenztechnologie(n)

“grüne” Technologieoptionen

- CO- & CO_2-basierte Methanolsynthese
  - PEM/AEL/SOEL & CO_2 + MeOH-Synthese
  - HT-KO + MeOH-Synthese
  - rWGS + MeOH-Synthese

Erneuerbar über Strom (**iNew2.0**)

“fossile” Technologieoptionen

- Dampfreformierung + MeOH-Synthese
  - ATR + MeOH-Synthese
  - POX + MeOH-Synthese
- Gasifizierung + MeOH-Synthese

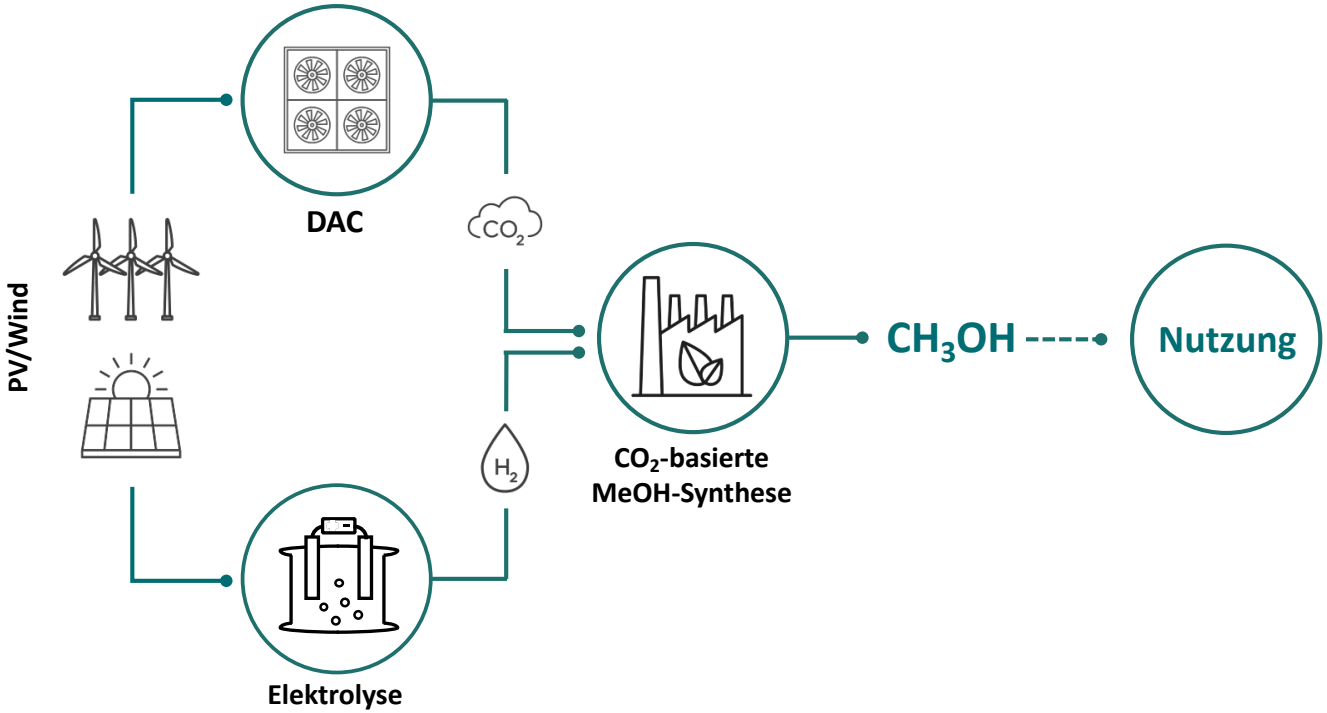
Status-Quo: Fossil über Erdgas/Kohle

- DR_CCS + MeOH-Synthese
- Gasifizierung_CCS + MeOH-Synthese

Fossile Alternativen

4. Methanol-Synthese

Schritt 1: CO_2-basierte Methanolsynthese



- Wasserstoffbereitstellung: Der Wasserstoff wird über den Elektrolyse-Prozess bereitgestellt.
- CO_2-Bereitstellung: CO_2 als Feedstock wird über eine DAC-Anlage bereitgestellt.
- Aufbereitung: Die Destillation erfolgt durch Zugabe von Wärme in mehreren Stufen, um verschiedene Verunreinigungen bei unterschiedlichen Siedepunkten zu entfernen.

4. Methanol-Synthese

Exkurs: Direct Air Capture 1

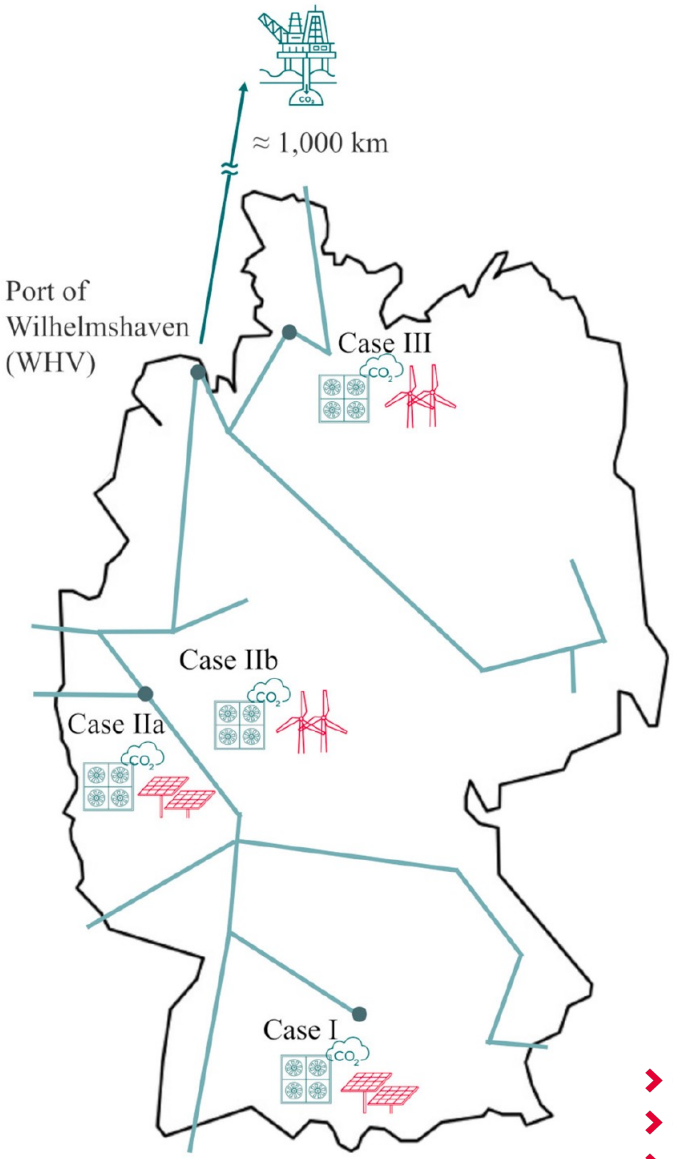
- Es gibt unterschiedliche verfahrenstechnische DAC-Prozesse, die von Unternehmen und Forschungseinrichtungen erprobt werden.
- Das CO_2 liegt nach der Entnahme aus der Atmosphäre in gasförmiger Phase vor und kann gespeichert (DACCS) oder weiterverwendet (DACCU) werden.
- Die Technologie hat aktuell einen TRL von ≈ 6
- Es gibt zahlreiche Unternehmen mit Pilot- und Demonstrationsanlagen. Unternehmen, die in der Entwicklung am weitesten fortgeschritten sind:
  - **Climeworks,**
  - **Carbon Engineering,**
  - **Global Thermostatt**

