

Pfadabhängigkeiten emissionsfreier Energieträger

Prof. Dr. Thomas Hamacher

Technische Universität München

TUM School of Engineering and Design

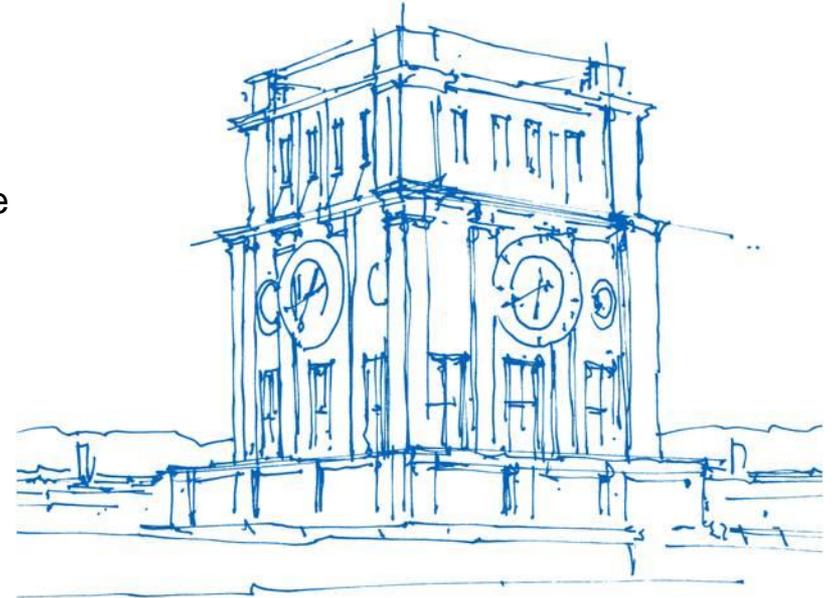
Lehrstuhl für erneuerbare und nachhaltige Energiesysteme

Garching, 23. September 2022

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Uhrenturm der TUM

Agenda

- | | |
|--|---|
| <p>13:30 Begrüßung
 apl. Prof. Dr. Markus Blesl – IER
 Prof. Dr. Thomas Hamacher - ENS</p> <p>14:00 “Einspeisung von Wasserstoff in die Gasinfrastruktur”
 Dr. Volker Bartsch, DVGW ebi</p> <p>14:30 “Die Bayerische Wasserstoffstrategie”
 Philipp Runge – Energie Campus Nürnberg (FAU)</p> <p>15:00 “Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur”
 Ernst Rauch, Munich Re</p> <p>15:30 Kaffeepause</p> | <p>16:00 “ETSAP Forschungsergebnisse”
 1) IEK-3 - Forschungszentrum Jülich
 2) ENS - TU München
 3) IER - Universität Stuttgart</p> <p>16:30 Keynote
 Prof. Dr. Thomas Hamacher</p> <p>17:00 Diskussion</p> <p>18:00 Zusammenfassung der Ergebnisse</p> <p>18:30 Ausklang im Foyer</p> |
|--|---|

Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz

Dr.-Ing. Volker Bartsch

Leiter Politik, Klimastrategie, Energieeffizienz

Der Koalitionsvertrag will den deutschen Leitmarkt für Wasserstofftechnologien



Erreichung der **Klimaneutralität** in Deutschland bis 2045 mittels **kosteneffizienter** und **technologieoffener Maßnahmen**; Novelle des Klimaschutzgesetzes noch 2022, Ziel 1,5 Grad

Realisierung eines **schnellen Markthochlaufs von Wasserstoff**, damit Deutschland bis 2030 **Leitmarkt für Wasserstofftechnologien** wird; Quote grüner H₂ in öff. Beschaffung

Ambitioniertere Ziele für die heimische **Produktion (10GW bis 2030)** sowie den **Import von Wasserstoff** und mehr Tempo beim Aufbau einer **H₂-Infrastruktur**

Dekarbonisierung der Sektoren soll möglichst **technologieneutral** ausgestaltet werden, Priorität für die H₂-Nutzung in der Industrie; kein Sektor für H₂ ausgeschlossen

Im **Wärmemarkt** werden Klimaziele verschärft: 2030 soll 50% der Wärme aus EE kommen; ab 2025 sollen „neue Heizungen“ zu 65% mit EE betrieben werden

Durch einen erheblichen Zubau **wasserstofftauglicher Gaskraftwerke** soll die Stabilität in der **Stromversorgung** gesichert werden; **Erdgas** ist für eine Übergangszeit unverzichtbar

Zur Vermeidung von fossilen Lock-in-Effekten werden Betriebsgenehmigungen für neue **Gasinfrastrukturen** an **H₂-Readiness** geknüpft werden; Branchendialog angekündigt

2045
VGW

Nationale Wasserstoffstrategie – Wird aktuell überarbeitet!



„Deutschland will Wasserstoff-Land Nummer eins werden Deutschland will in der klimafreundlichen Wasserstoff-Technologie weltweit führend werden und will dafür die industrielle Produktion vorantreiben.“ (Nationale Wasserstoffstrategie)

- Richtungsentscheidung zur Rolle von blauem und türkischem Wasserstoff treffen
- Zielgrößen für Wasserstoffproduktion und -importe setzen
- Europäische Herkunftsnachweise für Wasserstoff etablieren
- Finanzierung für H₂-Netz aufbauen und breites Förderregime einführen
- Rechtliche Rahmenbedingungen über das EnWG schaffen
- H₂-Readiness in Heizsystemen sicher stellen und KWK-Förderung einführen
- Gasverteilnetze für die Dekarbonisierung von Prozesswärme nutzen

Der Koalitionsausschuss hat im „Entlastungspaket“ weitreichende Maßnahmen zum Wärmemarkt und dem Grüngas-Hochlauf beschlossen

Mit einer Novelle des Gebäudeenergiegesetzes noch in diesem Jahr wollen wir **im Neubau ab dem 1. Januar 2023 den Effizienzstandard 55** verbindlich festlegen.

Wir werden jetzt gesetzlich festschreiben, dass **ab dem 1. Januar 2024 möglichst jede neu eingebaute Heizung zu 65 Prozent mit Erneuerbaren Energien** betrieben werden soll.



Wir wollen die **Produktion heimischer Grün-Gase weiter steigern** und die Rückverstromung weiter flexibilisieren. Dabei sollte **Biomasse stärker für Methanisierung und Einspeisung ins Gasnetz** genutzt werden.

Wir werden den **Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft beschleunigen** und mit Hochdruck internationale Lieferpartnerschaften vorantreiben. Zudem werden wir die Diversifizierung der Energiequellen auch durch **den Import klimaneutralen Wasserstoffs** und seiner Derivate sicherstellen.

Rechtsgrundlage EnWG

DVGW für Wasserstoff als Regelsetzer im EnWG an zwei Stellen benannt.

Benennung des DVGW in § 49 auch für Wasserstoff konnte erreicht werden.

Verankerte Neufassung § 49 EnWG

(2) Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von

1. Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.,
2. Gas **und Wasserstoff** die technischen Regeln (~~der Deutschen Vereinigung~~) des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V.

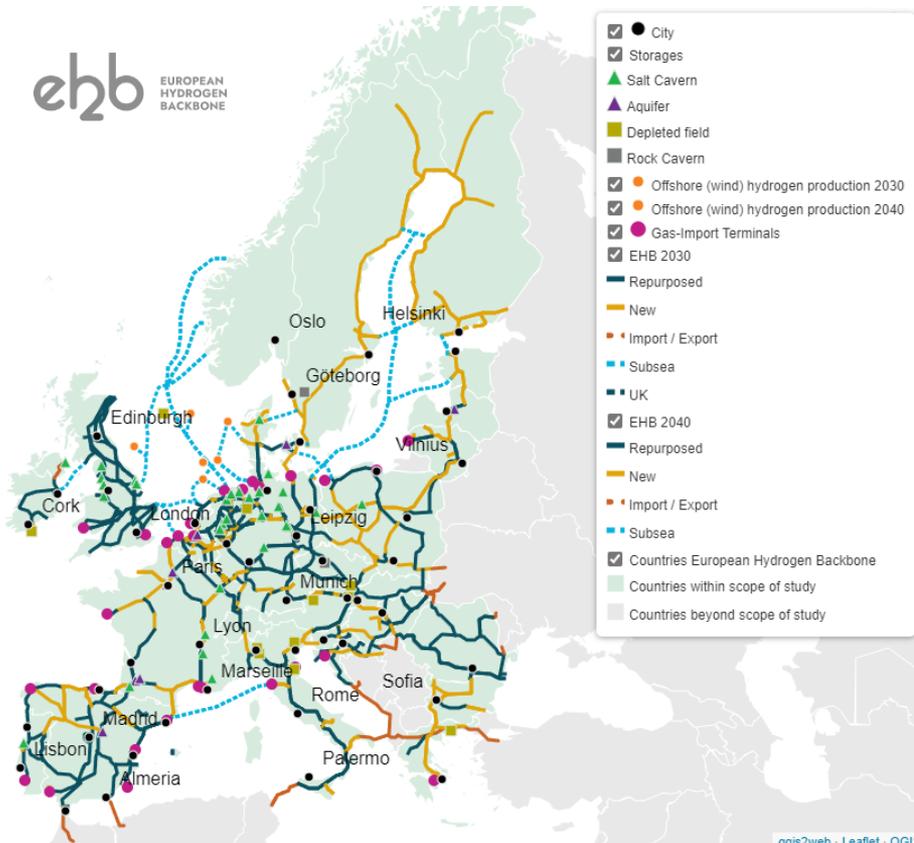
§ 113c Sachverständigengutachten für „jede“ Umstellung auf 100% H₂

- Jede Umstellung (egal, welche Druckstufe oder Marktrolle) ist anzuzeigen und durch Gutachten zu begleiten.

Aufbau des Transportwasserstoffnetzes

EHB European Hydrogen Backbone, H2-Startnetz, H2ercules

ehb EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE



qgis2web · Leaflet · QGIS



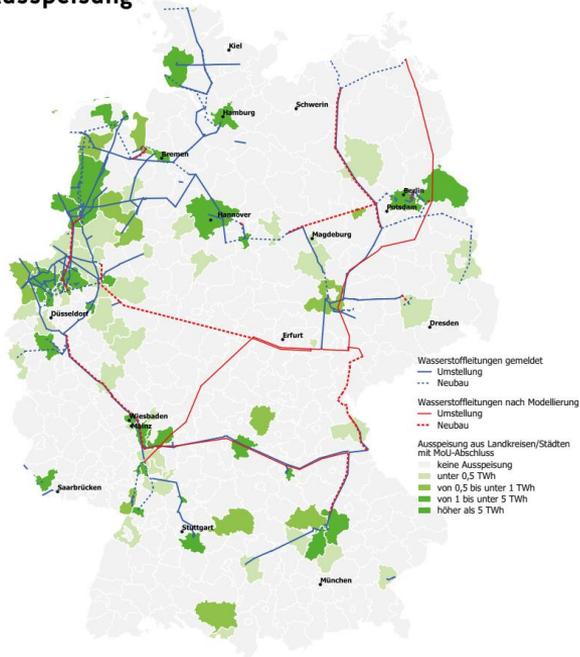
Disclaimer: Die Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher- und Erzeugungskapazitäten keine Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.



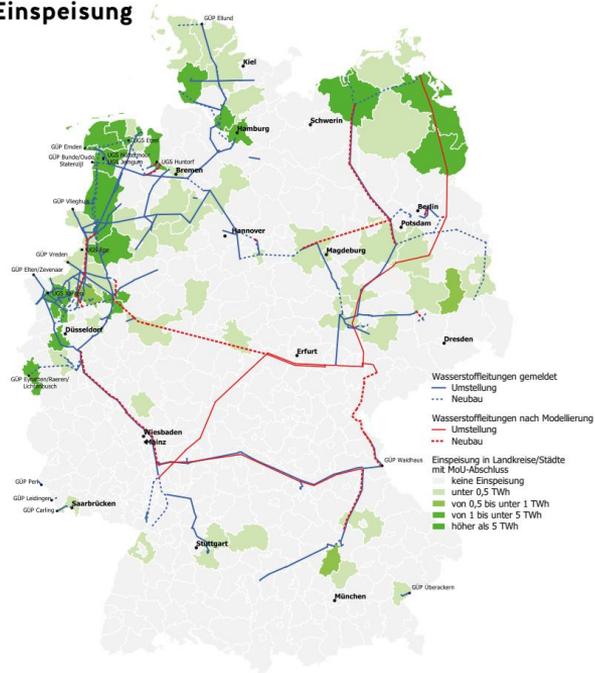
Top-Down-Planungen der Transportnetzbetreiber (H2-Bericht)

Abbildung 4: Netzausbaumaßnahmen Wasserstoffvariante 2032

Ausspeisung



Einspeisung



Hinweis: Alternative Ausbaumaßnahmen zur Erfüllung der gleichen Transportaufgabe innerhalb eines Wasserstoffkorridors werden in den Ausbaukarten nicht dargestellt. Diese werden jedoch im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 Zwischenstand in Anlage 3 ausgewiesen.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber, schematische Darstellung

H2vorOrt & Gasnetzgebietstransformationsplan



— Deutsches Gasnetz
(dargestellt in der
Druckstufe > 4 bar.)

Längen

Fernleitungsnetze 38.500 km

Verteilnetze 512.200 km

	Fernleitungsnetze	Verteilnetze
Industrielle und gewerbliche Letztverbraucher	500	>1.800.000
Gasversorgte Haushalte	-	19.000.000
Ausspeisung	187 TWh	764,5 TWh (davon 482 TWh in Industrie und Strom)

Quelle: Monitoringbericht der BNetzA (2020), BDEW „Wie heizt Deutschland 2019“

- Versorgen 50% der deutschen Haushalte mit Wärme
- Haushalte, Gewerbe und Industrie hängen am selben Netz
- Hoher Grad an Vermaschung, flächendeckend vorhanden
- Moderne Technologien und hochwertige Materialien.

Der Großteil der deutschen Industrie, des Mittelstandes und Haushalte sind an den Gasverteilnetzen angeschlossen.

H2vorOrt ist die zentrale strategische Plattform für Gasverteilnetzbetreiber im DVGW



- Mitgliederzahl wächst auf 45
- Zusammenarbeit mit dem VKU
- Zentrale Arbeit: GTP
 - Der GTP-Leitfaden wurde erarbeitet
- Mediale Sichtbarkeit:
 - Social Media
 - 5 Veröffentlichungen
 - Website
 - Parlamentarisches Frühstück
 - Pressehintergrundgespräch + Berichterstattung

Vorsitzende:
 Florian Feller (erdgas schwaben)
 Dr. Jürgen Grönner (Westnetz)

DER WEG IN DIE KLIMANEUTRALITÄT VOR ORT - DAS IST UNSER FAHRPLAN:

Fiktives sektioniertes Verteilnetz



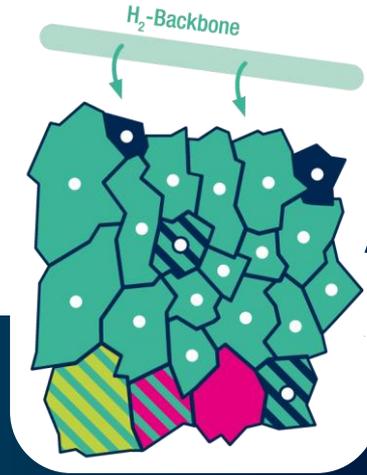
I. Ausgangslage
heute



II. Initialphase
ab sofort



III. Ausbauphase
ab 2026



IV. Zielzustand
spätestens 2045

Das gesamte Netz ist klimaneutral.



Versorgung mit Erdgas



H₂-ready



100% H₂ regional erzeugt



100% H₂ mit/über Backbone



Biomethaneinspeisung



20% H₂ regional erzeugt



20% H₂ über Backbone



Biomethan mit 20% H₂



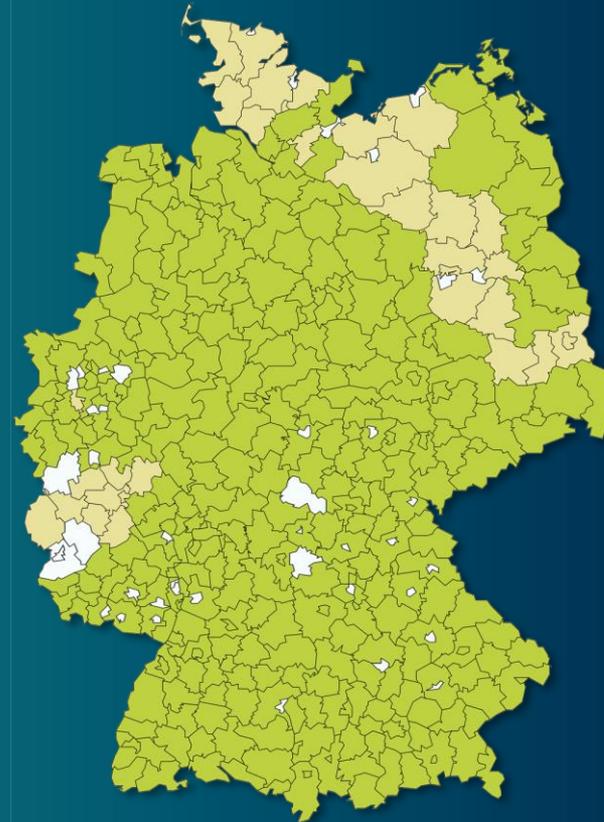
100% EE-Methan (aus Backbone-H₂ und Bio-CO₂)



80% EE-Methan (s.o.) & 20% Backbone H₂

180

Gasverteilnetzbetreiber deutschlandweit haben eine Meldung eingereicht, 10 weitere Verteilnetzbetreiber haben den Beginn des Planungsprozesses gemeldet, ohne jedoch für 2022 einzureichen.



-  GTP-Abgabe 2022
-  GTP-Abgabe ab 2023
-  Bisher keine Beteiligung

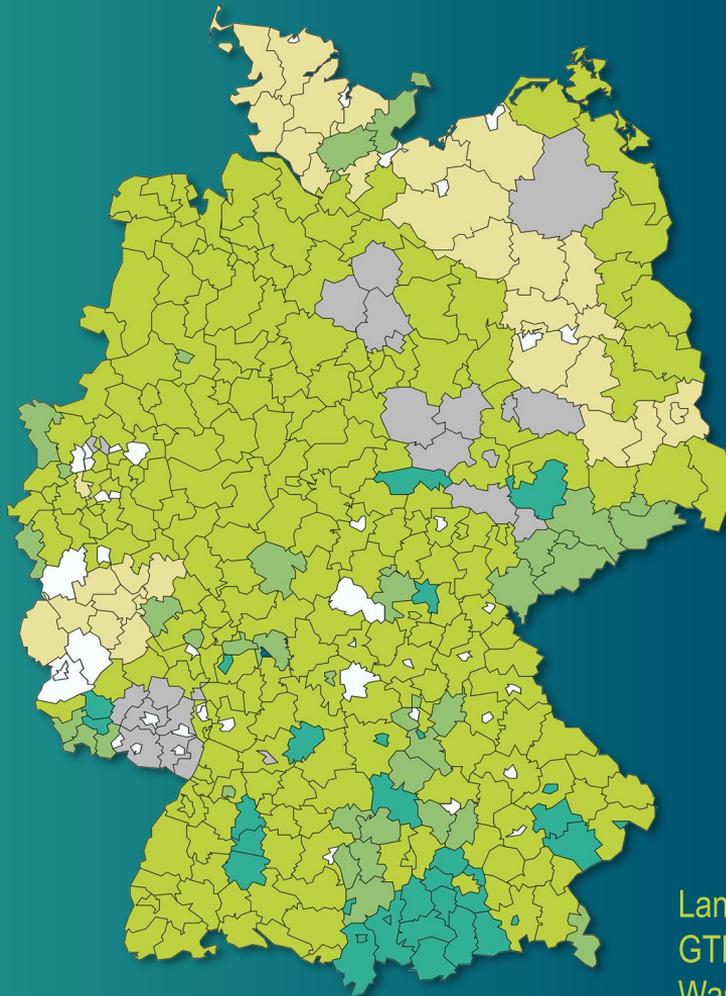
Landkreise in denen Gasnetze liegen, die von einem GTP-Teilnehmer betrieben werden.



Bis 2030

wird in weiten Teilen Deutschlands mit der ersten Einspeisung von Wasserstoff begonnen.

-  H₂ bis 2030
-  H₂ bis 2035
-  H₂ bis 2040
-  H₂ bis 2045
-  Keine Daten
-  GTP-Abgabe ab 2023
-  keine Beteiligung

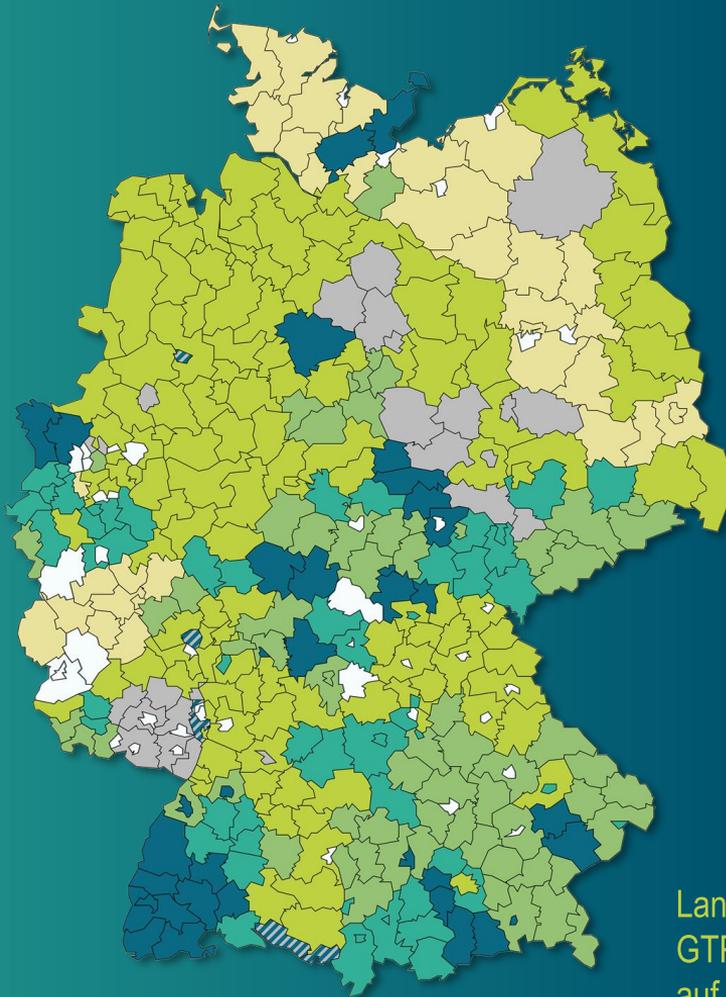


Landkreise in denen Gasnetze liegen, in die ein GTP-Teilnehmer bis zum angegebenen Zeitpunkt Wasserstoff einzuspeisen plant

Erste 100% H₂-Netze

werden in vielen Teilen Deutschlands bereits bis 2030 erwartet. In den 2030er Jahren geschehen großflächige Umstellungen.

- bis 2030
- bis 2035
- bis 2040
- bis 2045
- Keine Daten
- GTP-Abgabe ab 2023
- keine Beteiligung



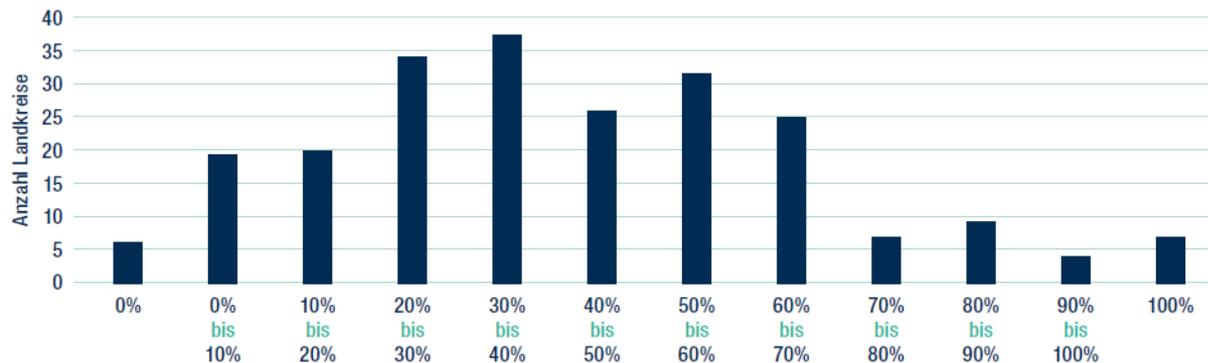
Landkreise in denen Gasnetze liegen, in die ein GTP-Teilnehmer bis zum angegebenen Zeitpunkt auf 100% H₂-Netze umzustellen plant

Industrie und Wohnbebauung sind im Verteilnetz gemeinsam versorgt



Es ist sinnvoll Industrie- und Wärmewende mit Wasserstoff gemeinsam zu denken. Dies ist insbesondere wichtig für eine erfolgreiche kommunale Wärmeplanung.

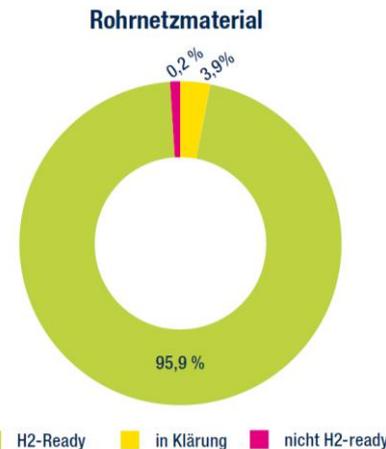
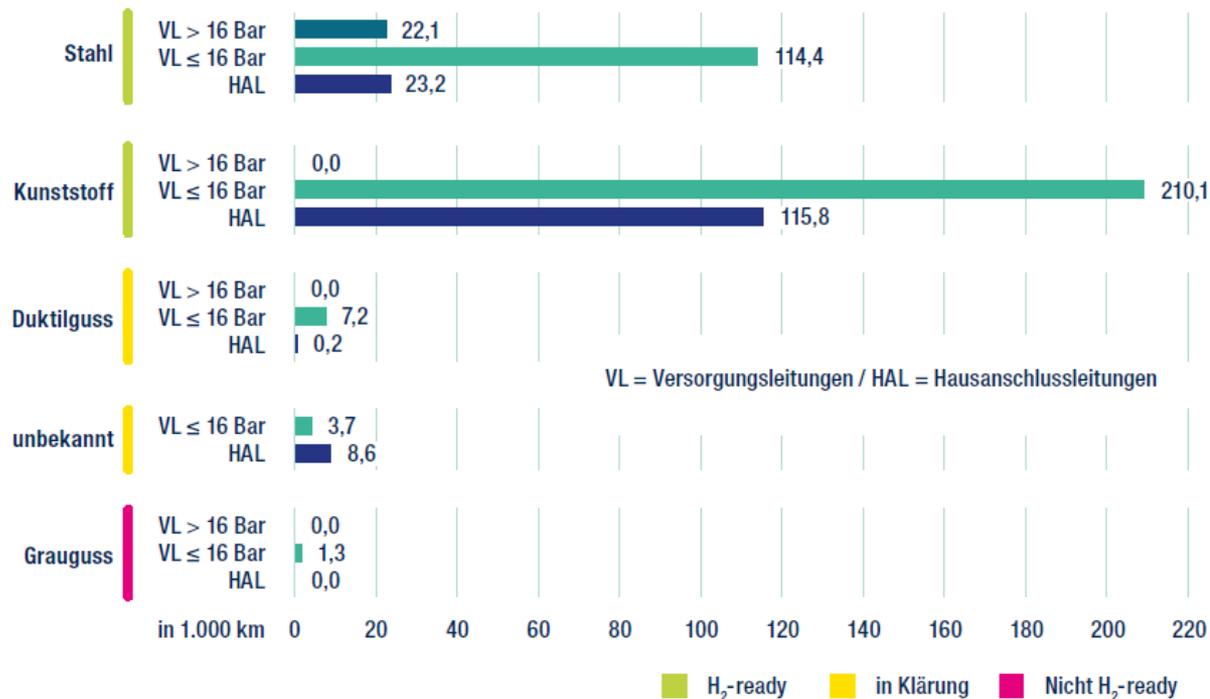
Anteil RLM-Jahresmenge an Gesamtjahresmenge pro Landkreis*



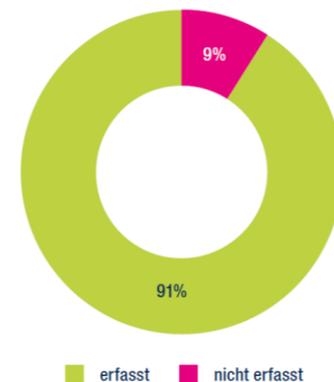
Gesamt*	Meldungen mit Aufschlüsselung**	EU-ETS	EU-Taxonomie	marktlich	sonstige	Meldungen ohne Aufschlüsselung
42,5 TWh 1.200 Kunden 30 Netzbetreiber 76 Landkreise	35,5 TWh 900 Kunden 25 Netzbetreiber 63 Landkreise	70%	12%	12%	14%	7,2 TWh 300 Kunden 5 Netzbetreiber 15 Landkreise

Nur 0,2% der Rohrleitungen müssten sicher getauscht werden.

95,9% der in der DVGW Statistik G 410 gemeldeten Rohrleitungen bestehen aus den H₂-ready Werkstoffen Kunststoff und Stahl, 3,9% sind zu klären. Somit bestehen seitens des Rohrmaterials keine Hindernisse für eine großflächige Umstellung.



Anteil der Abdeckung der DVGW Gas-Wasser-Statistik an 554.500 km Gasverteilnetz

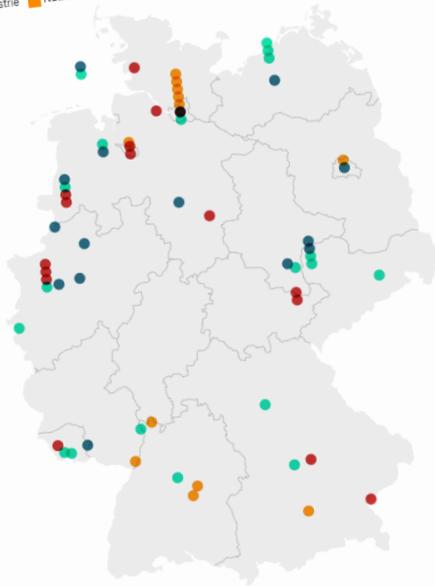


Wasserstoffprojekte nehmen rasant zu

Die wichtigsten Wasserstoff-Projekte in Deutschland

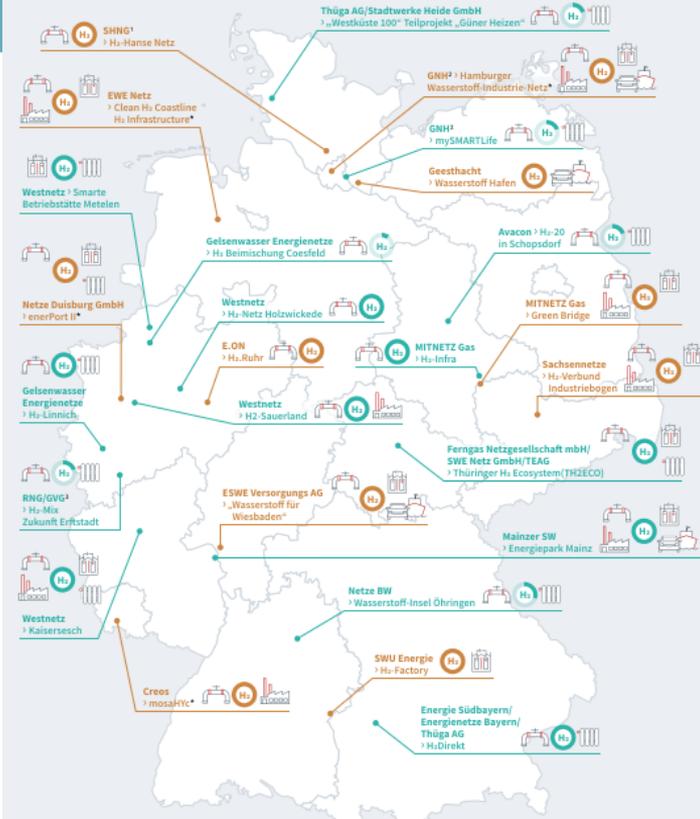
Die Bundesregierung hat 62 förderungswürdige Wasserstoff-Großprojekte ausgewählt. Unsere interaktive Projektkarte zeigt die Standorte und Details.

■ Erzeugung ■ Infrastruktur ■ Nutzung Industrie ■ Nutzung Verkehr



Grafik: CHEMIE TECHNIK • Quelle: BMWi • Erstellt mit Datawrapper

Übersicht dezentraler Wasserstoff-Projekte mit Schwerpunkt im Verteilernetz



Die Abbildung basiert auf einer gemeinsamen Abfrage der Verbände BDEW, DVGW und VKU.

BDEW Copyright (Stand: Juni 2022)

● Projekt in Umsetzung bis 2024
● Projekt in Planung

100% Gleichmischung von Wasserstoffanteil in Prozent dargestellt

*Förderzulage ausstehend

Netz H₂-Erzeugung H₂-Mobilität Industrie Wärme

DVGW erfüllt seinen EnWG-Auftrag

über zwei-stufiges Vorgehen wird die kurzfristige Anwendbarkeit des DVGW-Regelwerks für Wasserstoffnetze erreicht

Spezi-
fischer
Regelungs-
inhalt H₂

Inhaltliche
Regelungs-
dichte
bis 90%
für
CH₄ und H₂
identisch

- Erarbeitung DVGW-Leitfäden H₂



Stufe I bis 2021

- Schutzmaßnahmen mit Bezug auf H₂
→ Basis für Einzelabnahmen

- Schutzmaßnahmen mit Bezug auf Erdgas
- Allgemeine Schutzmaßnahmen

- Identifikation von Kernthemen
- Klärung durch F&E resp. externer Expertise
- Einarbeitung H₂ in das RW

Stufe II 2020-2024*

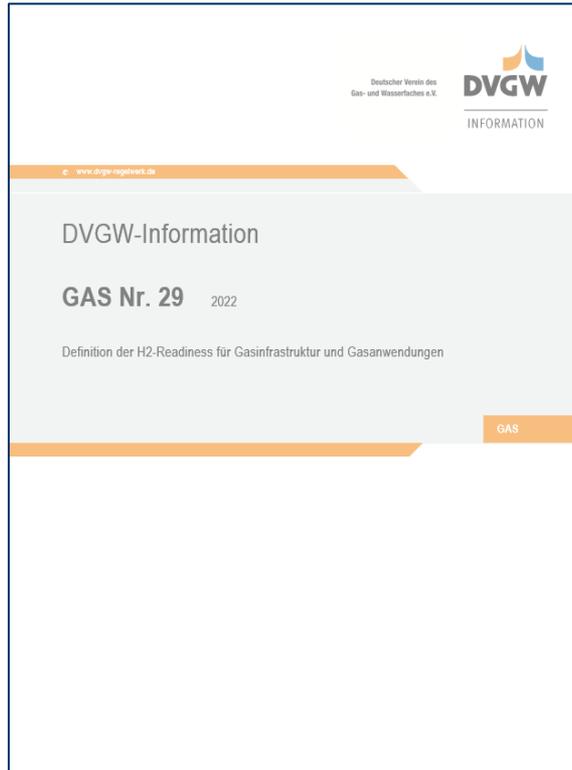


*) Kernregelwerk – vollständige Überarbeitung aller Normen bis 2027

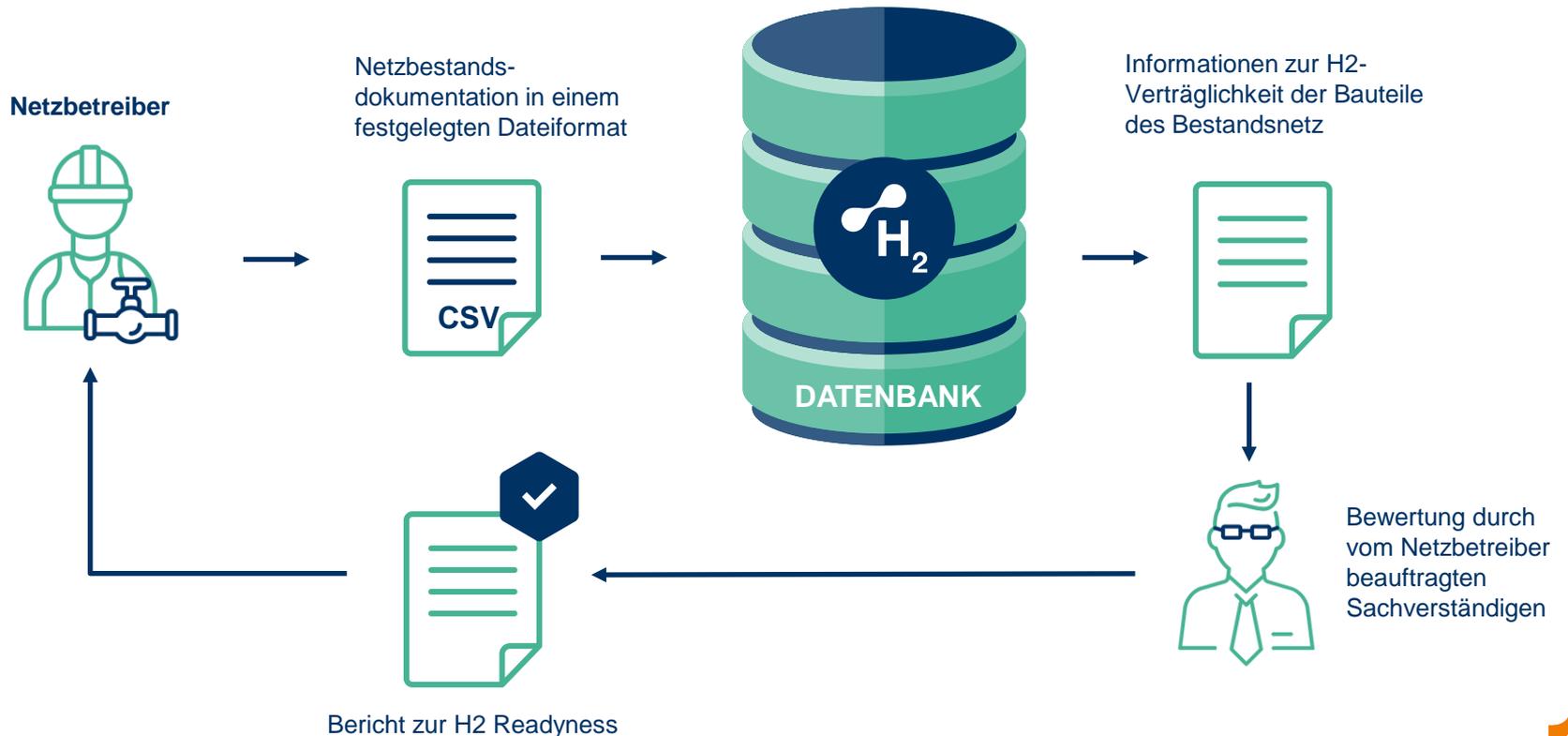
- Schutzmaßnahmen mit Bezug auf Gas
- Allgemeine Schutzmaßnahmen

Alle Regelwerksdokumente Gas – einschließlich Normenwerk

Definition der H2-Tauglichkeit in Vorbereitung



DVGW H2-Datenbank: automatisierte Auswertung des Netzbestandes



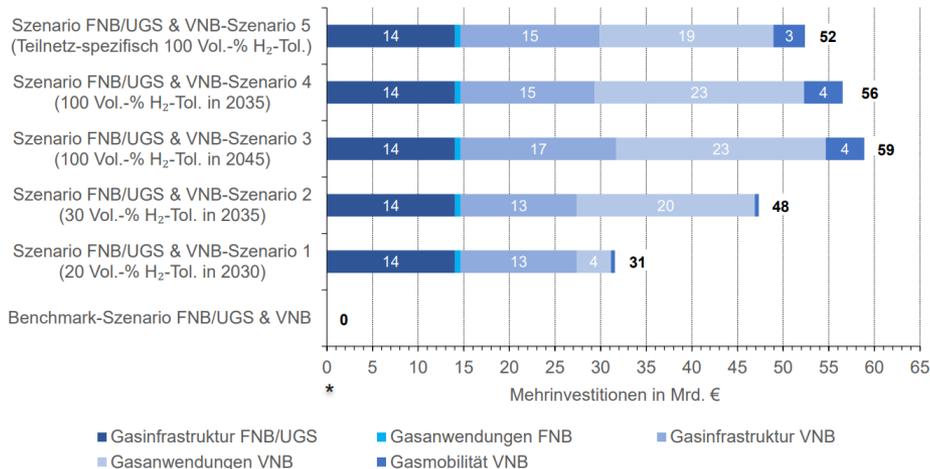
Biomethan- und Wasserstoffhochlauf

Ein paar Fakten

DVGW Roadmap Gas schätzt die VNB-Transformationskosten des Gesamtnetzes auf rd. 15 Mrd. Euro.

Ergebnisse der Transformationspfade

Zusammenführung und Vergleich der Szenarien (FNB + VNB S1 ... S5)



Szenarienvergleich: Mehrinvestitionen (2021-2045)

Fazit

- Höhe der Mehrinvestitionen variabel in Abhängigkeit von:
 - angestrebter H₂-Verträglichkeit,
 - Anzahl der Stufen und
 - Anpassungszeitpunkt
- Der Unterschied zwischen 30 und 100 Vol.-% H₂ in den Transformationskosten ist gering

* Benchmark: hier werden kein H₂-Netz aufgebaut oder Netze für H₂ angepasst

Fraunhofer bewertet H2 in der Wärme neu:

„Die Option H2 sichert das Erreichen der mittel- (ab 2030) und langfristigen Klimaziele in der Industrie und Energieerzeugung (Fernwärme) ab und erweitert den Lösungsraum für die Dekarbonisierung der privaten Haushalte. Hierfür ist ein bedarfsgerechter Aus- bzw. Umbau der notwendigen Infrastrukturen zwingend erforderlich. Die Versorgung von Wohngebäuden mit H2 darf nicht prinzipiell ausgeschlossen werden und sollte im Lösungsraum erhalten bleiben.“ (06/2022)



FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE
FRAUNHOFER INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK IEE

ERSTE ABLEITUNGEN AUS DER „BOTTOM-UP STUDIE ZU PFADOPTIONEN EINER EFFIZIENTEN UND SOZIALVERTRÄGLICHEN DEKARBONISIERUNG DES WÄRMESektors“ MIT BLICK AUF DIE KOMMUNALE WÄRMEPLANUNG UND DIE ROLLE VON WASSERSTOFF

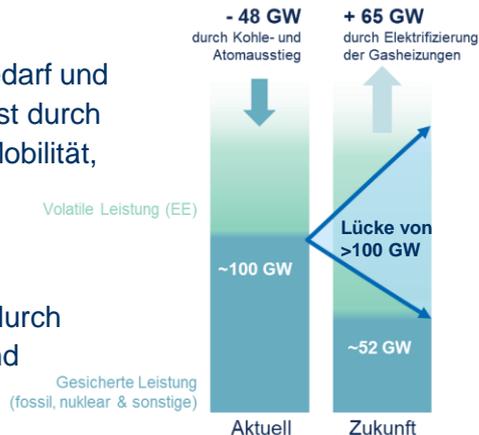
Zwischenbericht zum Projekt Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrates

Warum überhaupt grüne Gase? – Beispiel: Herausforderungen bei einer Elektrifizierung des Wärmemarktes

Bei einer großen Zahl **elektrischer Wärmepumpen** ist eine **hohe Back-up-Leistung** erforderlich.

Spannungsfeld

- Steigender Strombedarf und steigende Spitzenlast durch Elektrifizierung (E-Mobilität, strombasierte Wärmeerzeugung)
- weniger gesicherte Kraftwerksleistung durch geplanten Kohle- und Atomausstieg



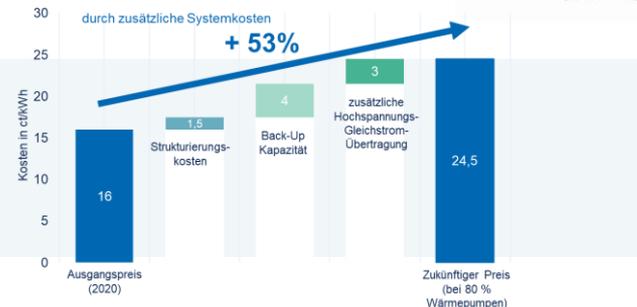
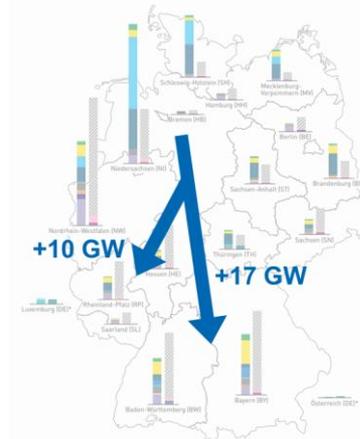
Die Folge: Der **Wärmestrompreis** (ohne Steuern und Umlagen) **steigt um mehr als 50 Prozent** von aktuell 16 ct/kWh auf 24,5 ct/kWh (Kosten Verteilnetzausbau noch nicht einberechnet).