	Niedrigtemperaturprozess	Hochtemperaturprozess
Unternehmen	Climeworks, Global Thermostat	Carbon Engineering
Sorptionsprozess	Adsorption	Absorption
Betriebsart	Zyklisch	Kontinuierlich
Design	Modular	Kraftwerkseinheiten
Regenerationsdruck	Vakuum	Umgebungsdruck
Temperaturniveau	≈100 °C	≈850 °C
Nächsten Zielwerte: el. Energiebedarf	500 (2030) kWh/tCO2	366 (2025) kWh/tCO2
Nächsten Zielwerte: therm. Energiebedarf	1.500 (2030) kWh/tCO2	1.458 (2025) kWh/tCO2
Wasserverbrauch	-0,8 to -2 tH2O/tCO2	4,7 tH2O/tCO2

Block et al. (2022)

4. Methanol-Synthese

Exkurs: Direct Air Capture 2



- Für die betrachteten Cases ergeben sich Kosten von **124,6 €/t CO_2 bis 137,6 €/t CO_2 im Jahr 2045**.
- Für das Rheinische Revier ergeben sich Kosten von **126,1 €/t CO_2 (DAC + Photovoltaik)** und Kosten von **137,6 €/t CO_2 (DAC + Windkraftanlagen)**.
- Die ermittelten Kosten stellen eine erste Einordnung der möglichen DAC-CO_2 Kosten dar und müssen für einzelne Standorte in Kombination mit dem erneuerbaren Energiepotenzial individuell geprüft werden

- Case I: Ausschließliche Kopplung mit PV betrachtet
- Case IIa und Case IIb: Kopplung mit PV und Windkraftanlagen
- Case III: Kopplung an küstennahen Onshore-Windenergieanlagen

Quelle: Block et al. (2024). https://doi.org/10.3389/fclim.2024.1353939

4. Methanol-Synthese

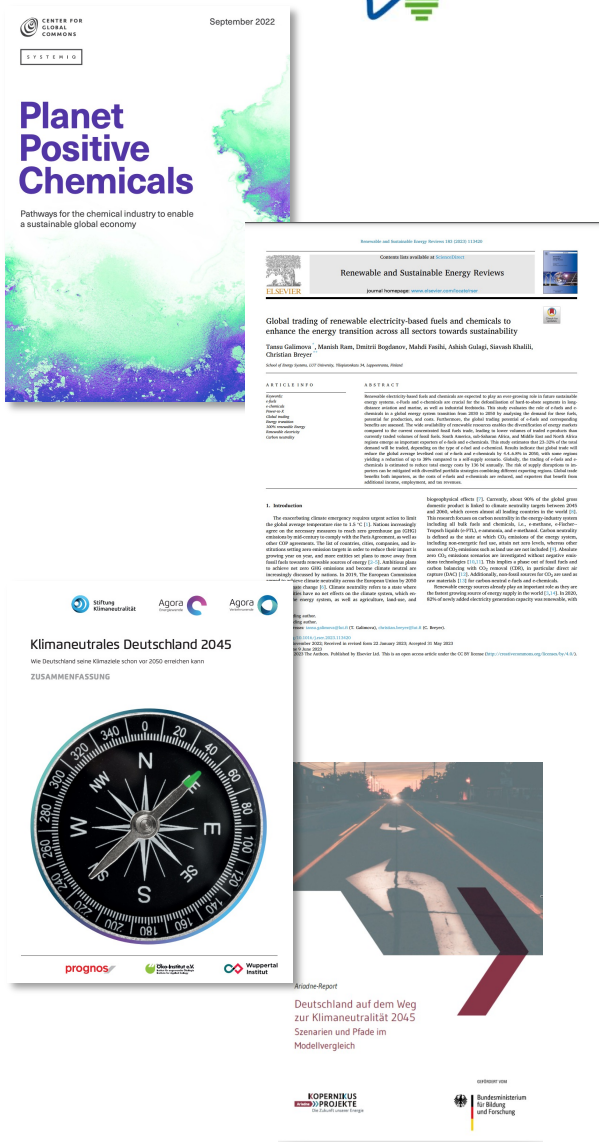
Schritt 2: Szenarienvergleich – betrachtete Studien

Global

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

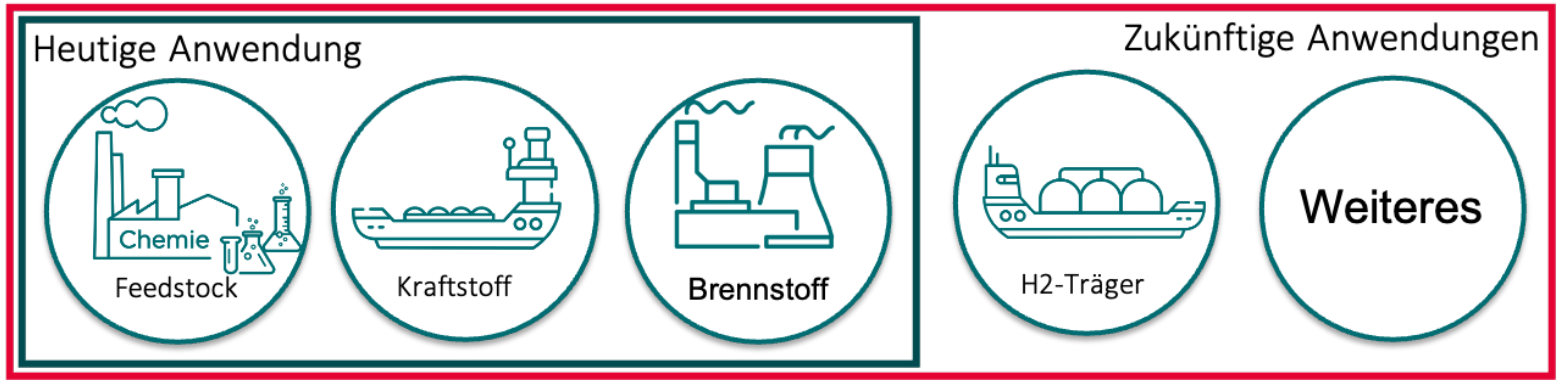
National

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



4. Methanol-Synthese

Schritt 2: Zukünftige Einsatzfelder von Methanol

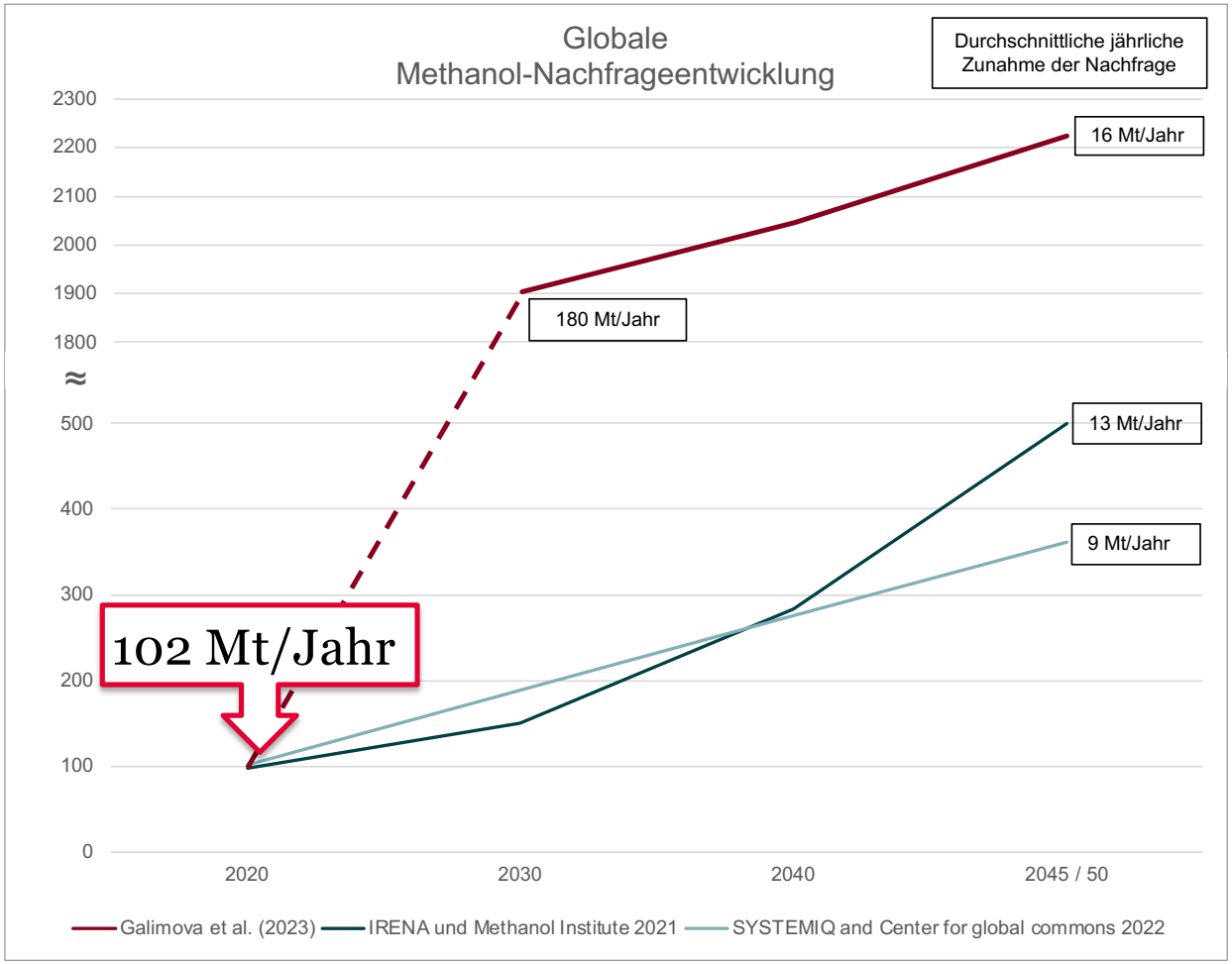


- Methanol ist mit einem weltweiten Bedarf von **102 Mt/Jahr** (Stand 2020) ein zentraler Baustein.
- Rund 70 % des heute produzierten Methanols wird in der Chemieindustrie eingesetzt
- Der zweite zentrale Einsatzbereich ist die direkte Verwendung von Methanol bzw. Methanol-Derivaten als Kraft- bzw. Brennstoff
- Für einen sicheren und kostengünstigen Wasserstoffimport stellt der Transport mit Methanol als Trägermedium eine vielversprechende, aber auch kritisch diskutierte Möglichkeit dar.