Quelle: Frontier Economics im Auftrag des DVGW

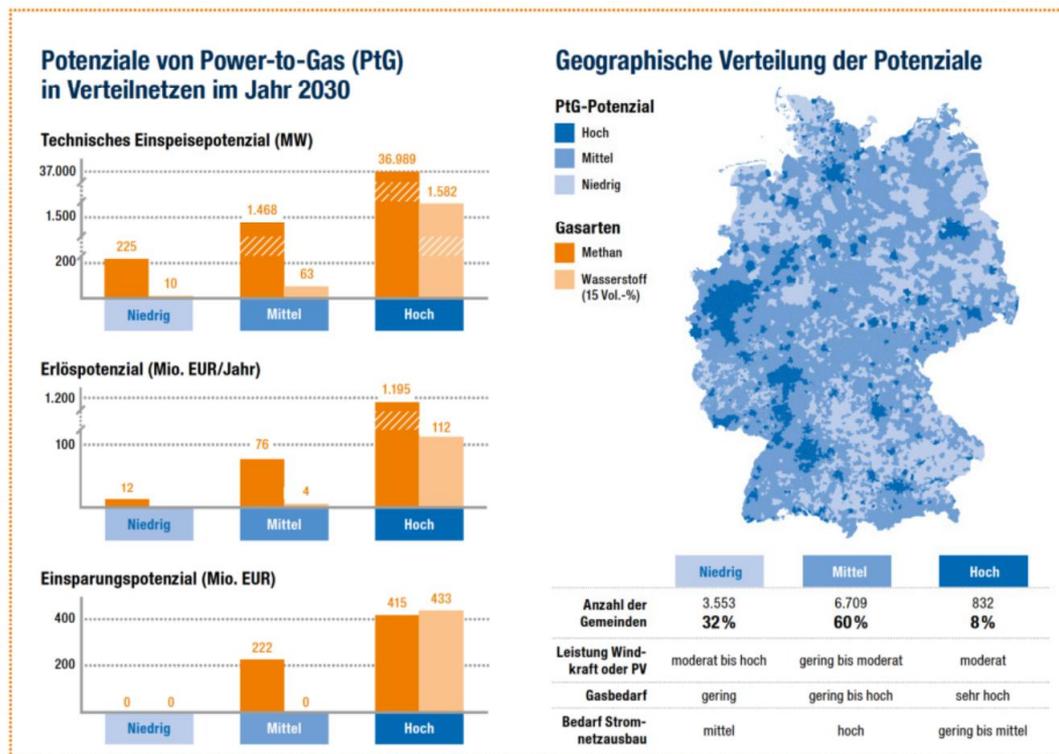
Zusätzlich 27 GW Übertragungsleistung Richtung Süden notwendig bei starkem **Fokus auf Wärmepumpen**

Spannungsfeld

- Hohe EE-Potenziale und Erzeugungsüberschuss im Norden
- 50 % aller Haushalte und hoher Energiebedarf im Süden



40 GW dezentrale Elektrolyse in Deutschland entlastet den Stromnetzausbau optimal



¹⁾ Die möglichen positiven Effekte von Power-to-Gas auf den Ausbaubedarf und Maßnahmen zur Systemsicherheit im Hochspannungs- und Übertragungsnetz wurden in dieser Studie nicht bewertet.

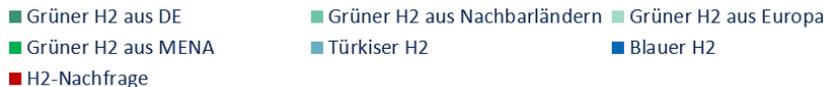
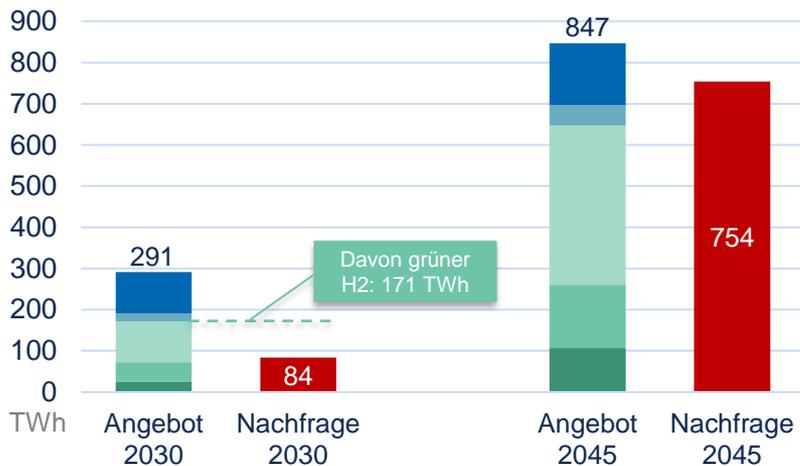
²⁾ <https://www.ptx-allianz.de/markteinfuehrungsprogramm>

³⁾ Randbedingungen: 1 Anlage/Gemeinde, minimaler Gasbedarf an Sommertagen, Mindestanlagengröße und 15 Vol.% Beimischungsgrenze für Wasserstoff.

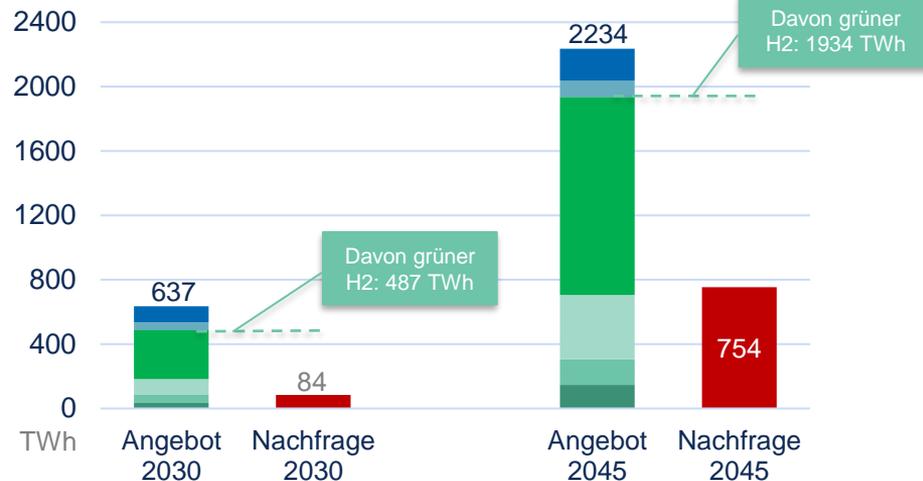
⁴⁾ DVGW (2015): Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze

Eine neue Studie des DVGW zeigt der Politik, wie der schnelle Hochlauf von Wasserstoff und Biomethan gelingen kann

Base Case



Optimistischer Case



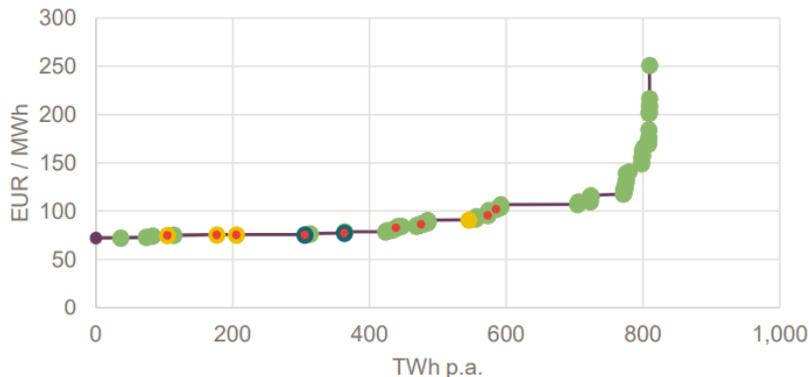
Quelle: Frontier Economics im Auftrag des DVGW

Auch die höchsten Nachfrageszenarien werden im „Base Case“ in den Jahren 2030 und 2045 gedeckt. Somit kann ausreichend Wasserstoff für den Wärmemarkt bereitstehen.

Im „optimistischen Case“ könnte man 2045 sogar den gesamten Primärenergiebedarf mit H₂ decken!

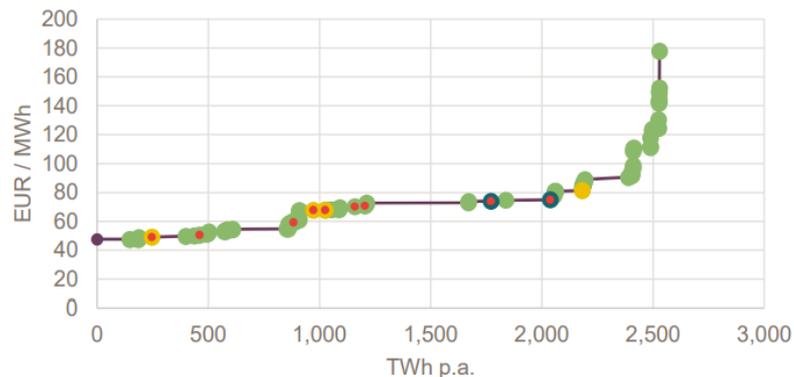
Quelle: Frontier Economics im Auftrag des DVGW

Angebotskurve für 2030



— Optimistisch: Angebotskurve
● Grüner H₂
● Biomethan
● Blauer & türkiser H₂
● Lokale Produktion

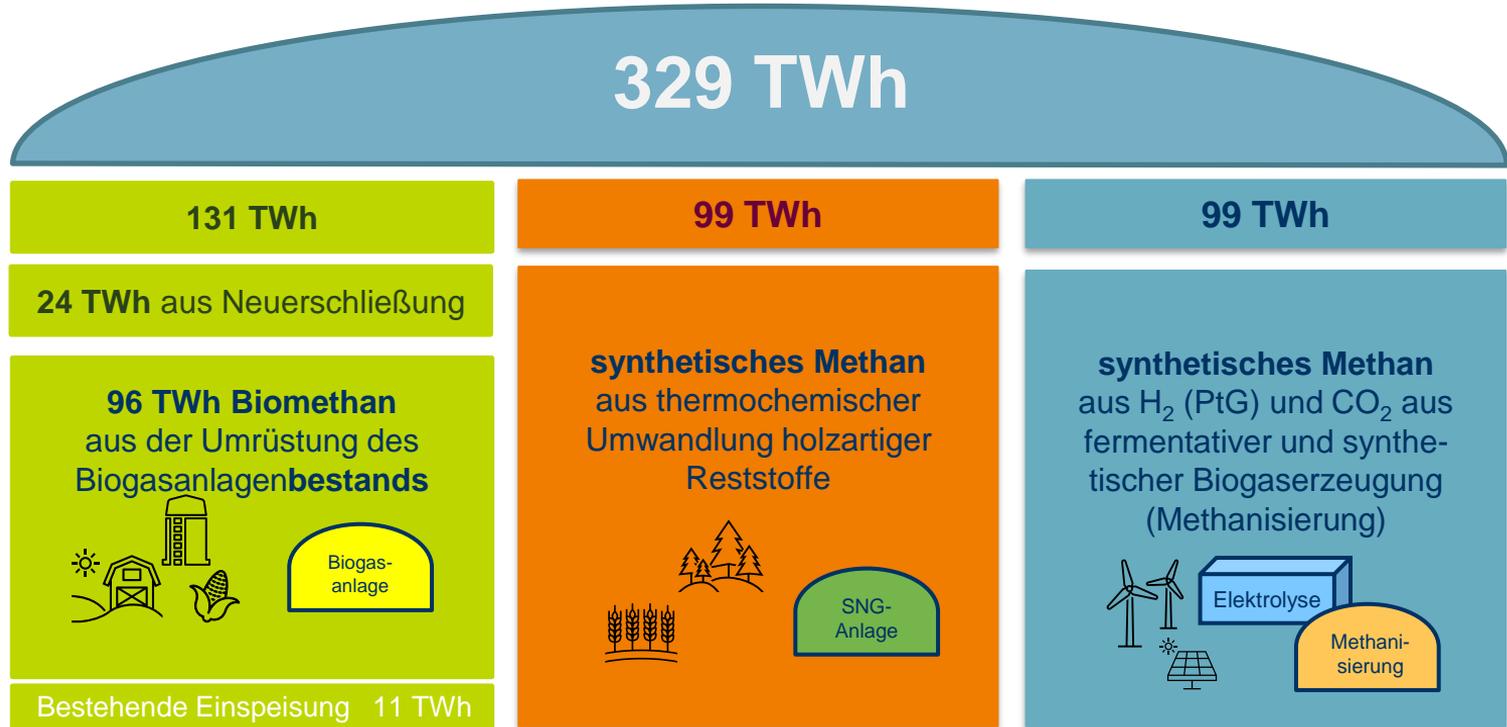
Angebotskurve für 2045



— Optimistisch: Angebotskurve
● Grüner H₂
● Biomethan
● Blauer & türkiser H₂
● Lokale Produktion

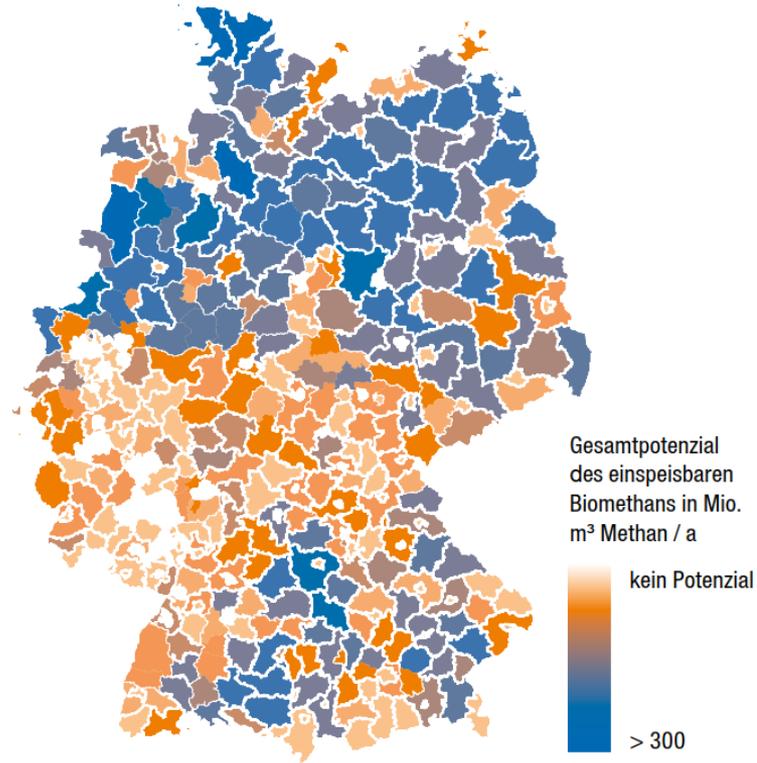
Die Kostenbetrachtung des optimistischen Szenarios zeigt zudem, dass in 2030 und 2045 die Kosten ggü. dem „Base Case“ sinken und die wirtschaftliche Reihenfolge der verschiedenen klimaneutralen Gase zweitrangig wird.

Hohes heimisches Gesamtpotenzial für klimafreundliches, biogenes Methan im Jahr 2050



Gesamtpotenzial für erneuerbares Methan im Jahr 2050 höher als bisher angenommen – kann über ein Drittel des deutschen Gasbedarfes decken

- Mit 329 TWh besteht ein höheres heimisch nachhaltig erzeugbares Erzeugungspotenzial als häufig angenommen. Damit könnte ein Großteil der russischen Gaslieferungen substituiert werden.
- Die Potenziale von Biomethan beruhen auf Rest- und Abfallstoffen, Holzresten sowie ausschließlich dem nachhaltigen und gewässerschonenden Anbau von Biomasse.
- **70% der bestehenden Biogasanlagen** eignen sich für die Kombination mit Elektrolyse und den Anschluss an das Gasnetz - auch Anlagen < 250 kW
- **Mehr als 2000 Biogasanlagen** haben das Potenzial über Rohbiogassammelleitungen verbunden und an das Gasnetz angeschlossen zu werden.
- Der Anschluss einer Anlage an das Gasnetz kann auch kurzfristig realisiert werden.
- **Rund 100 Einspeisebegehren sind derzeit in der Anbahnung!**



Quelle: DBI-Datenbank 2018

Jetzt Lieferketten und Infrastrukturen aufbauen!

Danke für Ihr Interesse!

Kontakt: volker.bartsch@dvgw.de

Die Bayrische Wasserstoffstrategie und Pfadabhängigkeiten emissionsfreier Energieträger

ETSAP Workshop – „Pfadabhängigkeiten emissionsfreier Energieträger“

Ort: Garching

Datum: 23.09.2022

Zentrum Wasserstoff.Bayern und Wasserstoffbündnis Bayern



Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B)

Strategie- und Koordinationsstelle des Freistaats Bayern für Wasserstoffthemen in Bayern

Ziele:

- ▶ Stärkung der Wasserstoffwirtschaft in Bayern
- ▶ Rollout der Wasserstoff-Nutzung in einem breiten Anwendungsspektrum

Aktivitäten:

- ▶ H₂-Strategie & H₂-Roadmap-Entwicklung
- ▶ Beratung der Bayerischen Staatsregierung
- ▶ Markt- & Technologieanalysen
- ▶ Öffentlichkeitsarbeit & Vernetzung

www.h2.bayern



Wasserstoffbündnis Bayern

Networking-, Informations- und Interessensplattform für Wasserstoffakteure in Bayern

Partneranzahl: > 280 H₂-Akteure

Angebote für Bündnispartner:

- ▶ Workshops (zur Vernetzung und Information)
- ▶ Technologie-Vermittlung
- ▶ Erste Projektberatung
- ▶ Infobriefe
- ▶ Besuche von Delegationen
- ▶ Gemeinsame Messestände

www.h2.bayern/wasserstoffbuendnis/

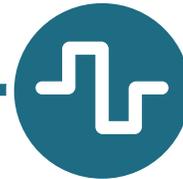


Koordination

Strategieprozess



Mai 2020: Positionspapier zu H2 in Bayern



Mai 2020: Bayerische Wasserstoff Strategie



April 2022: Wasserstoff-Roadmap Bayern



<https://h2.bayern/wasserstoffstrategie/>

Wasserstoff-Roadmap Bayern

- Veröffentlichung durch das Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B) im April 2022
- Ziele:
 - Aufzeigen von Perspektiven, konkretem Handlungsbedarf und wichtigen Meilensteinen für den Rollout von Wasserstoff in Bayern
 - Abschätzung des möglichen Wasserstoffverbrauchs in Bayern
- Hinweis: Krieg in der Ukraine und energiepolitische Konsequenzen nicht berücksichtigt! → Bedarfsprognosen sind als Minimum zu sehen!

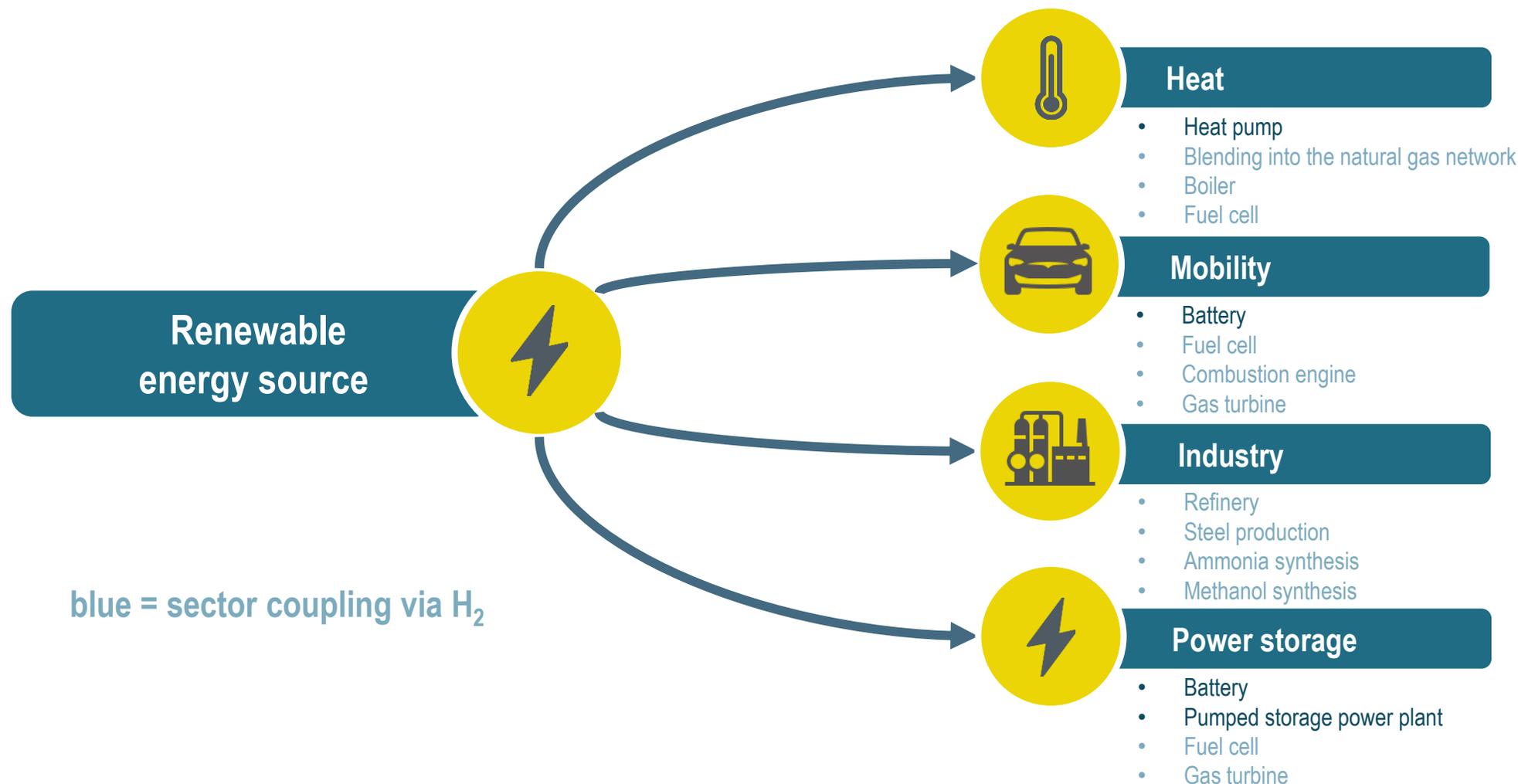
Konsequenzen:

- Schnellerer Hochlauf der H2-Wirtschaft erforderlich
- Schnellerer Anstieg der H2-Nachfrage → Technologieoffener Hochlauf der klimafreundlichen H2-Produktion
- Mittelfristig zunehmende Bedeutung von H2-Importen
- Notwendigkeit eines deutlich ambitionierteren und konsequenteren Ausbaus der H2-Infrastruktur

<https://h2.bayern/wasserstoffstrategie/wasserstoff-roadmap-bayern/>

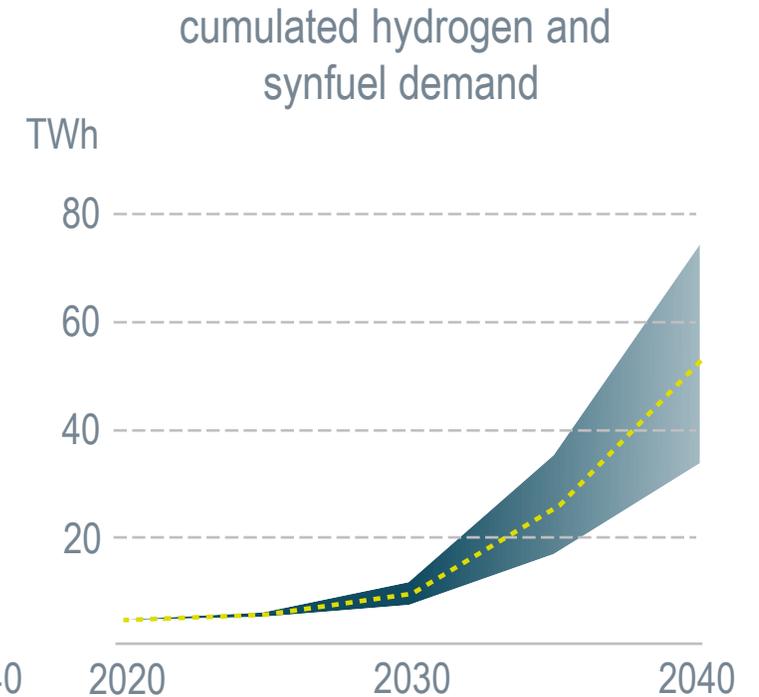
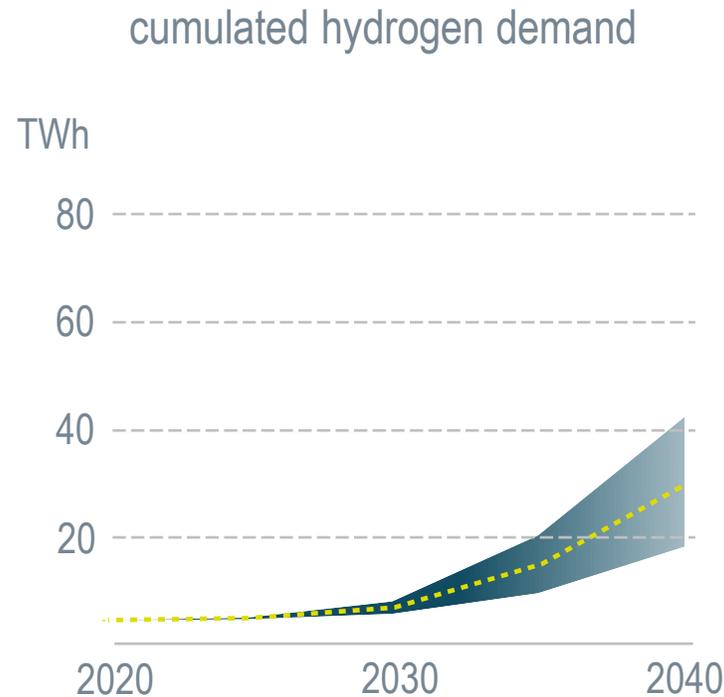


Sector coupling (Power-to-X) is the key to reduce net greenhouse gas emissions in various sectors

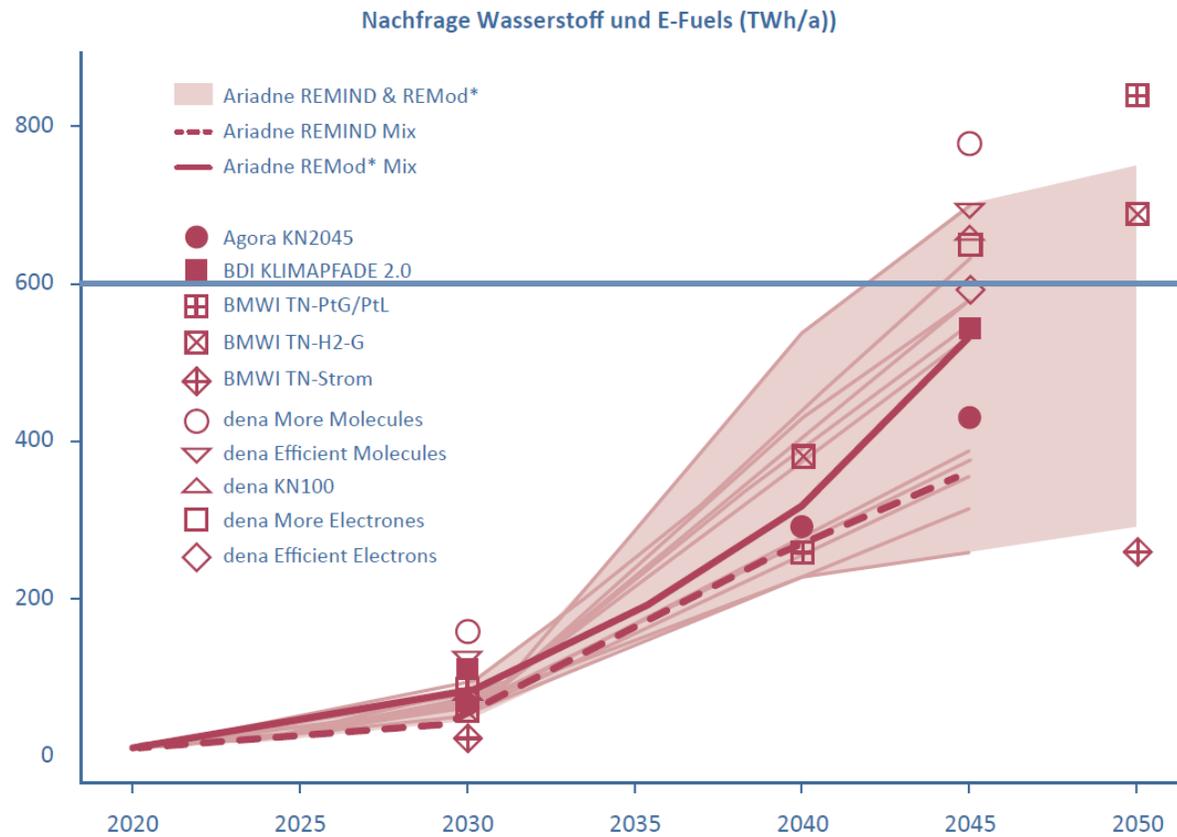


Rising Hydrogen Demand in Bavaria

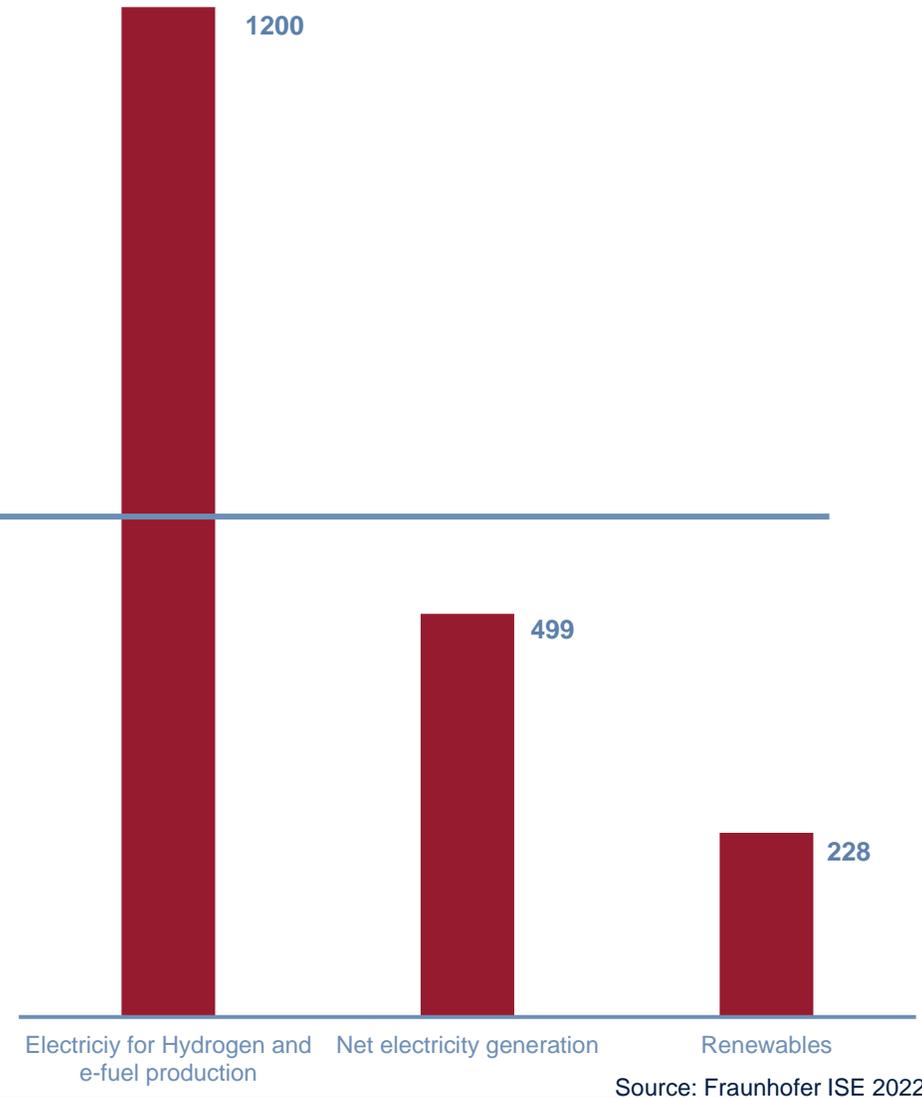
Expected hydrogen demand until 2040 in Bavaria



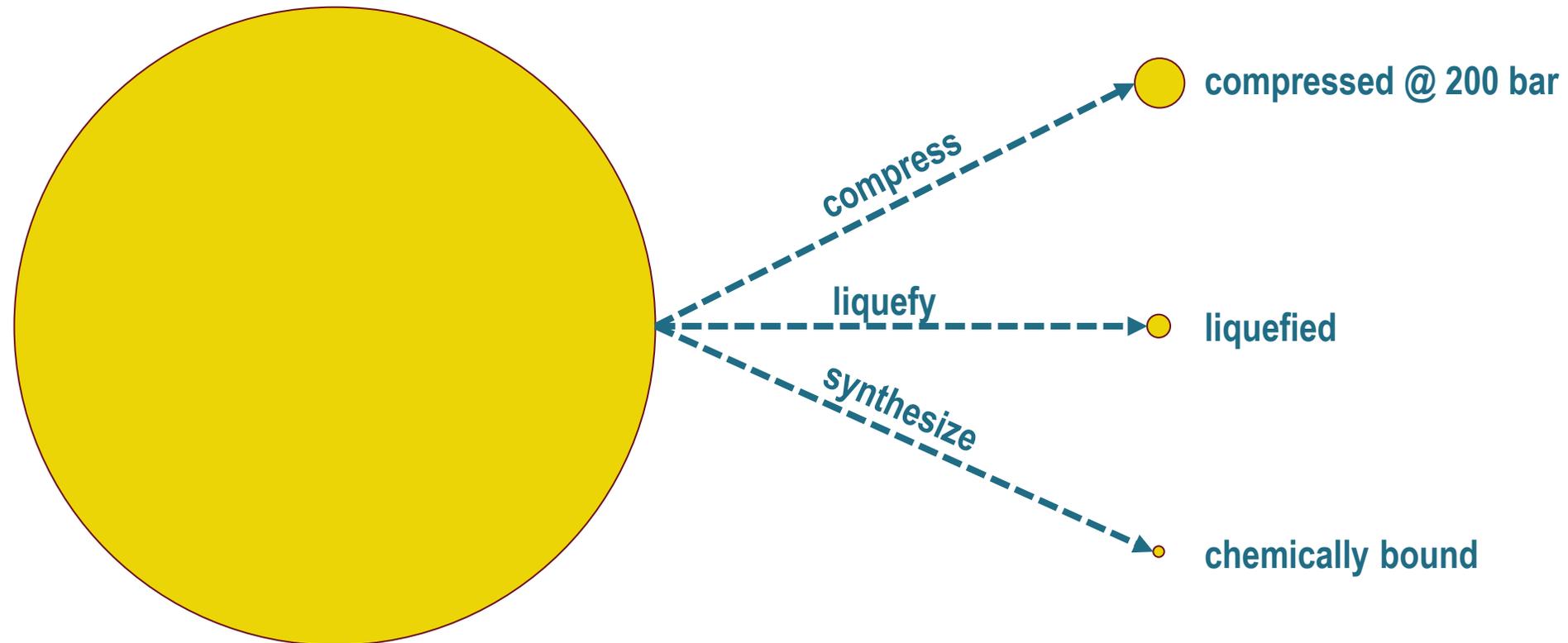
Hydrogen and e-fuel demand in Germany



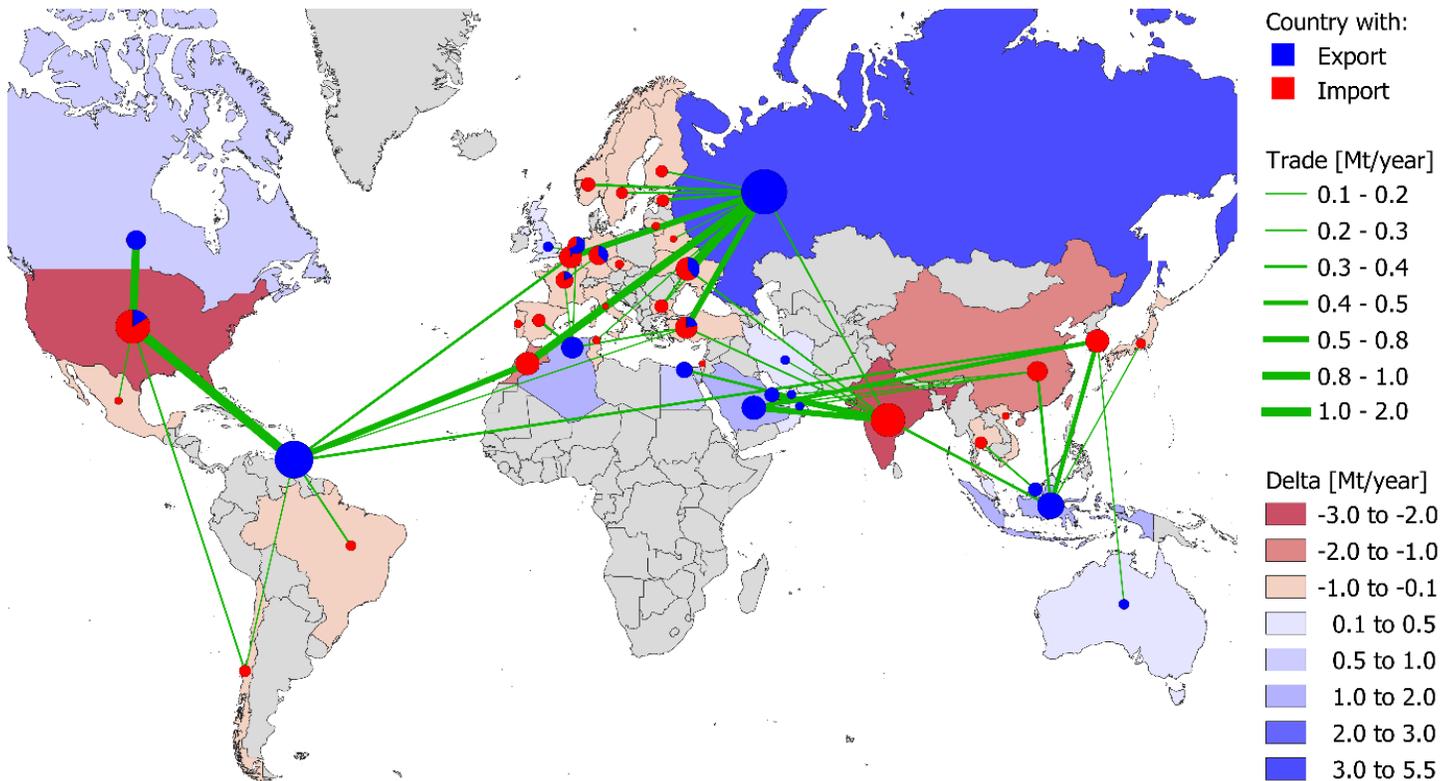
Source: Staiß, F. et al. 2022



For transport, the volumetric energy density of the hydrogen must be increased



Ammoniak wird bereits heute großskalig produziert und transportiert



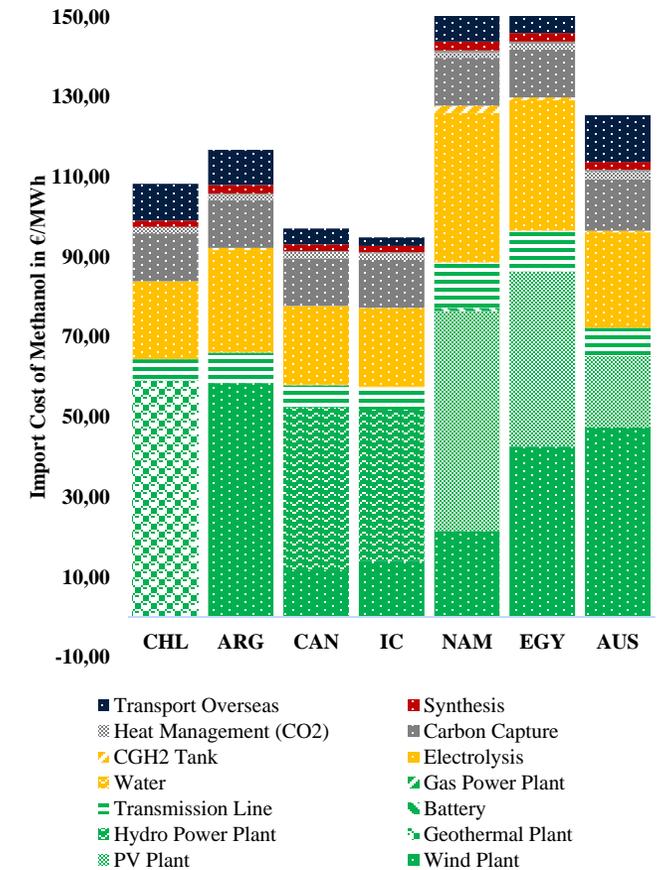
- Weltweit existieren etwa 200 Terminals an Seehäfen für den Ammoniakhandel.
- Etwa 170 Schiffe sind für den Ammoniaktransport geeignet.
- 12% der globalen NH₃-Produktion wird über Staatsgrenzen hinweg transportiert.