Eigene Darstellungen

4. Methanol-Synthese

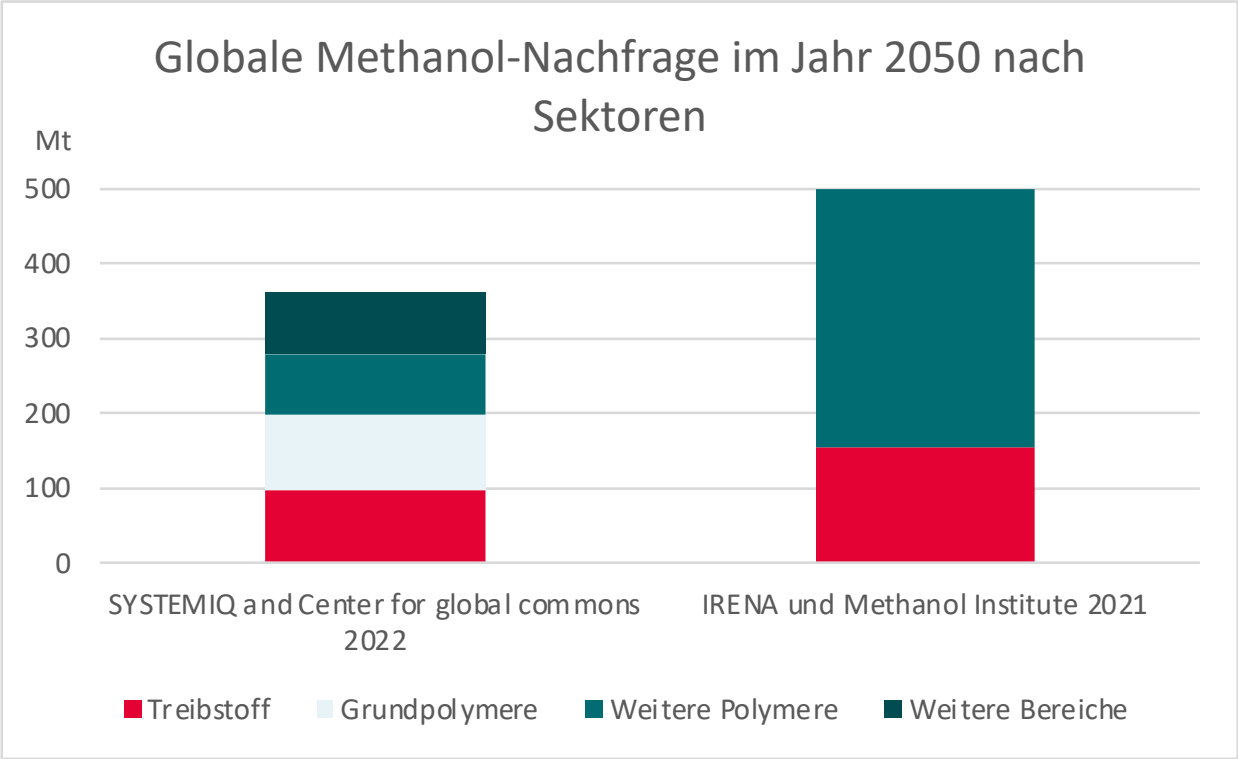
Schritt 2: Globaler Szenarienvergleich



- Der durchschnittliche Anstieg der jährlichen Nachfragemenge beträgt 9 bis 16 Mt Methanol. (Galimova et al. 2023 geben für das Jahr 2020 keine Nachfragemengen an, liegen aber mit Ihren Nachfragewerten im Jahr 2030 um den Faktor 5 über den der anderen Szenarien)

4. Methanol-Synthese

Schritt 2: Globaler Szenarienvergleich

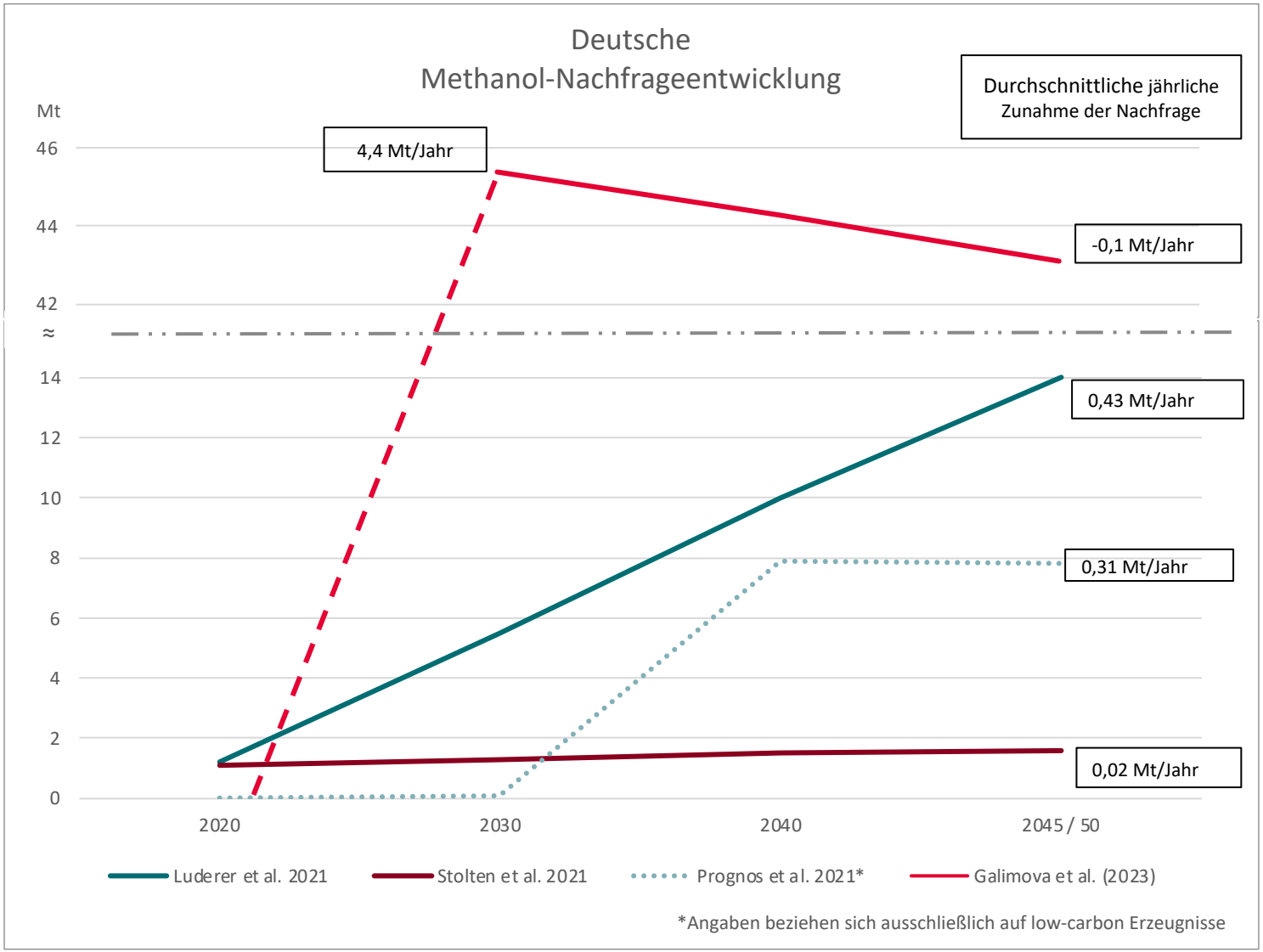


- Ein wesentlicher Bestandteil der Nachfrageentwicklung ist die Verwendung von Methanol zur Herstellung von Polymeren. Ein weiterer Einsatzbereich ist als Treibstoff im maritimen Sektor.

Eigene Darstellung

4. Methanol-Synthese

Schritt 2: Nationaler Szenarienvergleich



- Der durchschnittliche Anstieg der jährlichen Nachfragemenge beträgt -0,1 bis 0,43 Mt Methanol.
  (Galimova et al. 2023 geben für das Jahr 2020 keine Nachfragemengen an, liegen aber mit Ihren Nachfragewerten im Jahr 2030 um den Faktor 5 über den der anderen Szenarien)

Eigene Darstellung

4. Methanol-Synthese

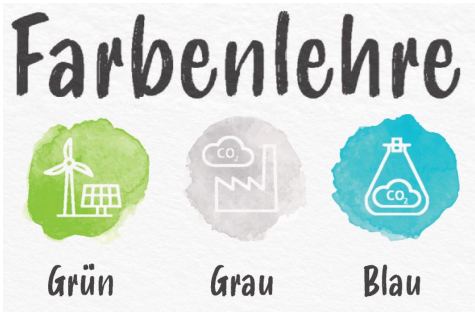
Schritt 2: Ableiten eines globalen Ausbreitungsszenarios

Wuppertal Institut

Innovation Outlook - Renewable Methanol (IRENA 2021)

Nachfrage in Millionen Tonnen pro Jahr

Jahr	Gesamt	Grau	Grün	Blau
2020	98	98	0	0
2030	150	113	37	0
2040	325	113	212	0
2045	413	113	300	0
2050	500	113	387	0



https://www.wasserstoff-leitprojekte.de

Produktionskapazitäten in Millionen Tonnen pro Jahr

Jahr	Gesamt	grau_Bestand	blau_Bestand	grün_Bestand	grau_Erweiterung	blau_Erweiterung	grün_Erweiterung
2020	98	98	0	0	0	0	0
2030	150	98	0	0	15	0	37
2040	325	113	0	37	0	0	175
2045	413	113	0	212	0	0	88
2050	500	113	0	300	0	0	87

- Bis **2030** übersteigen die grauen MeOH-Produktionskapazitäten die Nachfrage nach grünem MeOH
- Verdopplungszeit der grünen Anlagenkapazität liegt bei ≈ 6 Jahren
- **2050** werden weiterhin 23% des Methanols fossil produziert
- Großskaliger Rückbau fossiler Kapazitäten erst ab 2050, vorher deckt der Zubau den steigenden Bedarf

4. Methanol-Synthese

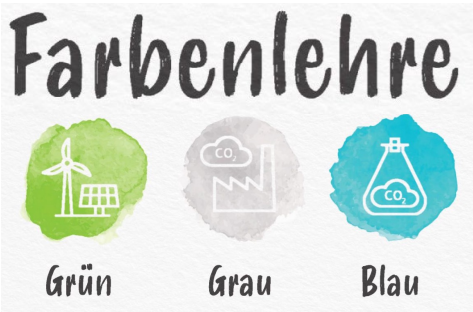
Schritt 2: Ableiten eines nationalen Ausbreitungsszenarios

Wuppertal Institut

Luderer et al. 2021: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045

Nachfrage in Millionen Tonnen pro Jahr

Jahr	Gesamt	Grau	Grün	Blau
2020	1,2	1,2	0	0
2030	5,5	1,4	4,1	0
2040	10	0	10	0
2045	14	0	14	0



https://www.wasserstoff-leitprojekte.de

Produktionskapazitäten in Millionen Tonnen pro Jahr

Jahr	Gesamt	grau_Bestand	blau_Bestand	grün_Bestand	grau_Erweiterung	blau_Erweiterung	grün_Erweiterung
2020	1,2	1,2	0	0	0	0	0
2030	5,5	1,2	0	0	0,2	0	4,1
2040	10	0	0	4,1	-5,5	0	5,9
2045	14	0	0	10	0	0	4

- Die Produktionskapazitäten wurden anhand der Nachfragemengen abgebildet.
- Ab dem Jahr **2040** wird MeOH ausschließlich über grüne Produktionsrouten hergestellt.
- Der Zubau von einer fossilen Produktionskapazität von 0,2 Mt/Jahr im Jahr **2030** und der Rückbau im Jahr **2040** wird als nicht realistisch angesehen. Wahrscheinlicher ist ein ausbleiben der zusätzlichen fossilen Produktionskapazität sowie ein frühzeitig erhöhter Zubau grüner Produktionskapazitäten.

4. Methanol-Synthese

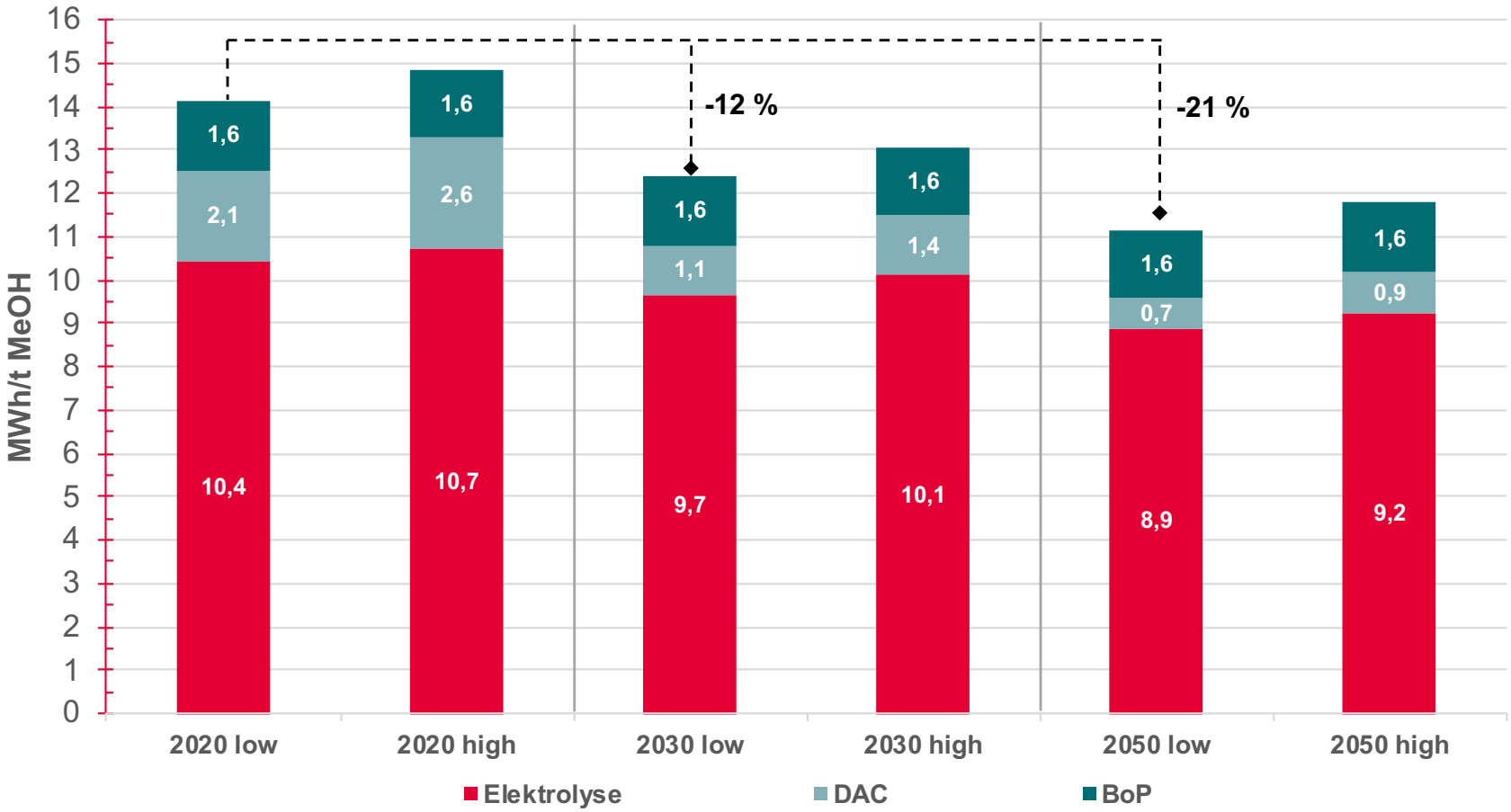
Schritt 3: Bestimmung der anlegbaren Stoffströme

- Im Falle von Methanol werden Wasserstoff und CO_2 betrachtet. Für 1 t Methanol werden stöchiometrisch **0,19 t H_2** und **1,37 t CO_2** benötigt.
  - Aufgrund möglicher Verluste und unvollständigem Umsatz der Edukte liegen die Bedarfe voraussichtlich höher.
- **Annahme im Projekt:**
  - **1,44 t CO_2/t MeOH** und **0,2 t H_2/t MeOH (2030)**
  - Bei stöchiometrischer Umsetzung von Wasser zu H_2 bedeutet das wiederum einen Wasserbedarf von **1,78 t H_2O/t MeOH**.
    - Das Wasser das im DAC-Verfahren und während der CO_2-basierten Methanolsynthese als Nebenprodukt anfällt, kann unter gängigen Annahmen den Wasserbedarf der Elektrolyse tendenziell vollständig decken
    - ob dies den Reinheitsanforderungen genügt und in dieser Größenordnung überhaupt anfällt war nicht Bestandteil der durchgeführten Untersuchungen.