Quelle: Eigene Darstellung nach CPEII 2022

Hydrogen and its derivatives make renewable energies tradable globally

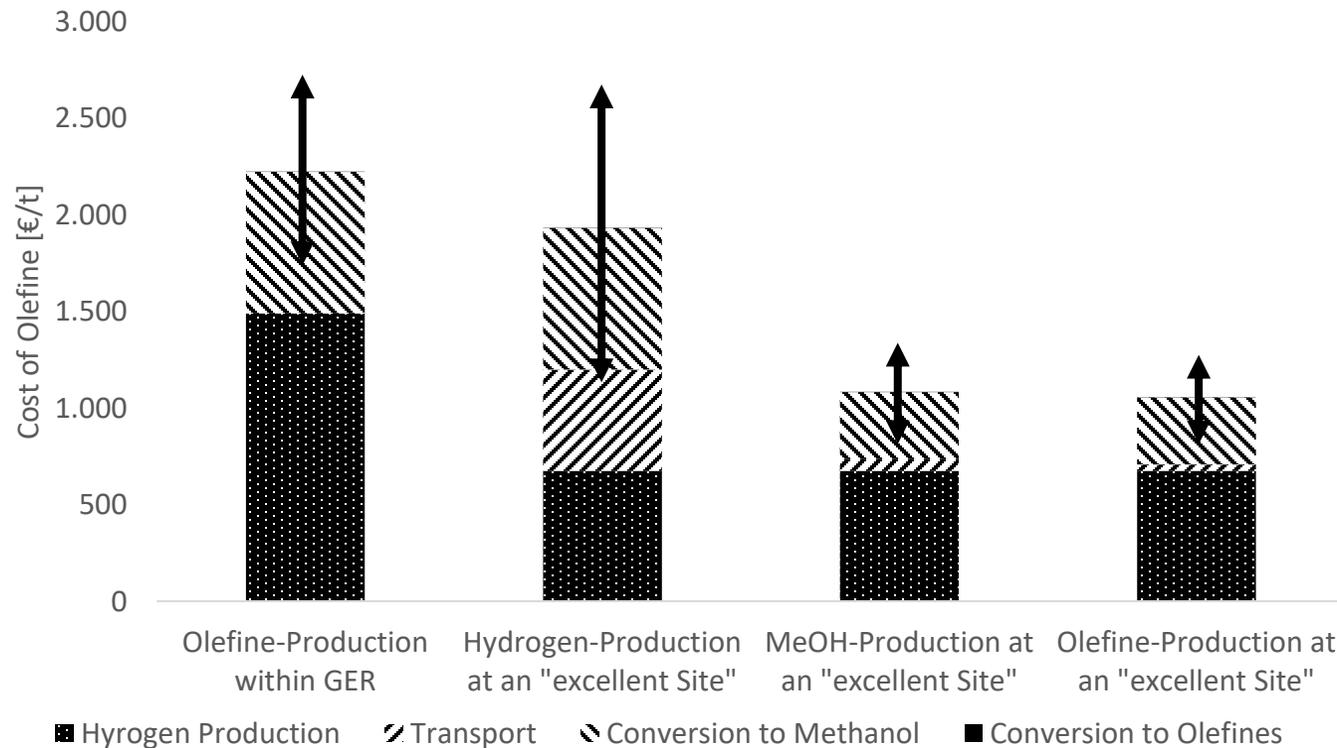


Grafik: Zentrum Wasserstoff, Bayern (H2.B)



Source: Runge et al. 2022

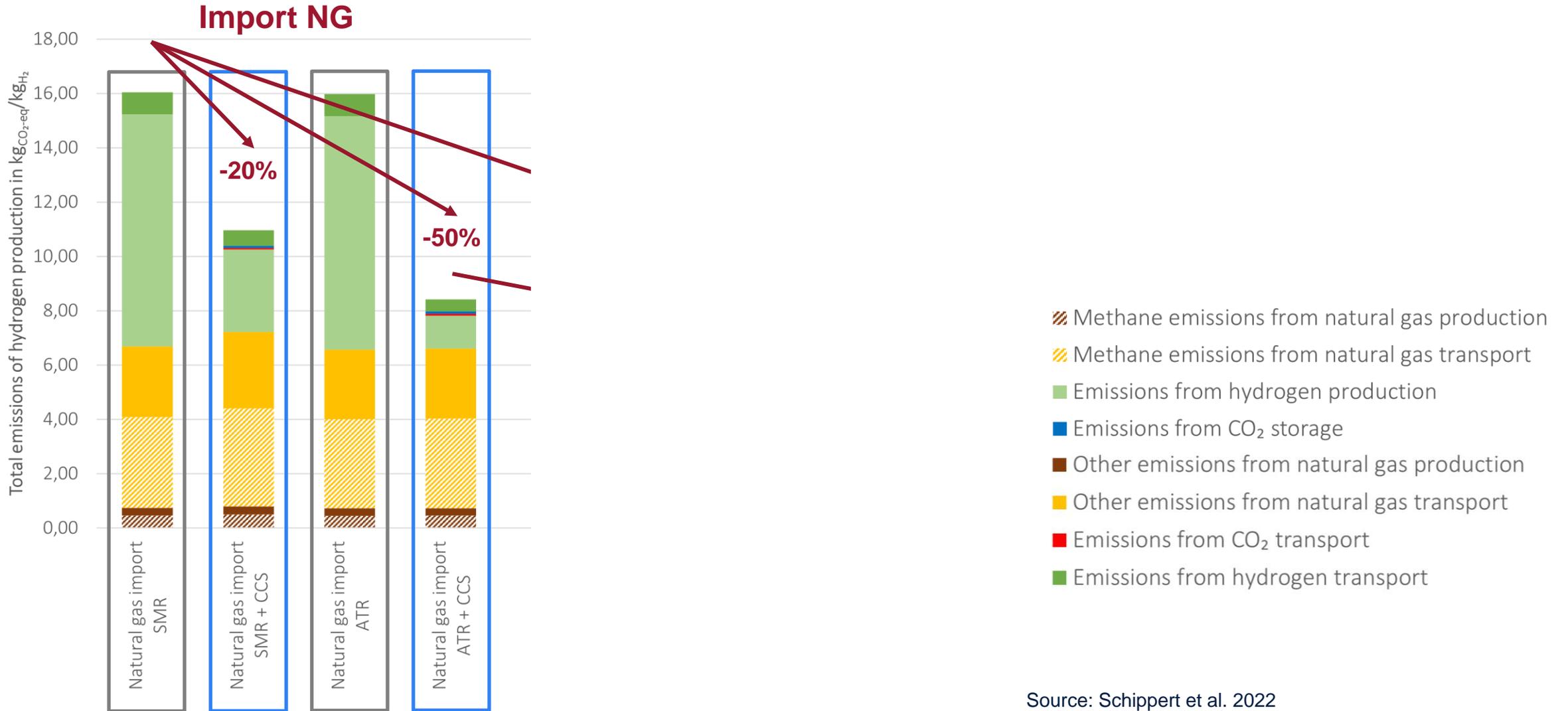
Geringe Stromgestehungskosten in Vorzugsregionen können zu erheblichen Wettbewerbsvorteilen führen



- Aufgrund seiner chemischen Eigenschaften bei Standardbedingungen ist der Transport von Methanol über große Entfernungen viel einfacher und kostengünstiger als der Transport von elementarem Wasserstoff
- Es zeigt sich, dass die Produktionskosten am höchsten sind, wenn die gesamte Prozesskette von der Wasserstoffherzeugung bis zum MtO-Prozess in Deutschland stattfindet. Je mehr Prozessschritte an Standorten mit günstiger erneuerbarer Energieerzeugung durchgeführt werden, desto geringer sind die spezifischen Produktionskosten.

Blauer Wasserstoff als Brücke zu einer grünen Wasserstoffwirtschaft



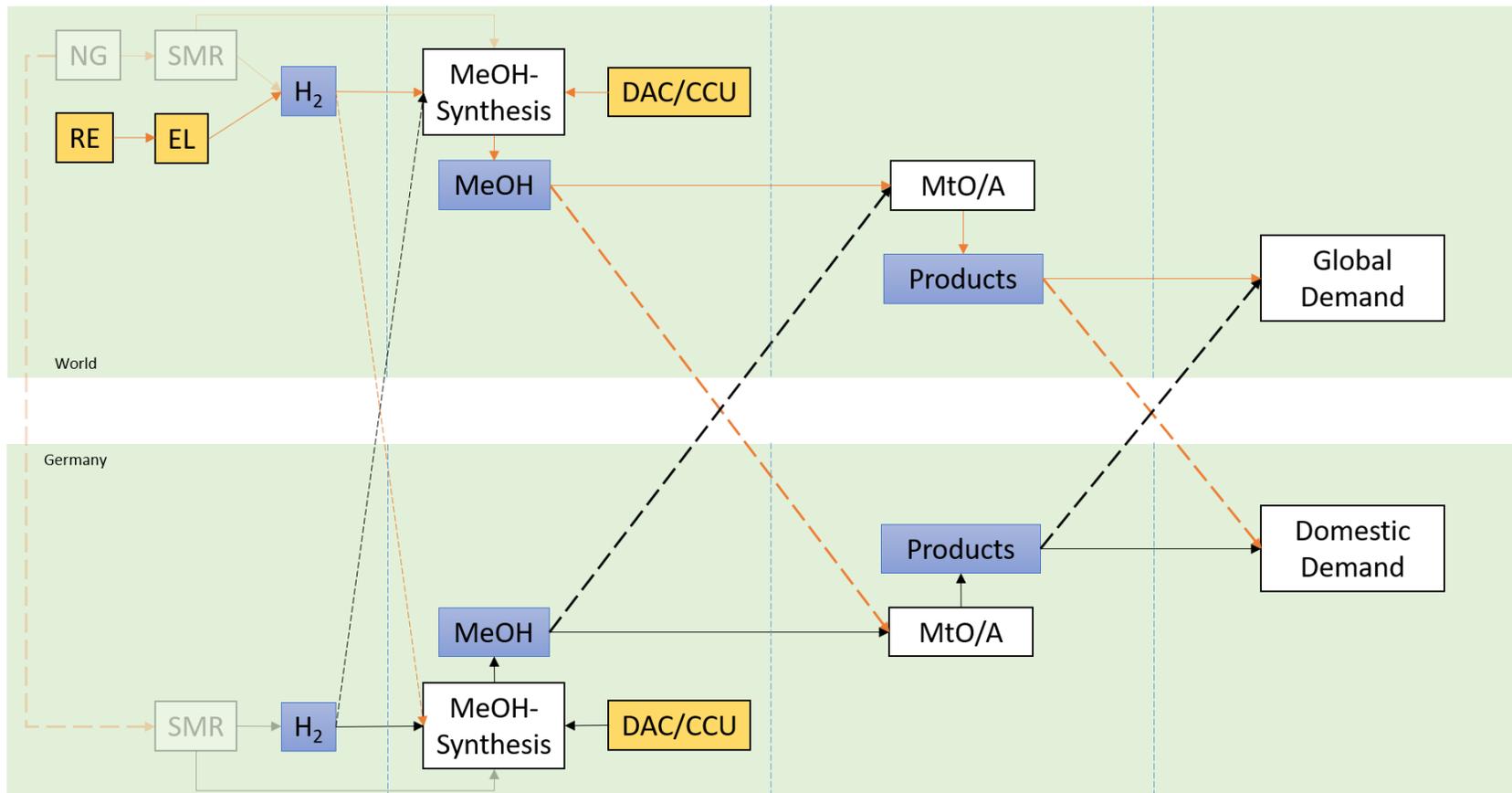


Source: Schippert et al. 2022

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Anhang

Industrielle Wertschöpfungsketten werden sich aufgrund unterschiedlicher Strom und Wasserstoffgestehungskosten grundlegend ändern

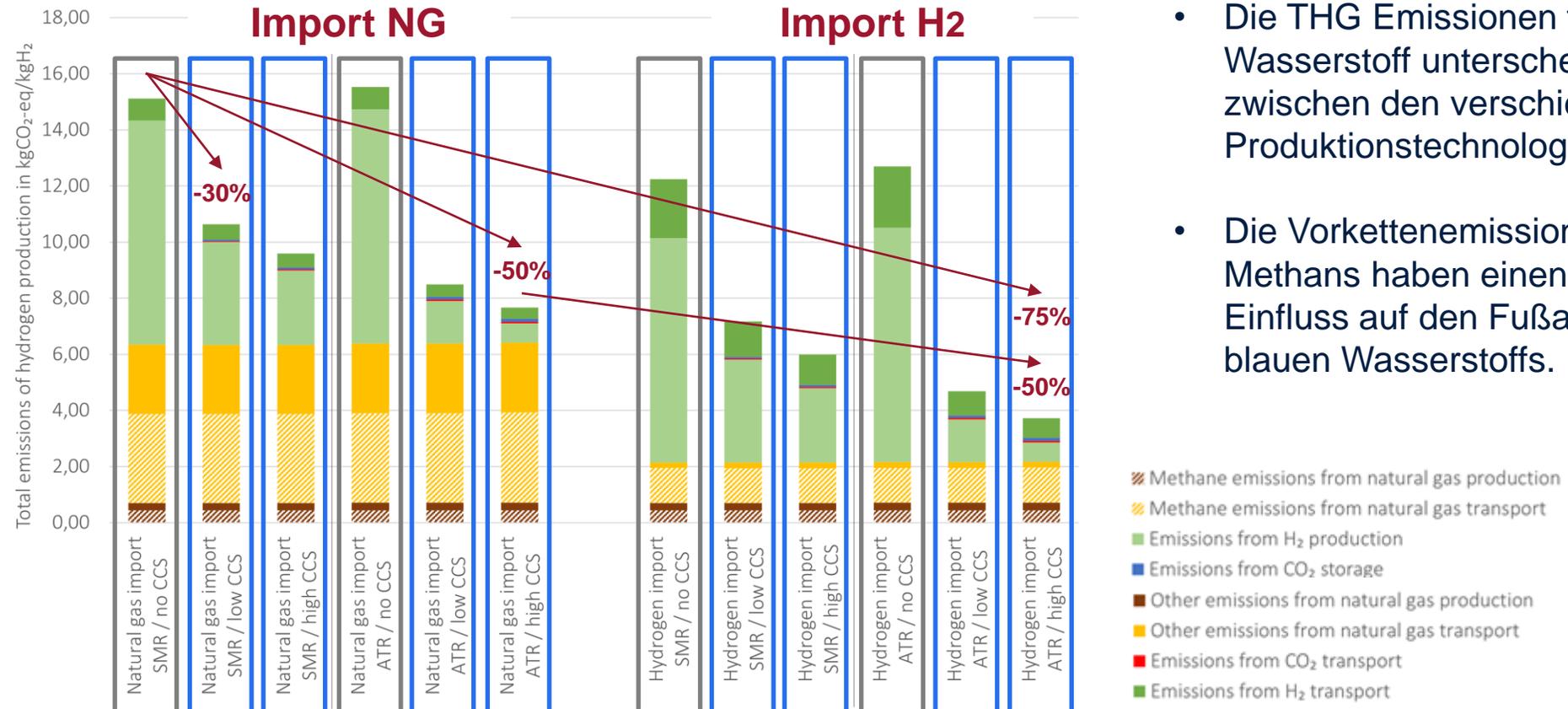


- Verzicht auf fossile Energiequellen
- Hinzukommen/Wegfall einzelner Prozessschritte und Energieträger
- Aufbau neuer Infrastrukturen bzgl. CO₂ und H₂
- Erweiterter globaler Handel mit Zwischenprodukten (z.B. Olefine, MeOH, Kohlenstoff)

Why blue hydrogen is (still) relevant?

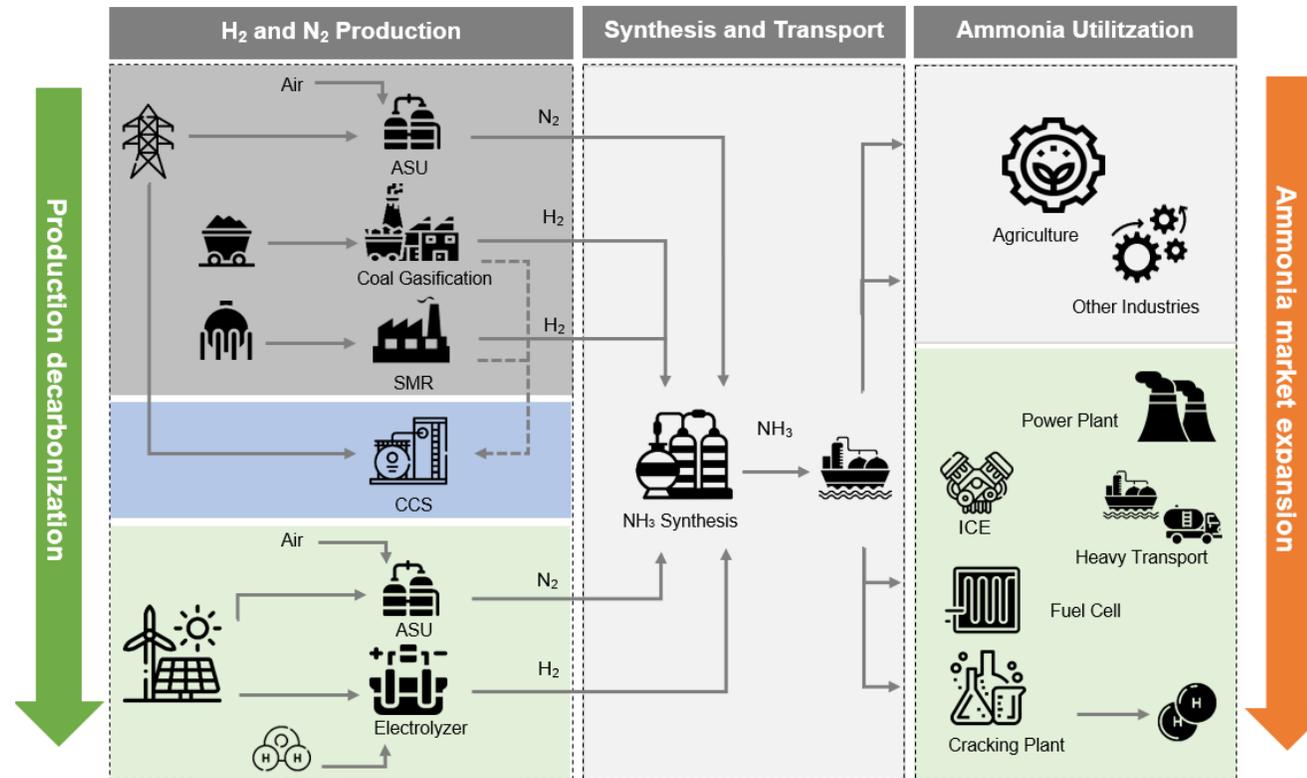
- Large-scale grey hydrogen production is widespread around the world.
- The sequestration of CO₂ is comparatively simple and is already used in part by the oil and gas industry.
- Blue hydrogen production is much easier to scale than green hydrogen production
- Blue hydrogen may still have a window of opportunity where it is cheaper than green hydrogen.
- Blue hydrogen can play an important role in preparing transport routes and applications for hydrogen and its derivatives.

THG Potential von blauem Wasserstoff gegeben unterschiedlicher Technologien und Logistikooptionen



- Die THG Emissionen für blauen Wasserstoff unterscheiden sich zwischen den verschiedenen Produktionstechnologien erheblich
- Die Vorkettenemissionen des Methans haben einen großen Einfluss auf den Fußabdruck des blauen Wasserstoffs.

Konventionelle und CO₂ reduzierte Wertschöpfungskette für Ammoniak

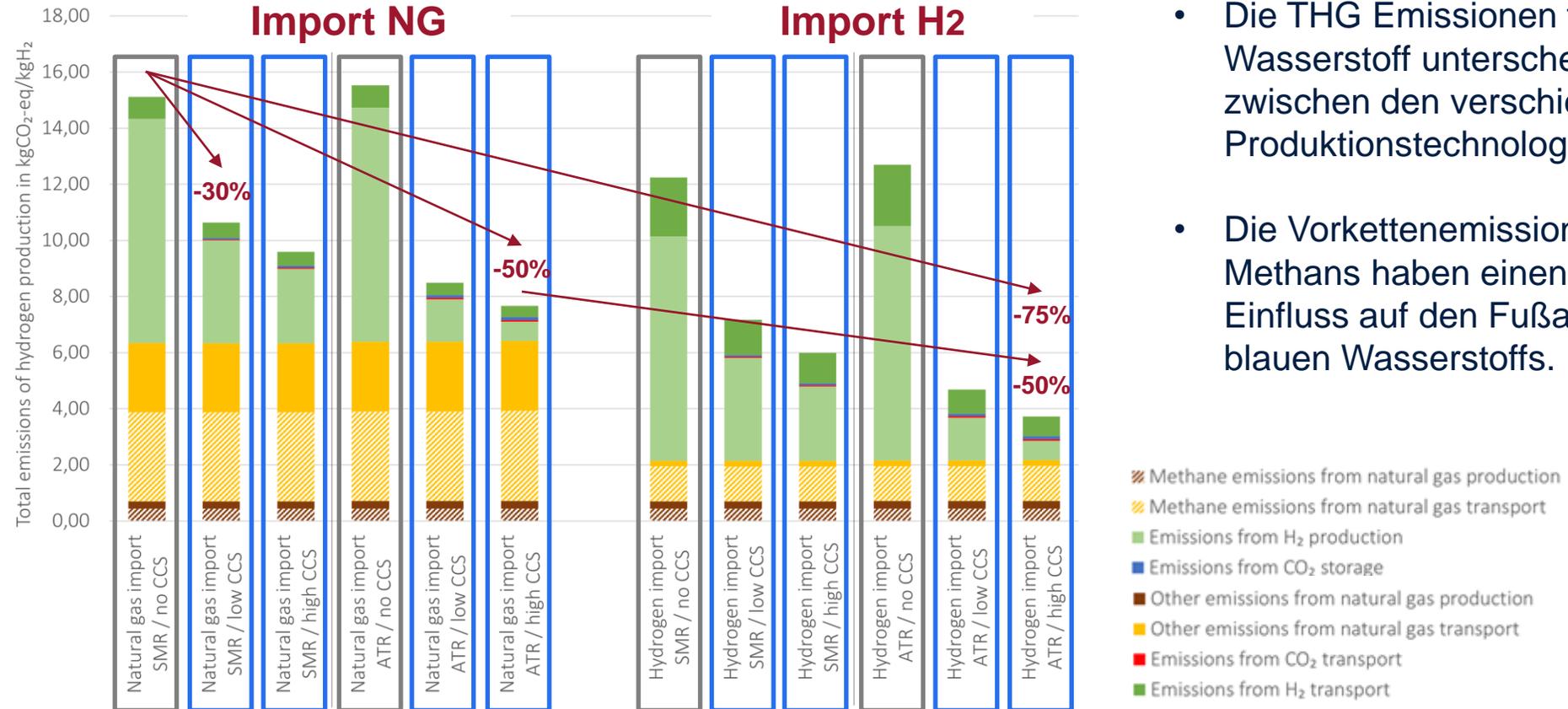


SMR- steam methane reforming, ATR- auto-thermal reforming, CCS- carbon capture and storage, ASU- Air separation unit, ICE- Internal combustion engines; Blue ammonia can be produced through SMR and CCS or alternatively via ATR with CCS

Images: Flaticon.com

Quelle: Eigene Darstellung

THG Potential von blauem Wasserstoff gegeben unterschiedlicher Technologien und Logistikooptionen



- Die THG Emissionen für blauen Wasserstoff unterscheiden sich zwischen den verschiedenen Produktionstechnologien erheblich
- Die Vorkettenemissionen des Methans haben einen großen Einfluss auf den Fußabdruck des blauen Wasserstoffs.