4. Methanol-Synthese

Schritt 3: Bestimmung des anlegbaren Energiebedarfs

- Sinkt um bis zu **21 %** in 2050
- ca. **74 %** für die H2-Elektrolyse



➢ Der anlegbare Energiebedarf liegt **für das Jahr 2030** bei **12,4 MWh/t MeOH**

4. Methanol-Synthese

Schritt 3: Bestimmung des anlegbaren Produktionskosten

Wuppertal Institut

iN-e-W

Kosten:

- **CAPEX:** €/t MeOH
  - für Elektrolyse,
  - DAC,
  - (+ BOP)

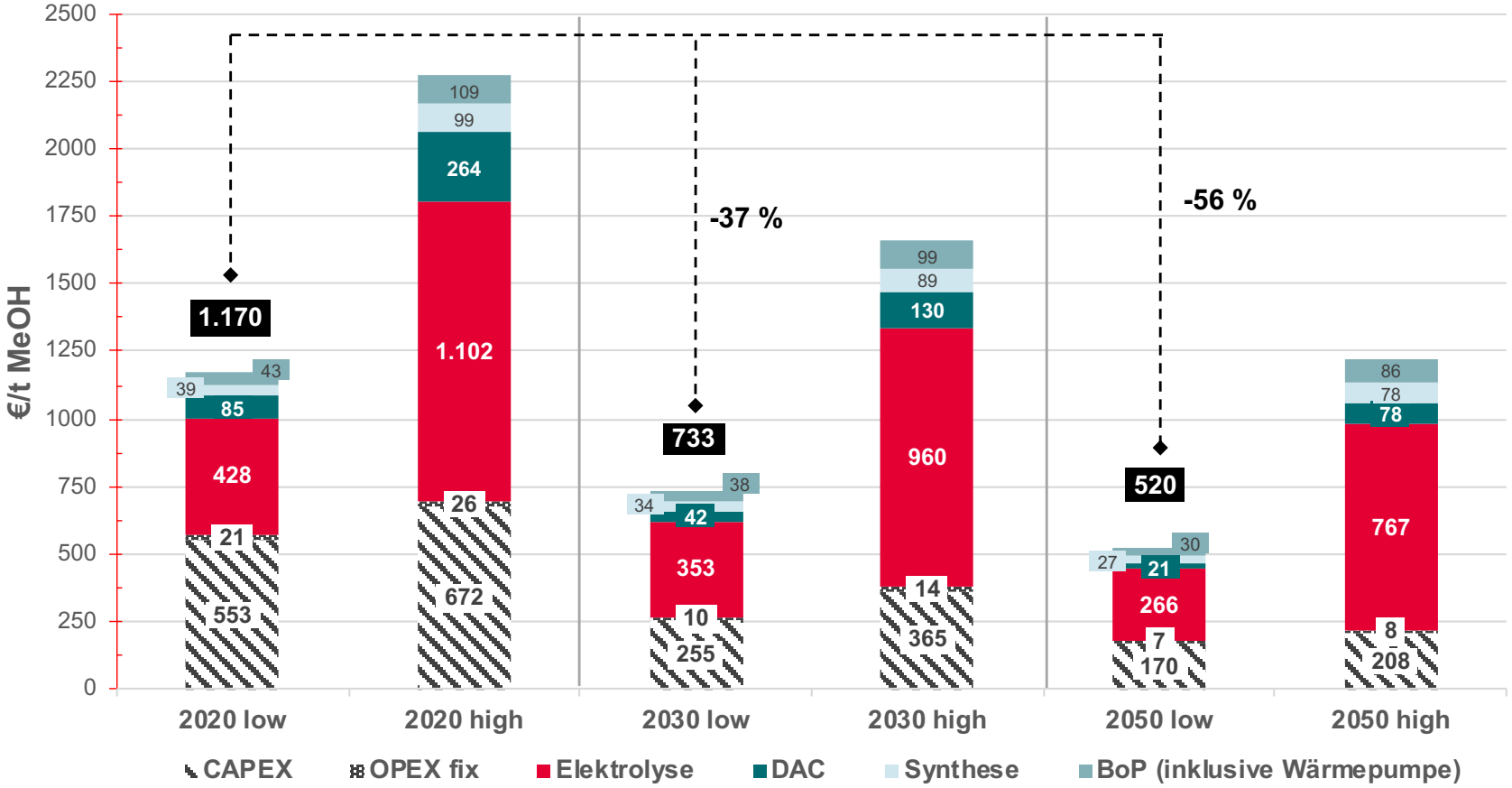
- **OPEX fix.: %** von Capex
  - Wartung/Instandhaltung
  - Stack-Replacement
  - …

- **OPEX var.:**
  - fast ausschließlich für Strom
  - Andere weitestgehend vernachlässigbar

- Transport? Aus globalen Sweet-Spots? → **Festlegung Betrachtungsraum notwendig**