Abschätzung des industriellen Wasserstoffbedarfs in Deutschland für verschiedene Szenarien ohne Industrieabwanderung

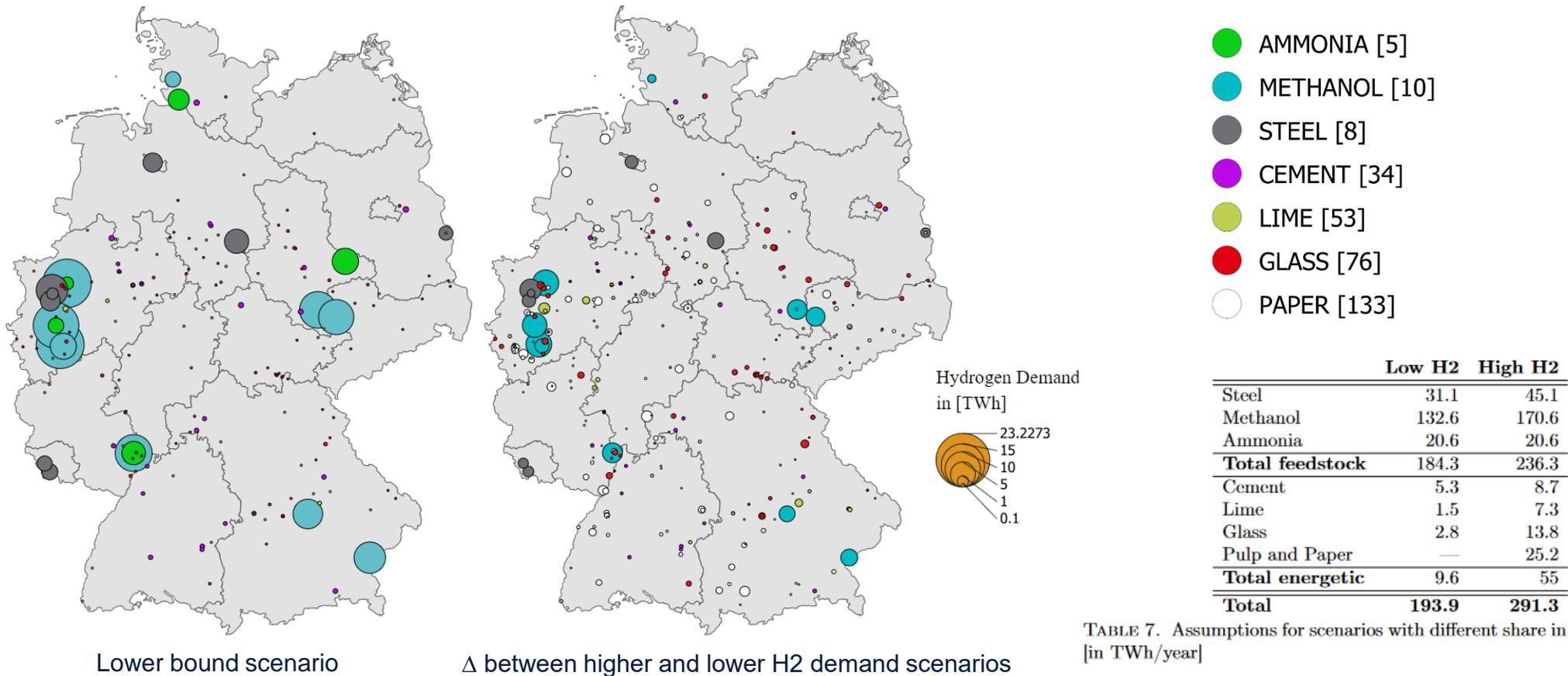
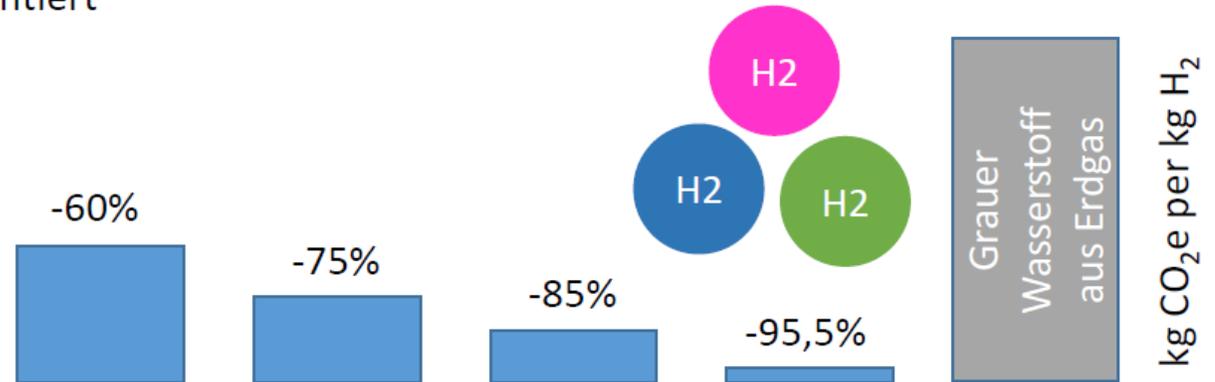


TABLE 7. Assumptions for scenarios with different share in H₂ technologies [in TWh/year]

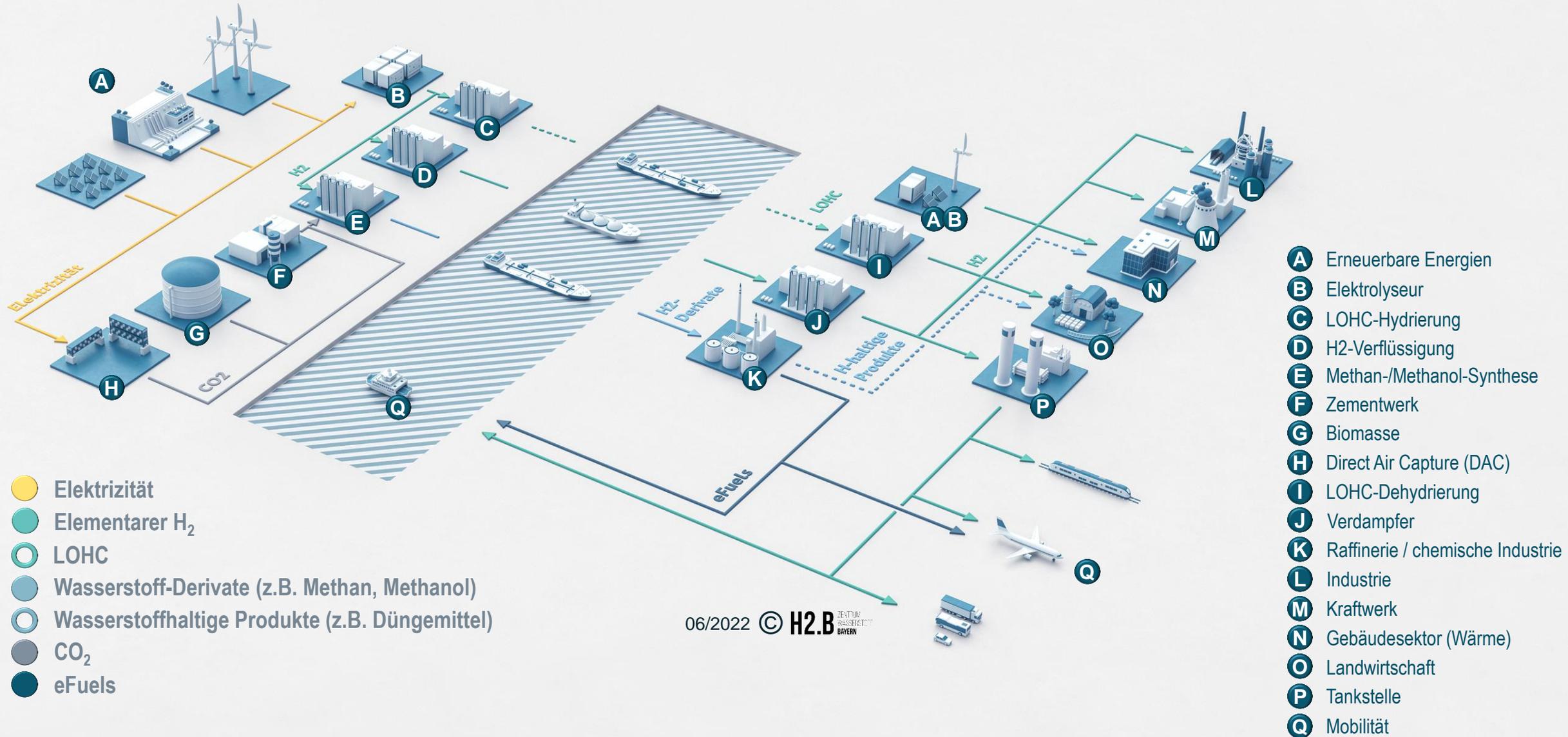
Clean Hydrogen Tax Credit System (USA)

- Höhe der Gutschrift abhängig von THG Lebenszyklus-Bilanz, sowie von Arbeitsstandards u.a.
- Handelbare, bzw. auszahlbare Steuergutschrift je kg produziertem H₂
- Gutschriften für Wind- und Solarenergie können zusätzlich genutzt werden
- Zeitraum: Projekte die nach 2022 aber vor 2033 starten
- Gutschrift und deren Höhe ist für 10 Jahre garantiert
- Bisher keine Deckelung des Budgets bekannt
- H₂-Produktionsstandort muss in den USA sein
- Keine Einschränkungen zu H₂ Verwendung
- Zusätzliche Bonus-Gutschriften möglich



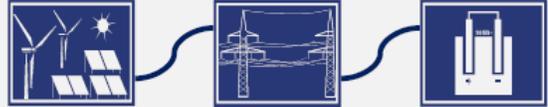
THG Bilanz	kg CO ₂ e per kg H ₂	4	2,5	1,5	0,45
Höhe des Tax Credits	USD/kg	0,12	0,15	0,20	0,60
Nach 5x „Multiplier“	USD/kg	0,60	0,75	1,00	3,00

Wasserstoff Wertschöpfungsketten



European Union sets high requirements for "renewable" hydrogen

Delegated Act to Art. 27(3)

 <p>1 Case 1: Grid Mix</p> <p>Partial renewable hydrogen</p> <ul style="list-style-type: none"> Renewable share of grid 	 <p>2 Case 2: Direct connection</p> <p>100% renewable hydrogen</p> <ul style="list-style-type: none"> New renewable installation 	 <p>3 Case 3: PPA</p> <p>100% renewable hydrogen</p> <ul style="list-style-type: none"> New renewable installation No OPEX/CAPEX aid to RES Temporal correlation Geographic correlation
<ul style="list-style-type: none"> -70% rel. to 94 g_{CO2eq}/MJ GHG emissions: grid mix 	<ul style="list-style-type: none"> -70% rel. to 94 g_{CO2eq}/MJ 	<ul style="list-style-type: none"> -70% rel. to 94 g_{CO2eq}/MJ

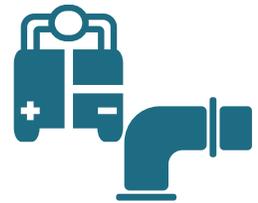
Delegated Act to Art. 28(5)

Wasserstoff-Roadmap Bayern: Eckpunkte



Wasserstoffverbrauch

Kumulierte Nachfrage bis 2040: 33-75 TWh; hauptsächlich Mobilität, Petrochemie, Strom- und Wärmeerzeugung



Wasserstoffversorgung

Anschluss an das internationale Wasserstoffnetz bis 2030; Ausbau der Elektrolysekapazität auf 1 GW bis 2030



Wirtschaftsstandort

Große Chancen für die exportorientierte bayerische Industrie. Starke Position auf dem Gebiet der Wasserstofftechnologien.



Wissenschaftsstandort

Hervorragende Kompetenzen der bayerischen Universitäten und Hochschulen, insbesondere in den Bereichen Elektrolyse, H₂-Speicherung und -Umwandlung.



Regulatorischer Rahmen

Schaffung eines investitionsfreundlichen Umfelds, Beschleunigung der Genehmigungsverfahren

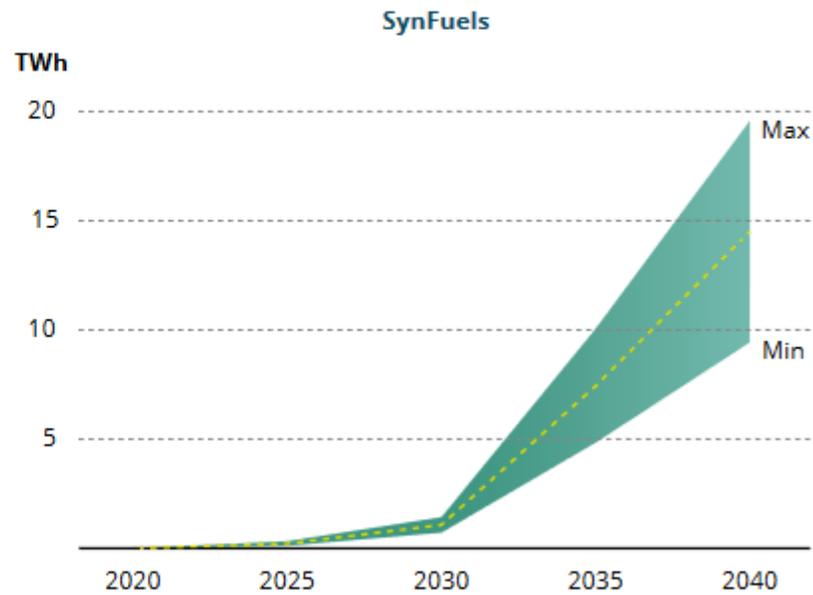
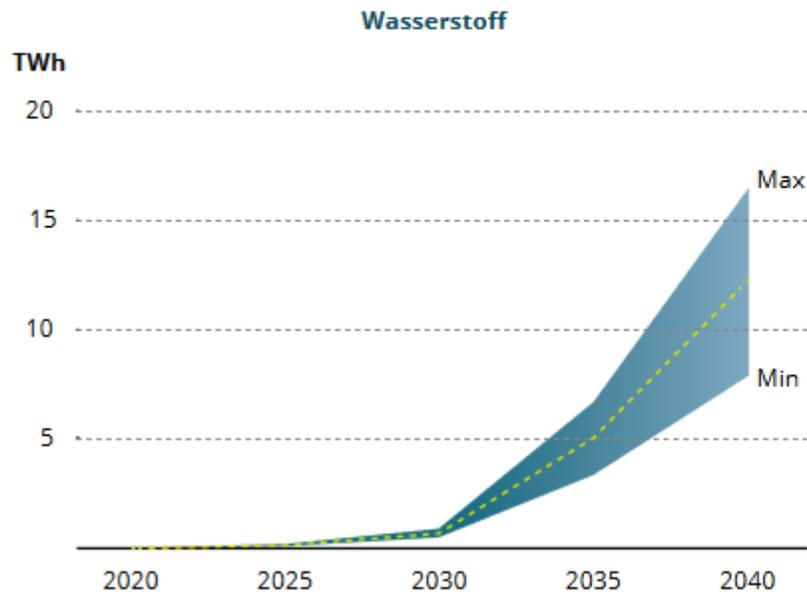


Demonstrationsprojekte

Gezielte Unterstützung von Projekten zur Erprobung von Technologien unter realen Bedingungen und zur Erzeugung regionaler Spillover-Effekte

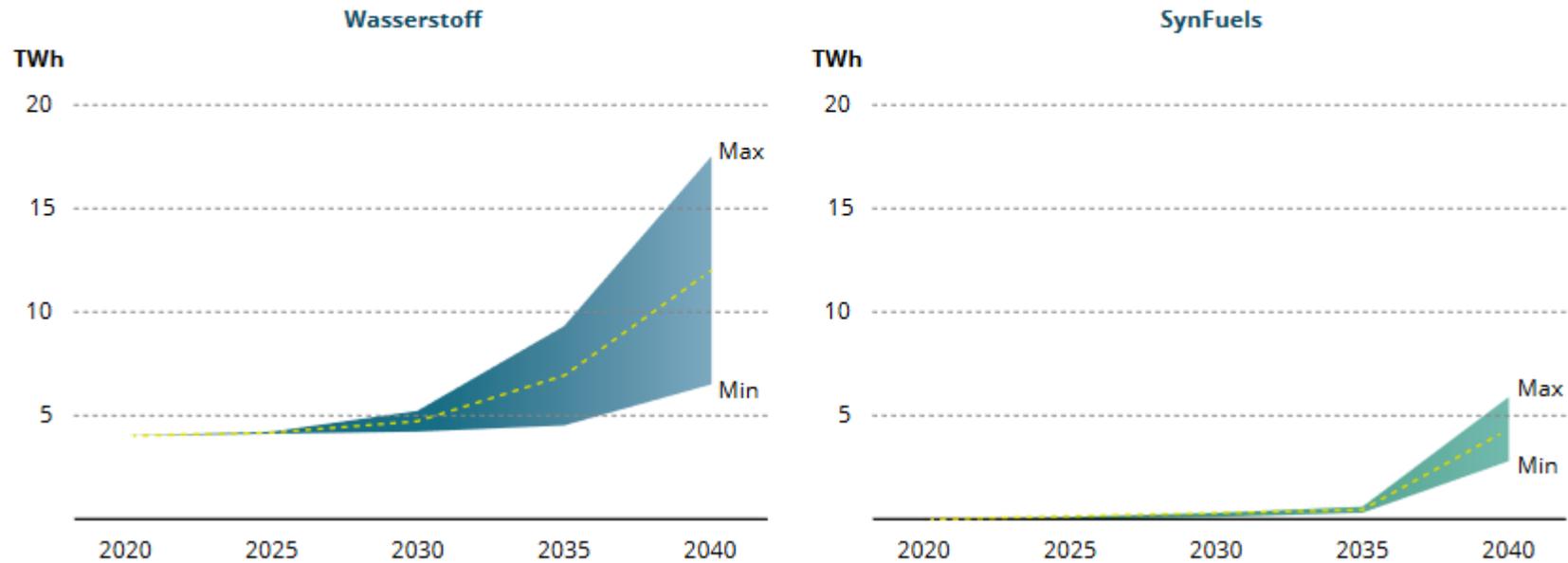
Verkehr

Abgeleiteter Wasserstoff- und SynFuel-Bedarf im Sektor: Verkehr



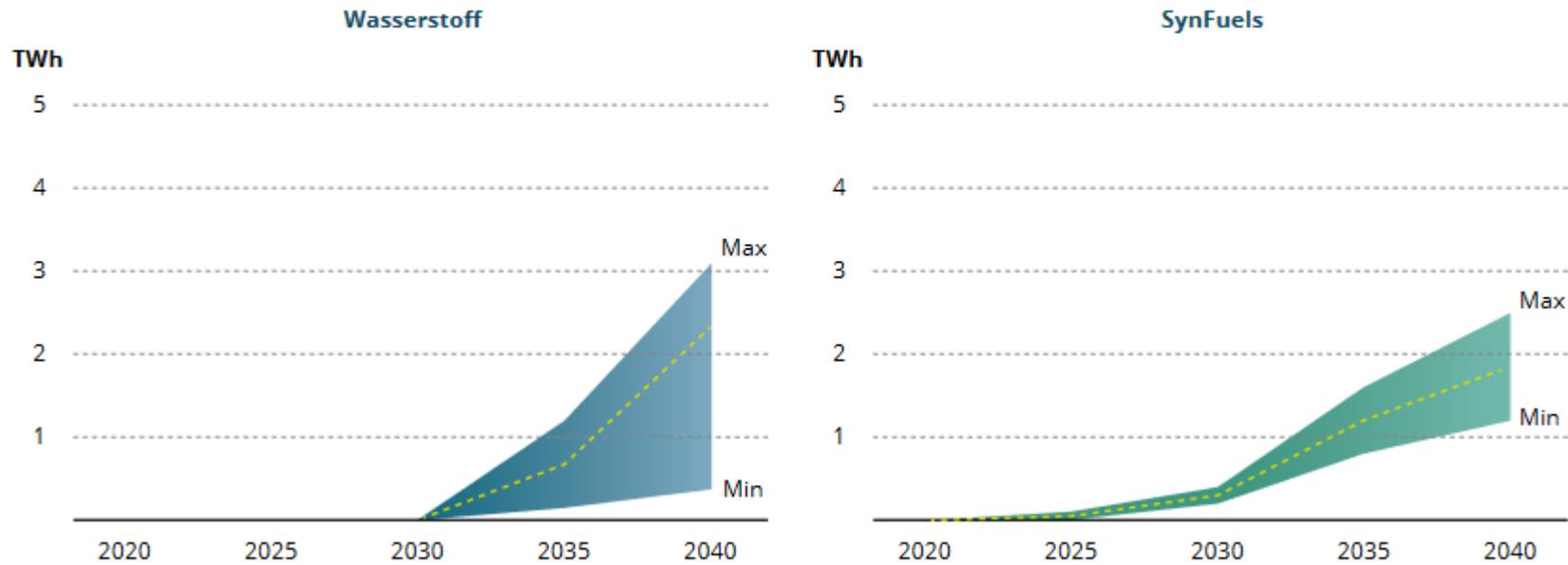
Umwandlung

Abgeleiteter Wasserstoff- und SynFuel-Bedarf im Sektor: Umwandlung



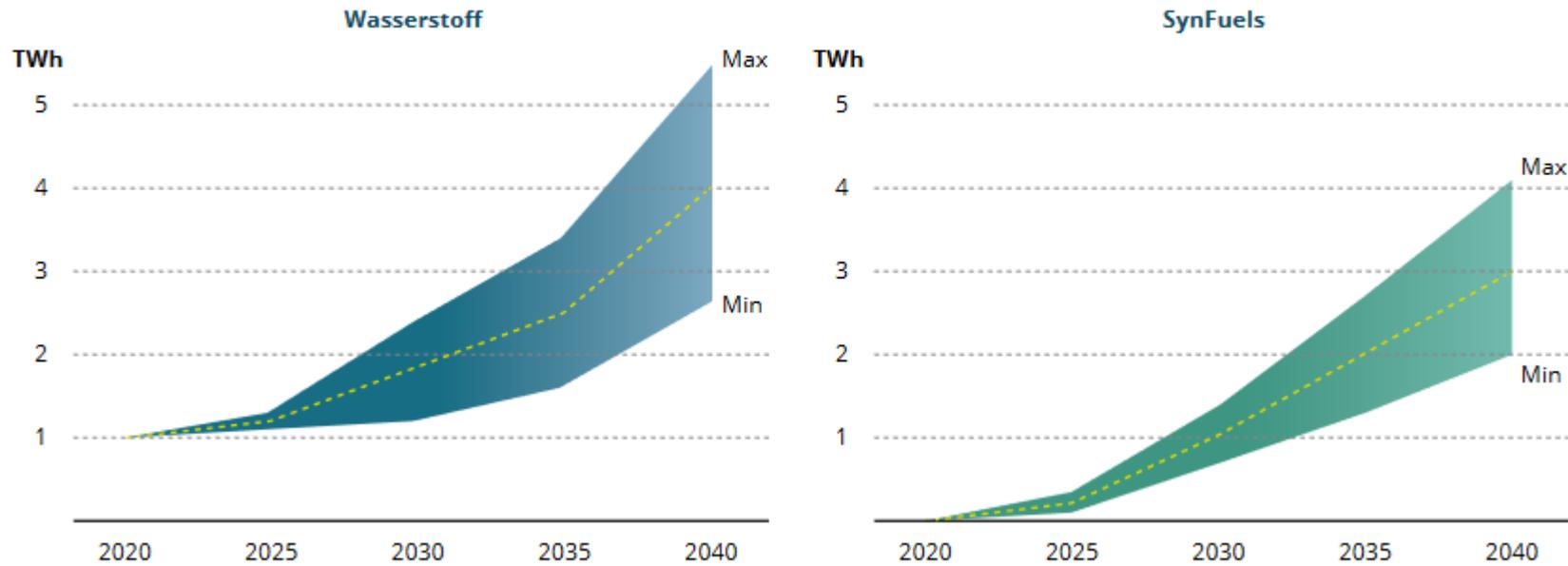
Gebäude

Abgeleiteter Wasserstoff- und SynFuel-Bedarf im Sektor: Gebäude



Industrie

Abgeleiteter Wasserstoff- und SynFuel-Bedarf im Sektor: Industrie





Financing of new Hydrogen infrastructure – a reinsurer’s perspective

IEA/ETSAP Workshop „Pfadabhängigkeiten von emissionsfreien Energieträgern“
TUM Munich – September 23, 2022