4. Methanol-Synthese

Schritt 3: Bestimmung des anlegbaren Produktionskosten

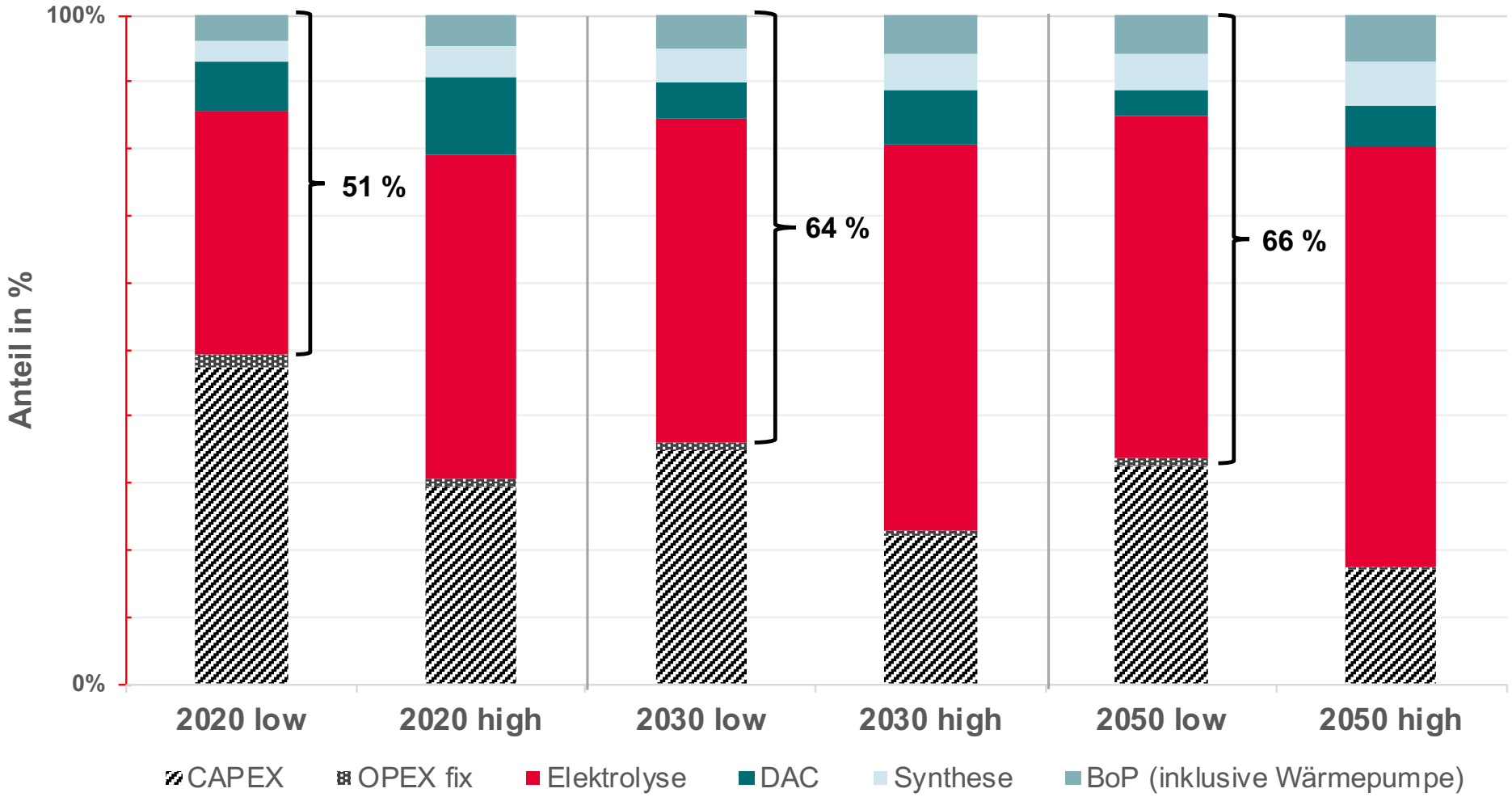


Insgesamt können die LCOM im Low-Case **bis 2030** um **37 %** auf 733 €/t MeOH und bis **2050** um **56 %** auf 922 €/t MeOH gegenüber dem Basisjahr 2020 (1170 €/t MeOH) reduziert werden.

4. Methanol-Synthese

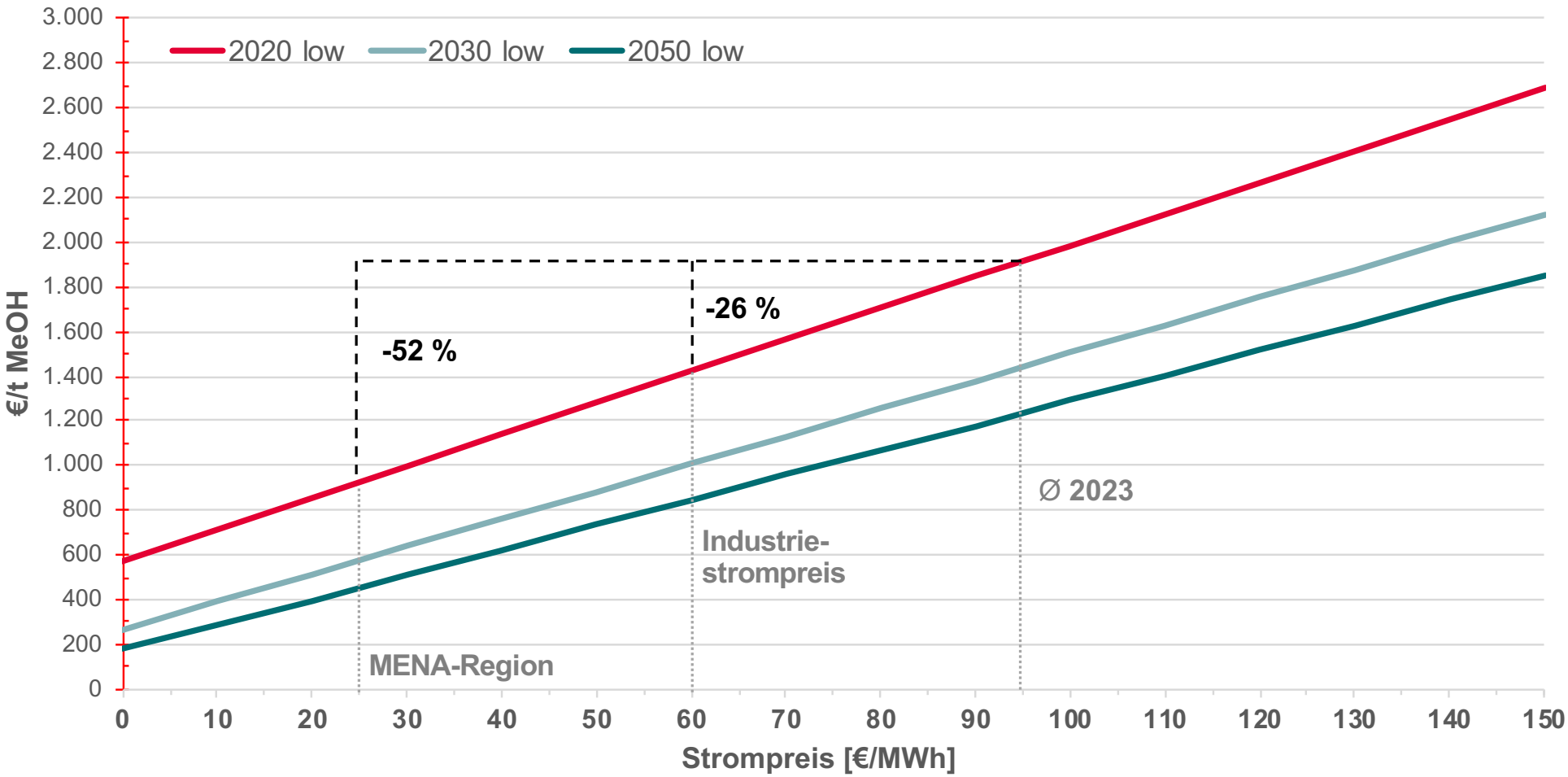
Schritt 3: Bestimmung des anlegbaren Produktionskosten

- Stromkosten machen 2050 bis zu **66%** der Gesamtkosten aus



4. Methanol-Synthese

Schritt 3: Bestimmung des anlegbaren Produktionskosten – Abhängigkeit vom Strompreis

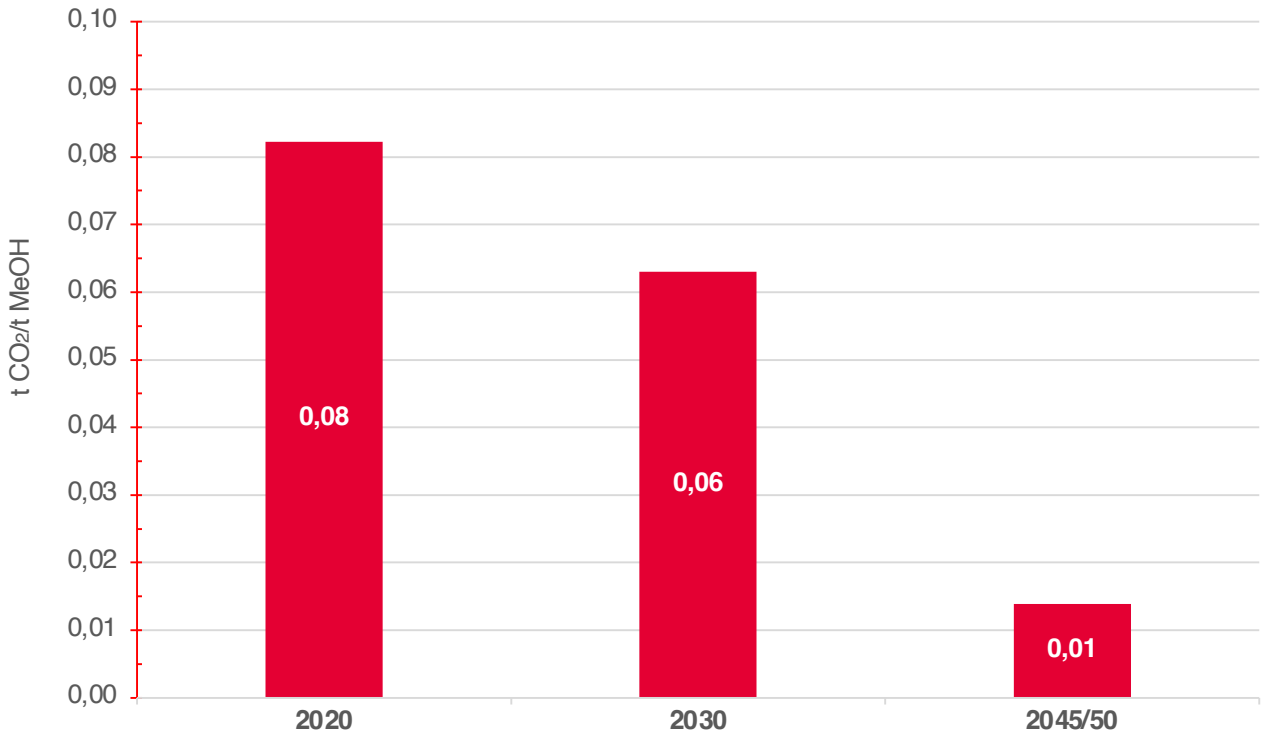


- Low-Case und MENA-Region als Benchmark
- Die LCOA liegen für das **Jahr 2030** bei **575 €/t NH_3**

4. Methanol-Synthese

Schritt 3: Bestimmung der anlegbaren Treibhausgasemissionen

- Minimale Emissionen aufgrund unvollständigen Umsatzes von CO_2 zu MeOH
- Gelangen als Residualemissionen über Purge in Atmosphäre (im Falle von DAC-CO_2 sind diese aber klimaneutral)



Analysiert wurden die Komponenten:

- Elektrolyse zur H_2-Herstellung
  - *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.*
- Direct-Air-Capture
  - *Nach Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme NRW (2022) werden für Direct Air Capture keine kritischen Rohstoffe benötigt.*
- Methanolsynthese(n):
  - *Nach Zelt et al. (2020) können kritische Rohstoffe potenziell in den Katalysatormaterialien zum Einsatz kommen.*

Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme NRW (2022). http://strom-zu-gas-und-waerme.de/wp-content/uploads/2022/07/KoVI-SGW-Abschlussbericht-Band-II-M%C3%A4rz-2022-final.pdf

Zelt et al. (2020): Siehe unter https://wupperinst.org/fileadmin/redaktion/downloads/projects/MENA-Fuels_Teilbericht3_Technologiebewertung.pdf

Option 1

- Derzeit wird lediglich ≈12% des Ammoniaks und 34% des Methanols überregional gehandelt

  → Chance für iNEW2.0-Technologie zunächst in Deutschland?

- Situation dürfte sich aber erheblich ändern (Ausrichtung der Produktion zukünftig an ”Sweet Spots” der Erneuerbaren und damit globaler Handel)

Option 2

- Aufbau grüner Produktionskapazitäten in einem erheblichen Ausmaß in einem relativ kurzen Zeitraum, wodurch eine Knappheit der Low-Carbon-Referenztechnologie entstehen könnte.

  → Chance für iNEW2.0-Technologien insofern sie großskalig verfügbar ist

Option 3

- Erwartete Knappheit von grünem H_2 (vorrangiger Einsatz für andere Prozesse wie Stahl oder Kerosin)
- Möglicherweise fehlende Engineering-Kapazität für Haber-Bosch-Reaktoren

→ Chance für iNEW2.0-Technologie

Option 4: Nischenanwendung, falls Szenarien 1-3 nicht eintreten

- Nischenanwendung der iNEW2.0-Technologie.

→ Chance für iNEW2.0-Technologie, wenn potenzielle Kunden und Vorteile für diese herausgestellt werden können

- Mögliche Vorteile sind:
  - Regionale Partnerschaften, Know-How vor Ort, PSS, höhere Zahlungsbereitschaft
  - Keine Abhängigkeit von globalen Lieferketten
  - Modularität, kleinskalige Anlagen, maßgeschneiderte Auslegung für regionale Anwendungen

5. Ableiten genereller Marktchancen

Schritt 4: Einordnung der Chancen und Risiken für die iNEW2.0-Technologie

Option 5

- Abhängigkeit der Low-Carbon-Referenztechnologie von kritischen Rohstoffen
- → Strategische Chance für iNEW2.0-Technologien, falls diese ohne als kritische geltende Ressourcen auskommen

Vielen Dank
für Ihre Aufmerksamkeit

Wuppertal Institut