Ernst Rauch

Head Climate Change Solutions
Chief Climate and Geo Scientist



Who is Munich Re?

some key facts

Munich Re (Group): **€59.6 bn** Gross Written Premium 2021

Reinsurance



Primary Insurance



Asset Management

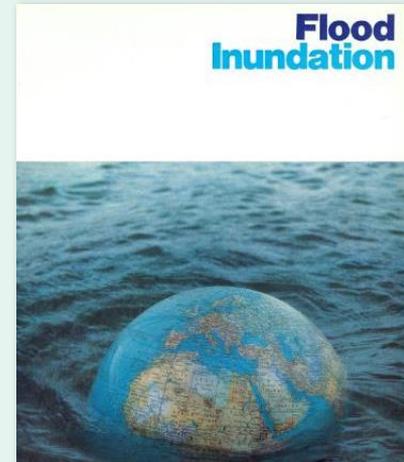


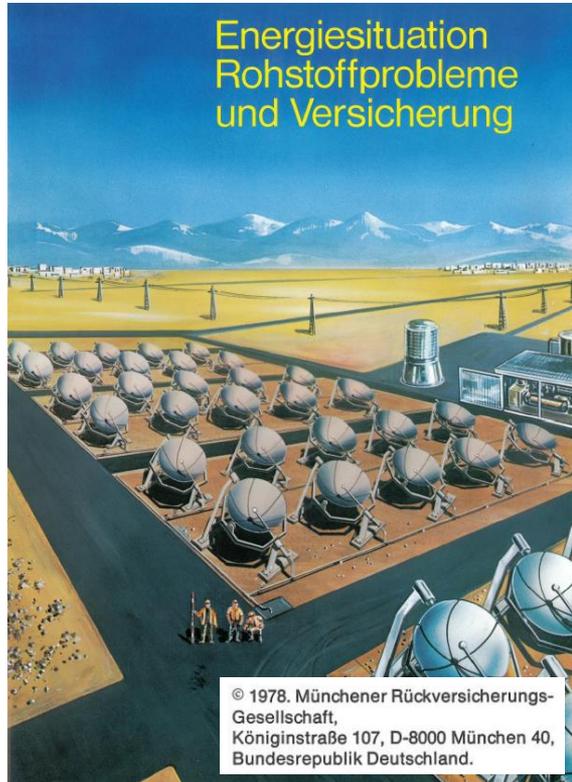
Climate Change

Risk management topic for global reinsurance business

- Munich Re as an "early warner": first publication on this topic in 1973

Munich Re is a leading provider of **risk transfer solutions for low / zero carbon technologies**



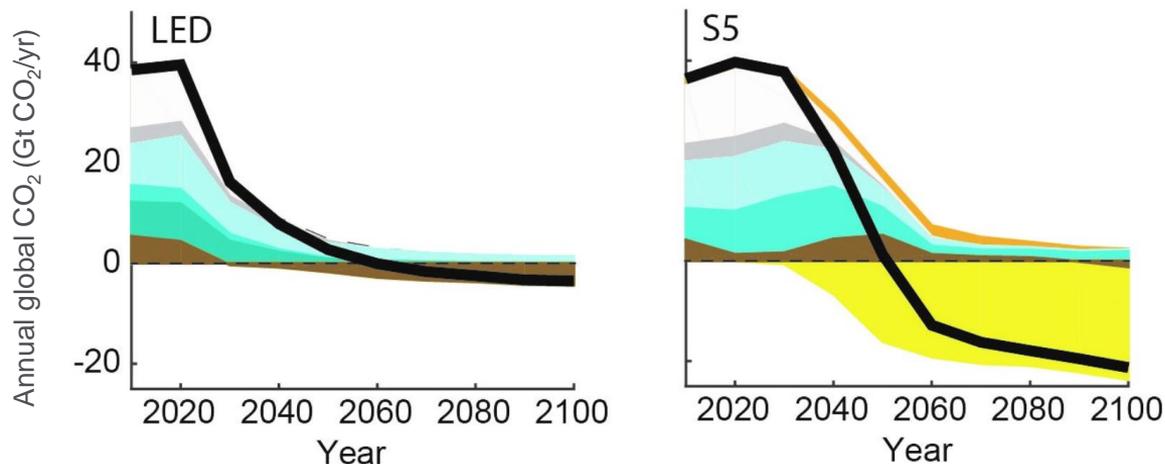


- MR founding member of DII (“Desertec Industry Initiative”)
- MENA Hydrogen Alliance with over 50 members from private, public sector, science and academia
- Supporting the development of green hydrogen economies, substituting fossil fuels and leveraging on existing infrastructure such as gas pipelines.

Translating emissions scenarios into climate business policies

science-based scenarios define decarbonisation pathways

Potential scenarios of global anthropogenic CO₂ emissions until 2100



Paris 1.5/2° limit needs massive GHG emission reductions

Depending on emission pathways, negative emissions could become relevant

Gross CO₂ emissions

Supply side

- Electricity
- Other

Demand Side

- Buildings
- Transport
- Industry

— Net amount of CO₂ released to the atmosphere

--- Zero CO₂ emissions line

— Emissions avoided through fossil-fuel and industry CCS¹

■ CO₂ emissions/removal in the sector agriculture, forestry and other land use

■ Technological CO₂ removal (BECCS²)

¹ CCS = Carbon capture and storage. ² BECCS = Bioenergy with carbon capture and storage. GHG = all GHG gases, including CO₂ but also methane (CH₄), Nitrous Oxide (NO) and others. Source: IPCC (10/2018), [Global warming of 1.5°C](#), p. 113; Munich Re.

Net-zero initiatives of the financial sector align both sides of the balance sheet

Net-zero Asset Owner Alliance (NZAOA)

- Launched by UNEP Finance Initiative in 2020
- Commitment to transition investment portfolio to net-zero greenhouse gas emissions by 2050
- As of May 2021, 42 members with more than \$ 6.000 bn assets under management



Further info on NZAOA: <https://www.unepfi.org/net-zero-alliance/about/>

Net-zero Insurance Alliance (NZIA)

- Launched by UNEP Finance Initiative in 2021
- Individually set science-based intermediate targets every 5 years and independently report on progress publicly and annually
- Focus on “insured emissions” and engagement with key stakeholders



Further info on NZIA: <https://www.unepfi.org/net-zero-insurance/>

Enable: Solutions for established and emerging technologies

Green Tech Solutions

For manufacturers, projects and investors



2009

Established



2009



2019



2022

Emerging



>2022

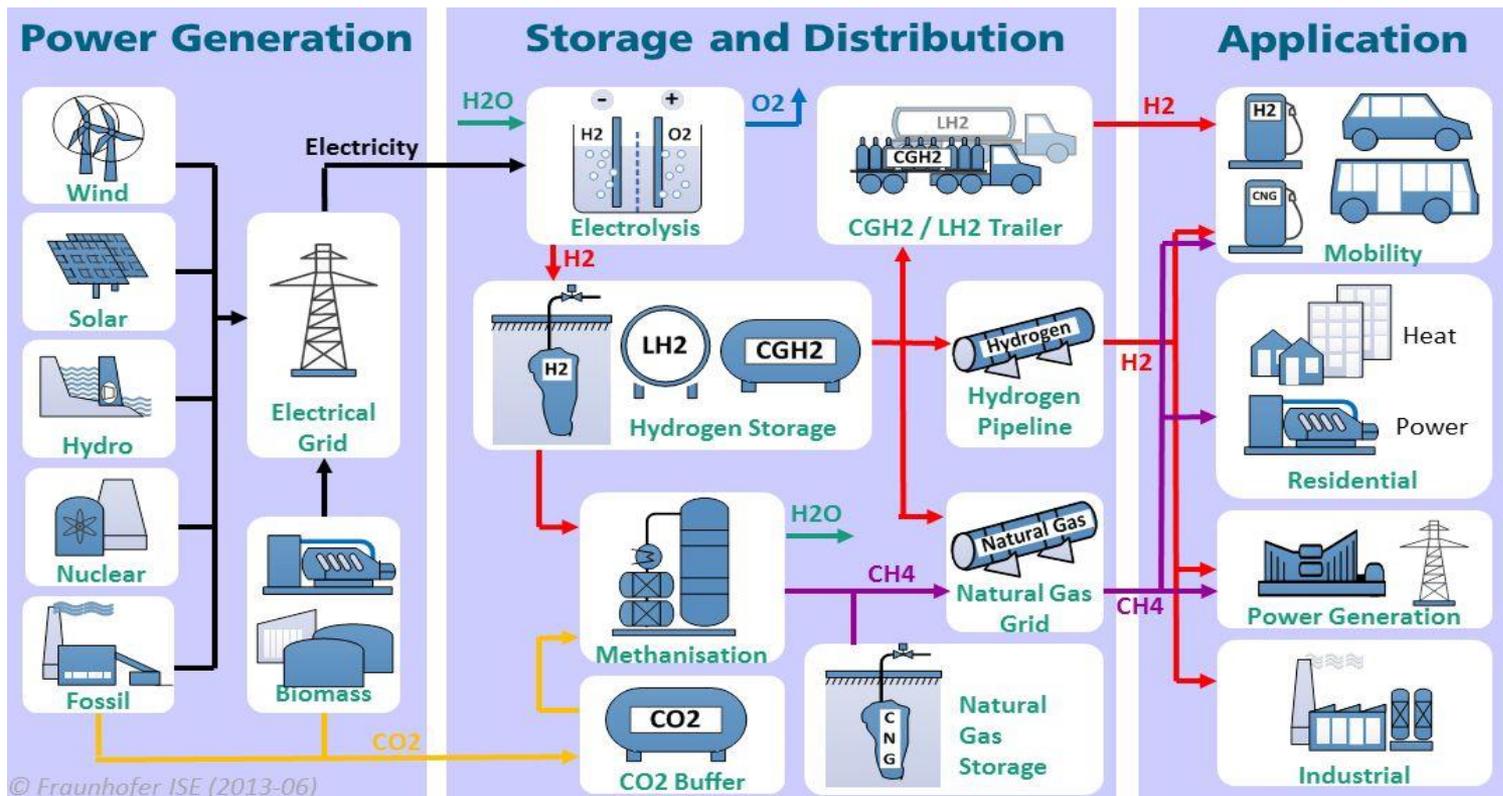


>2022

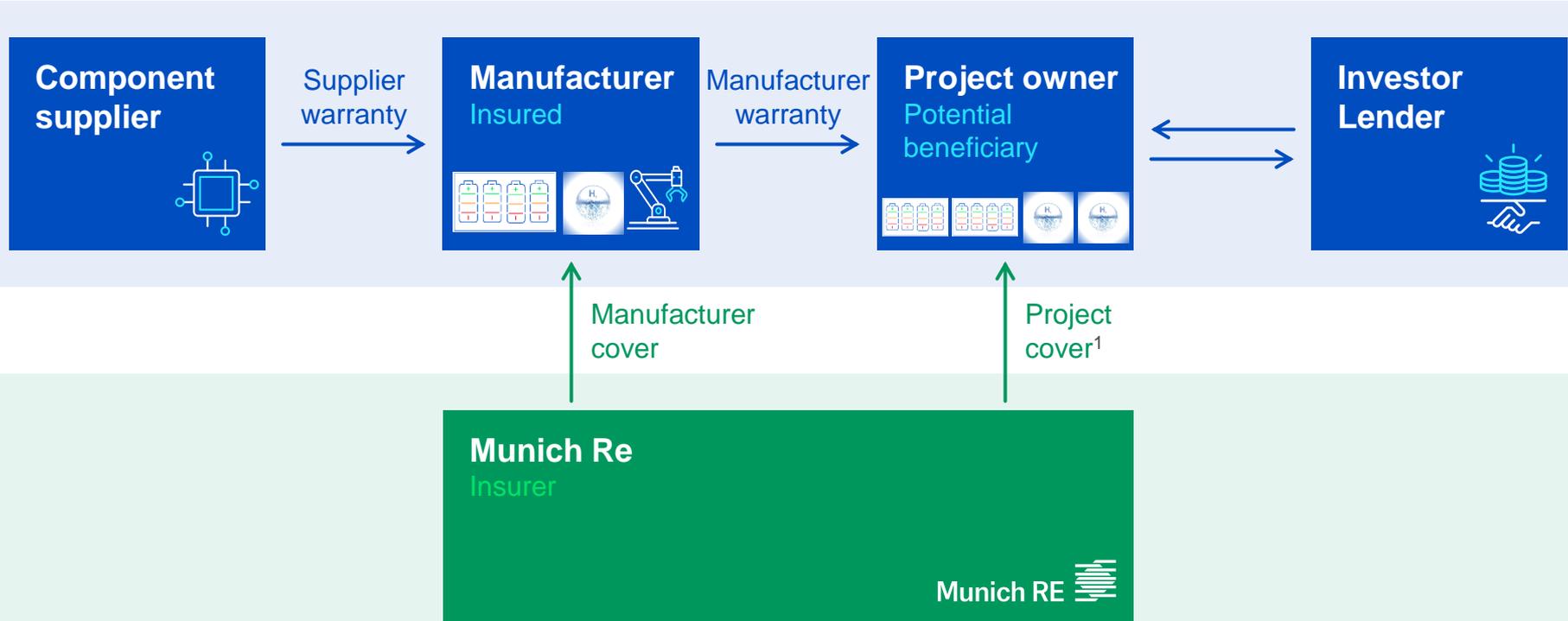
New deals in 2022 – dynamic market growth

Munich Re's role throughout the value chain

Support through investments and insurance of H2 and other synthetic energy sources



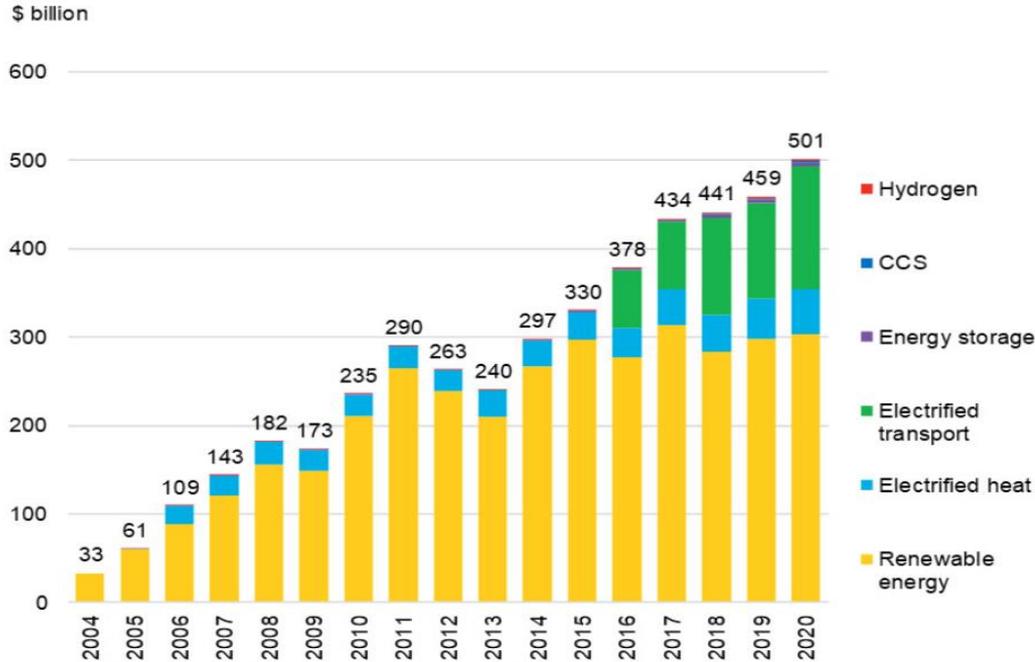
Munich Re: Performance warranties for manufacturers & project owners (in case of insolvency)



¹The manufacturer remains the sole insurance contract partner ("insured"), however each qualified project will potentially be the direct beneficiary in case of manufacturer insolvency. Exception: Tailored, stand-alone project cover for large projects

Renewables and low carbon technologies are key to achieve Paris

Investment in low carbon and renewable energy technologies >US\$ 500bn in 2020 (globally)



Source: BloombergNEF. Note: electrified heat figures begin in 2006; electrified transport in 2016; hydrogen and CCS in 2018.

“Greentech”

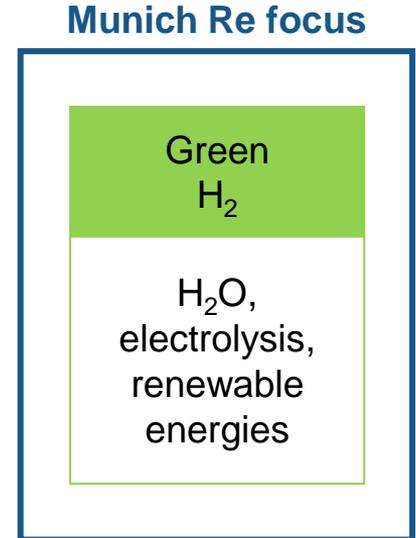
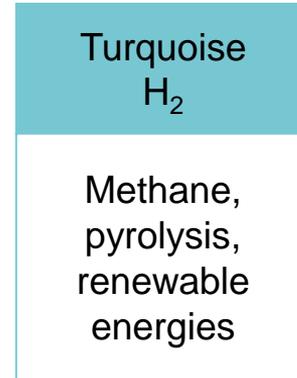
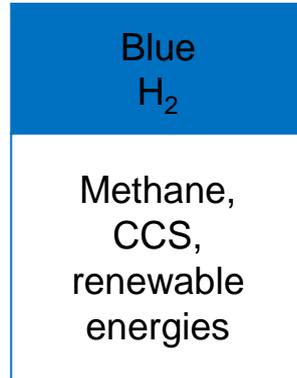
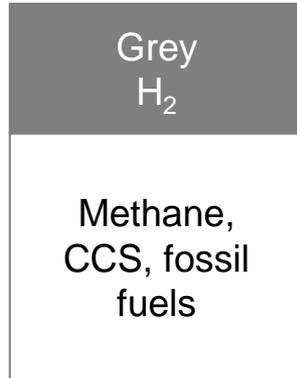
Solutions and products:
renewables, battery, hydrogen,
fuel cells

Negative-emissions

Carbon Capture & Storage (CCS)
Carbon Capture & Utilization (CCU)
→ circular economy, afforestation

“Color Coding” of hydrogen

Munich Re focuses on Green H₂



Munich Re investments in renewable energies and green bonds

... increasing relevance in our asset portfolio



What we have achieved up until today

Investments in renewable energies

- 2020: invested capital in renewable energies: ca. €1.6bn; continuous expansion to €3bn
- 2020: investments in green bonds of ca. €1.85bn
- 2.9 TWh green electricity generated from our investments
- 700.000 households supplied with green electricity
- 800.000 tons CO₂ avoided

Green Bonds

- 2020 Munich Re was the first German insurer to betake a green bond with a volume of €1.25bn
- We have oriented the selection of our projects at the UN sustainable development goals (SDGs)



Thank you!

Ernst Rauch

Contact: erauch@munichre.com

LinkedIn: [linkedin.com/in/ernst-rauch-b5174b101](https://www.linkedin.com/in/ernst-rauch-b5174b101)



© 2022 Münchener Rückversicherungs-Gesellschaft Aktiengesellschaft in München ("Munich Re").

All rights reserved.

The content of this presentation (including, without limitation, text, pictures, graphics, as well as the arrangement thereof) is protected under copyright law and other protective legislation. These materials or any portions thereof may be used solely for personal and non-commercial purposes. Any other use requires Munich Re's prior written approval.

Munich Re has used its discretion, best judgement and every reasonable effort in compiling the information and components contained in this presentation. It may not be held liable, however, for the completeness, correctness, topicality and technical accuracy of any information contained herein. Munich Re assumes no liability with regard to updating the information or other content provided in this presentation or to adapting this to conform with future events or developments.

Ausgewählte globale Exportpotentiale von grünem Wasserstoff

23.09.2022 | David Franzmann, Heidi Heinrichs, Jochen Linßen, Detlef Stolten

d.franzmann@fz-juelich.de

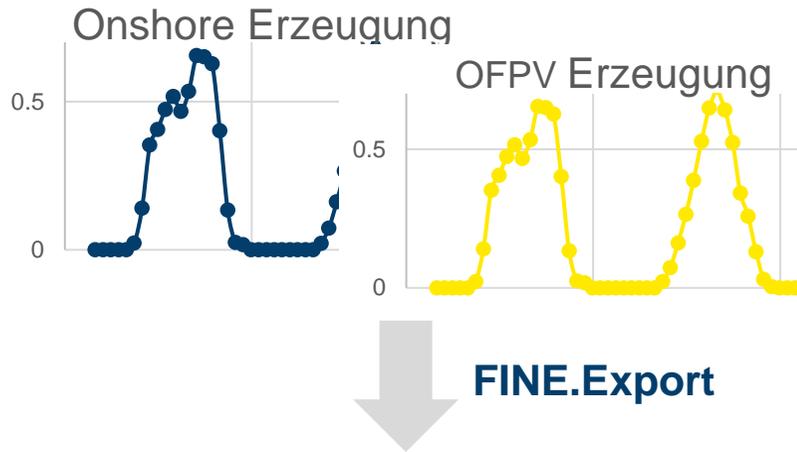
ETSAP WORKSHOP SERIE

23.09.2022

IEK-3: Institute of Techno-Economic Systems Analysis

Auslegung von lokalen Exportenergiesystemen für jede Exportregion

Input: EE-Erzeugungssprofile



Output: LH₂ - Kostenpotentiale am Exporthafen



- EE-Potentiale:
 - Eigene Rechnungen basierend auf FZJ / TUM Ansatz
- FINE.Export:
 - Energiesystemmodell zur Optimierung von Wasserstoffexportsystemen
 - Minimiert Systemkosten
 - Basierend auf FINE Modellumgebung innerhalb des ETHOS Modellbaukasten des IEK-3 [1]
- Systemgrenzen:
 - 28 Länder mit hohen EE-Potentiale
 - Betrachtungszeitraum: 2020 - 2050

EE: Erneuerbare Energien, OFPV: Freiflächen-PV. [1] <https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/FINE>, basierend auf Gurobi (<https://www.gurobi.com/>) Potentiale aus eigenen Rechnung im Rahmen von ETSAP-D

(FZJ/TUM-Ansatz)

Member of the Helmholtz Association

IEK-3: Techno-Economic Systems Analysis 2

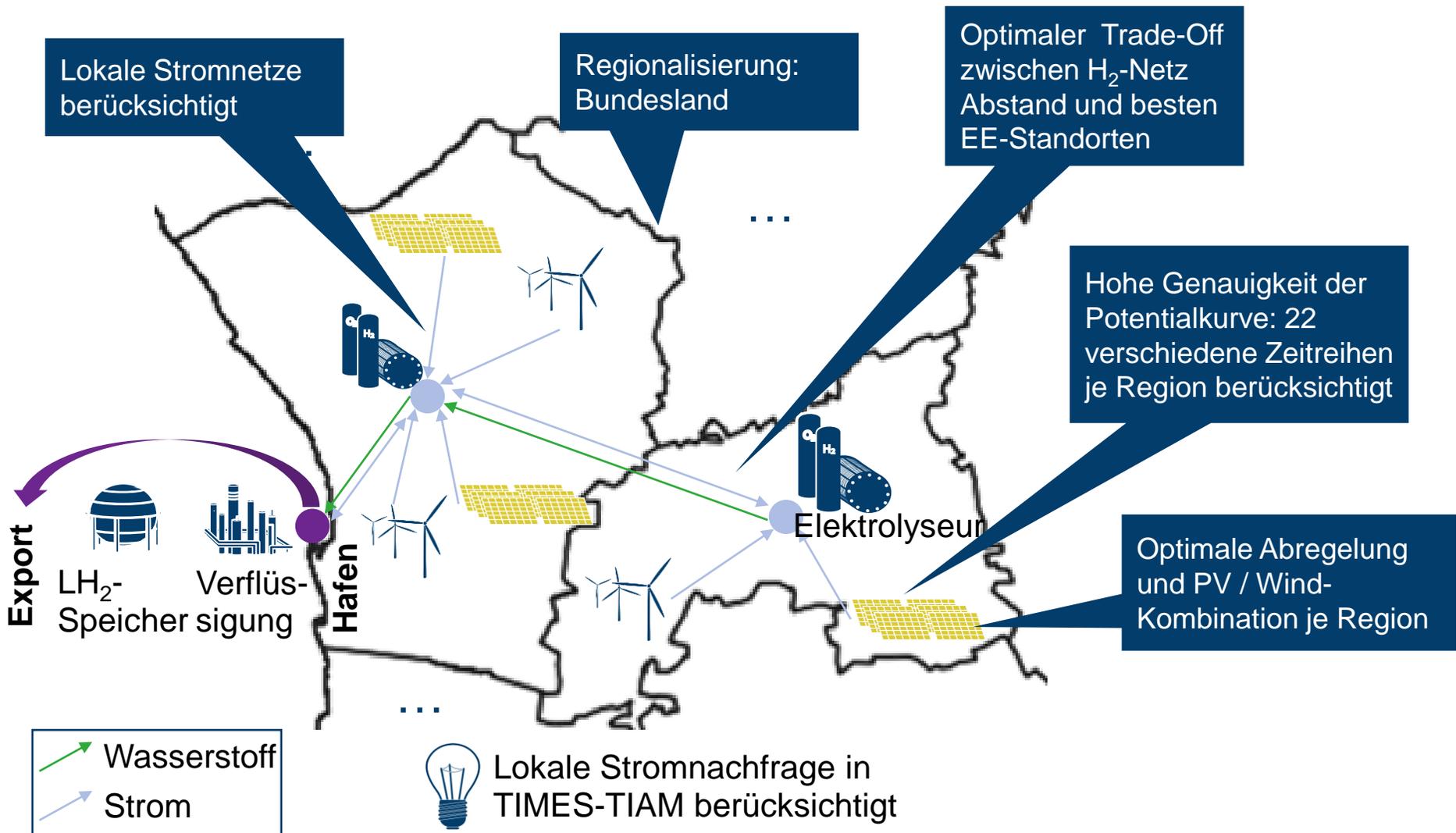
Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag



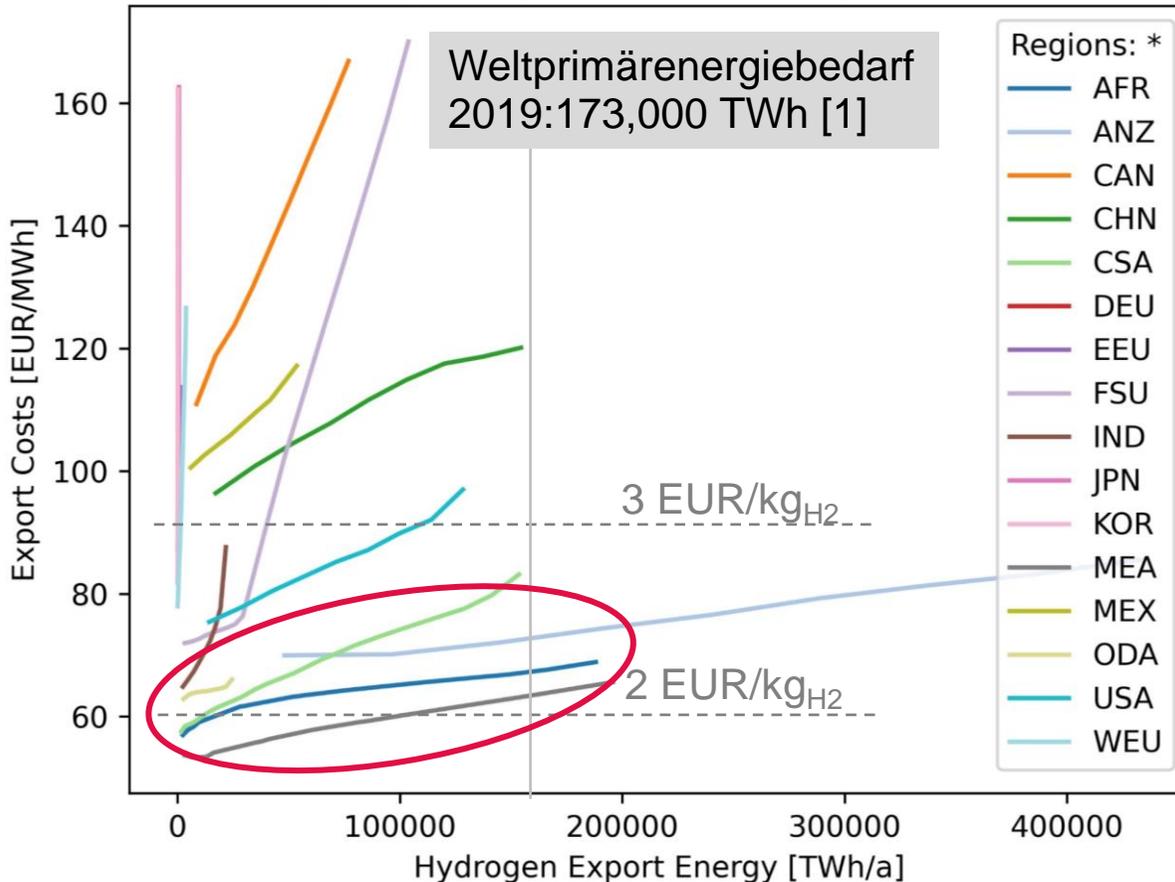
Struktur des FINE.Export Modells am Beispiel Namibias



Beispielregion: Namibia, EE: Erneuerbare Energiequelle

Wasserstoffexportkurven für jede betrachtete Region in 2050

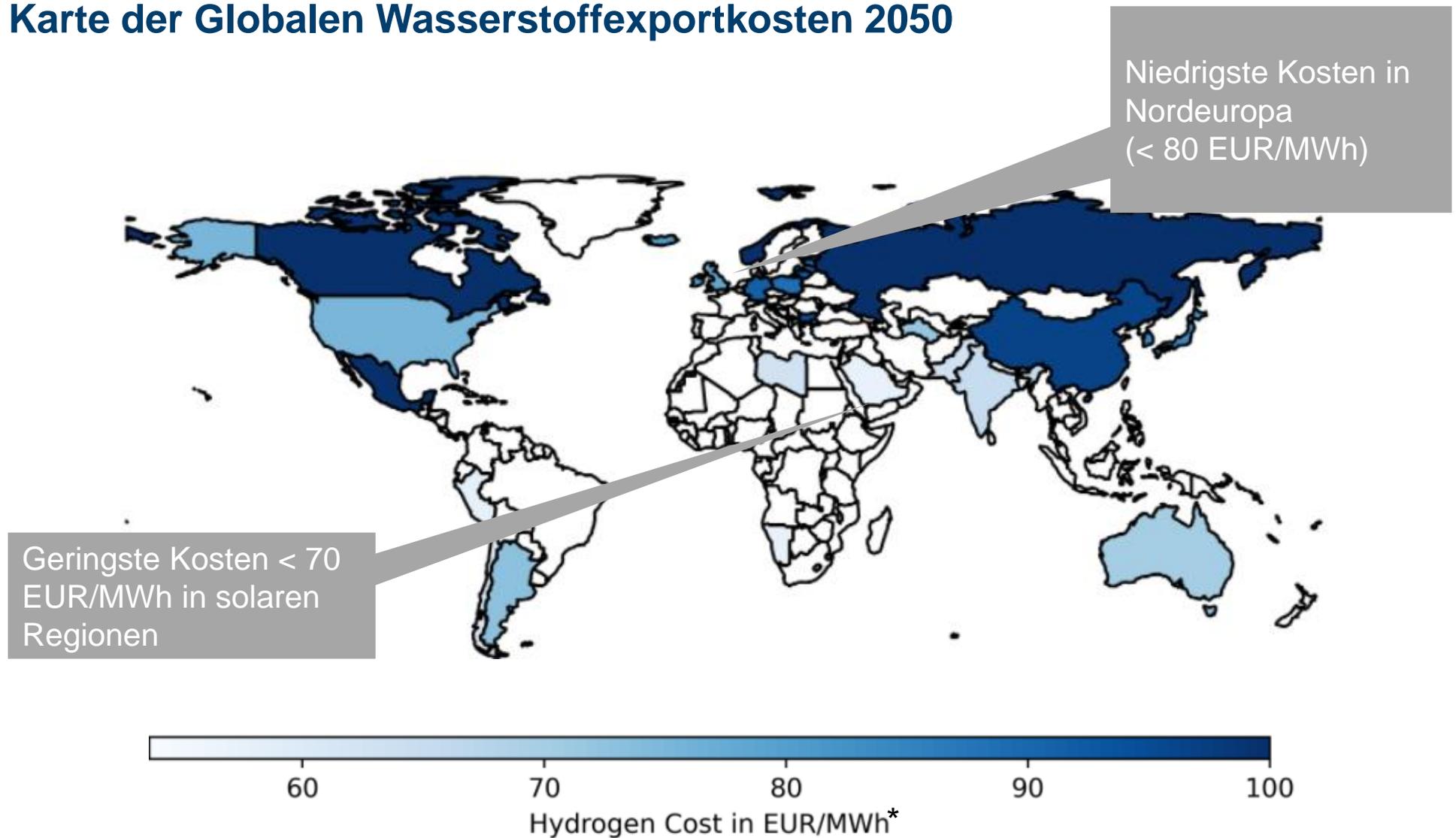
Hydrogen Export Costs for the year 2050



- Totales Wasserstoffpotential für 28 Länder: 1540 PWh/a
 - Circa 9- fache des Weltenprimärenergiebedarfs von 2019 [1]
- Nahe Osten (MEA), Afrika (AFR) und Südamerika (CSA) können den globalen Primärenergiebedarf kostengünstig bereitstellen:
 - ~ 100 PWh/a Wasserstoff unter 2 EUR/kg in 2050
 - Größter Anteil aus Nahen Osten (MEA)

*ausgewählte Länder aus: Western Europe (**WEU**), Korea (**KOR**), Japan (**JPN**), Deutschland (**DEU**), Osteuropa (**EEU**), Indien (**IND**), USA, Ehemalige Sowjetunion (**FSU**), China (**CHN**), Mexico (**MEX**), Kanada (**CAN**), Nahe Osten (**MEA**), Afrika (**AFR**), Mittel- und Südamerika (**CSA**), Australien Neu Seeland (**ANZ**), Weiteres Asien (**ODA**) [1] <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>,

Karte der Globalen Wasserstoffexportkosten 2050



OFPV: Freiflächen-PV, Quelle: ETSAP-D Projektergebnisse

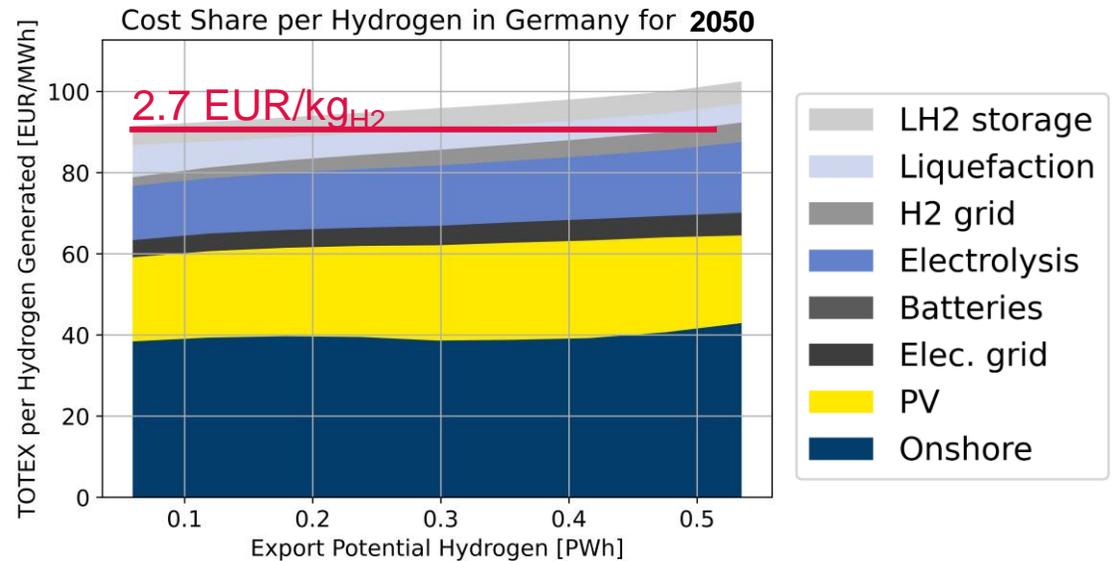
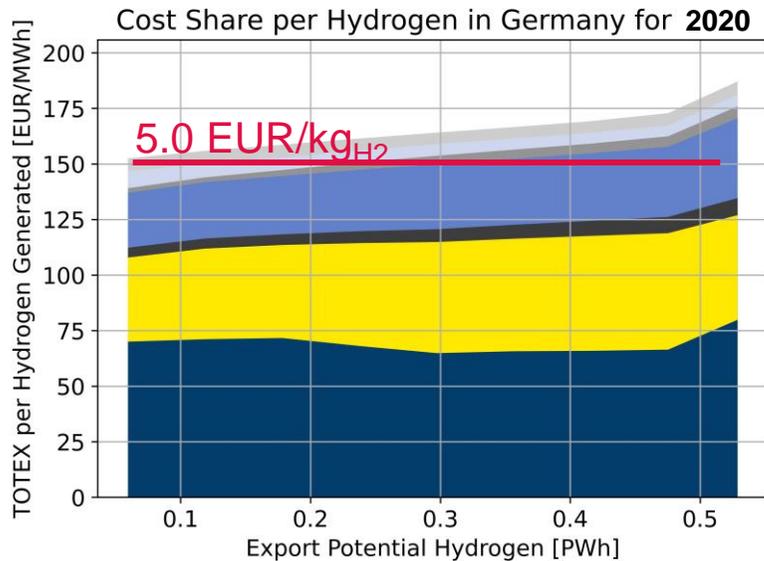
*Kosten bei 20% max. Export

Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag

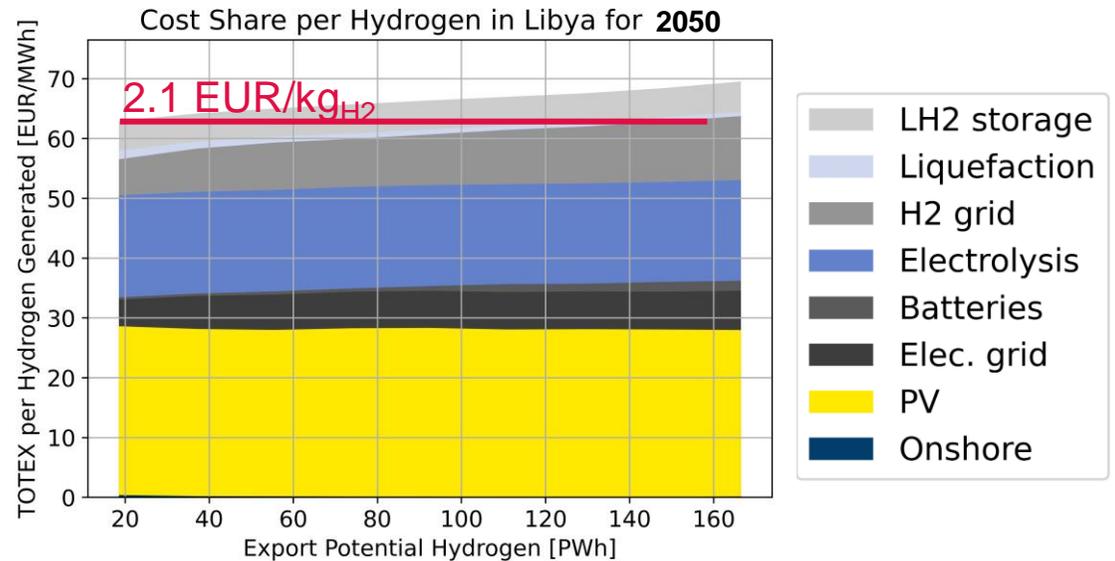
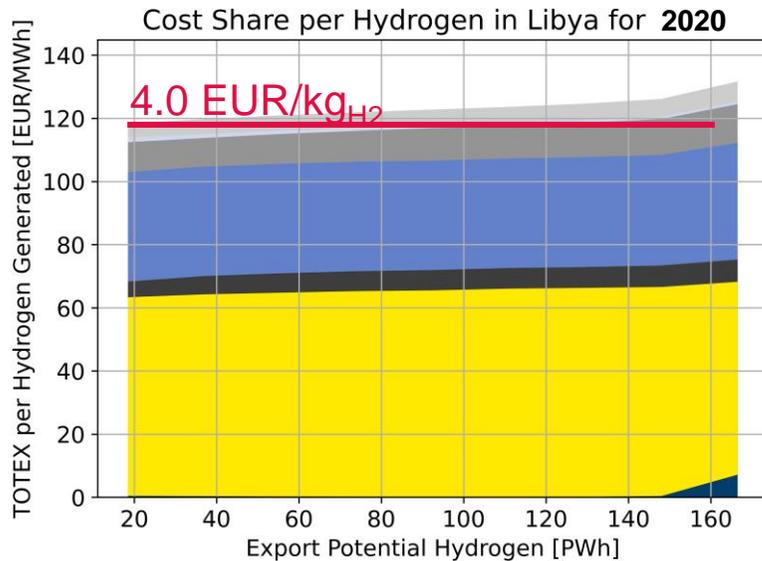
Deutsche Potentiale von grünem Wasserstoff



- Deutscher Wasserstoff aus Kombination von PV + Onshore (30 - 50% PV and 70 - 50% Wind)
- Größter Kostenanteil erneuerbare Energien (2020: 70%, 2050: 60%)
- Lokale Kosten sinken von 150 €/MWh=5 €/kg_{H2} (2020) auf 90 €/MWh=2.7 €/kg_{H2} (2050)
- Gesamtpotential von 520 TWh/a

PEM: Polymerelektrolytbrennstoffzelle , PV: Photovoltaik, TOTEX: Gesamtkosten

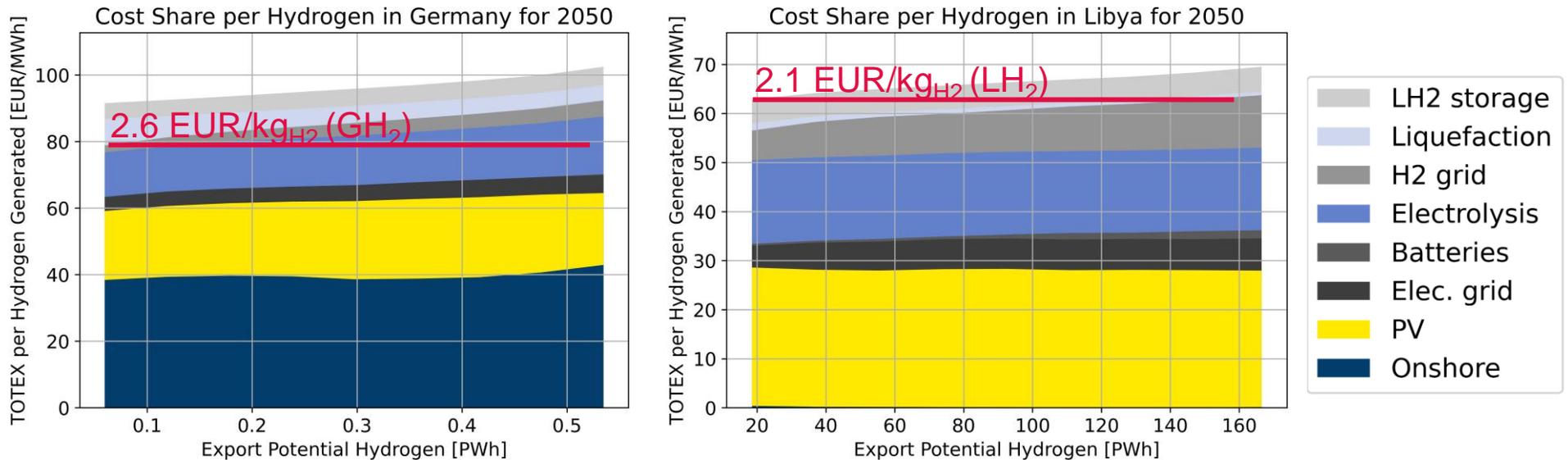
Nordafrikanische (libysche) Potentiale für grünen Wasserstoff



- Lybische Wasserstoffherzeugung PV-dominiert (>90% PV energiebezogen)
- Trotz günstigen PV-Potentialen (3 ct/kWh in 2050) Kostenanteil von > 40 - 45% für PV
- Niedrige Kosten: ~4.0 €/kg_{H2} (2020) und ~2.1 €/kg_{H2} (2050)
- Hohes Potential: > 160 PWh/a allein für Libyen

PEM: Polymerelektrolytbrennstoffzelle , PV: Photovoltaik, TOTEX: Gesamtkosten

Lokale Wasserstoffproduktion wettbewerbsfähig zum Import von grünem Wasserstoff, aber lokale Stromnachfrage wir Importe bedingen

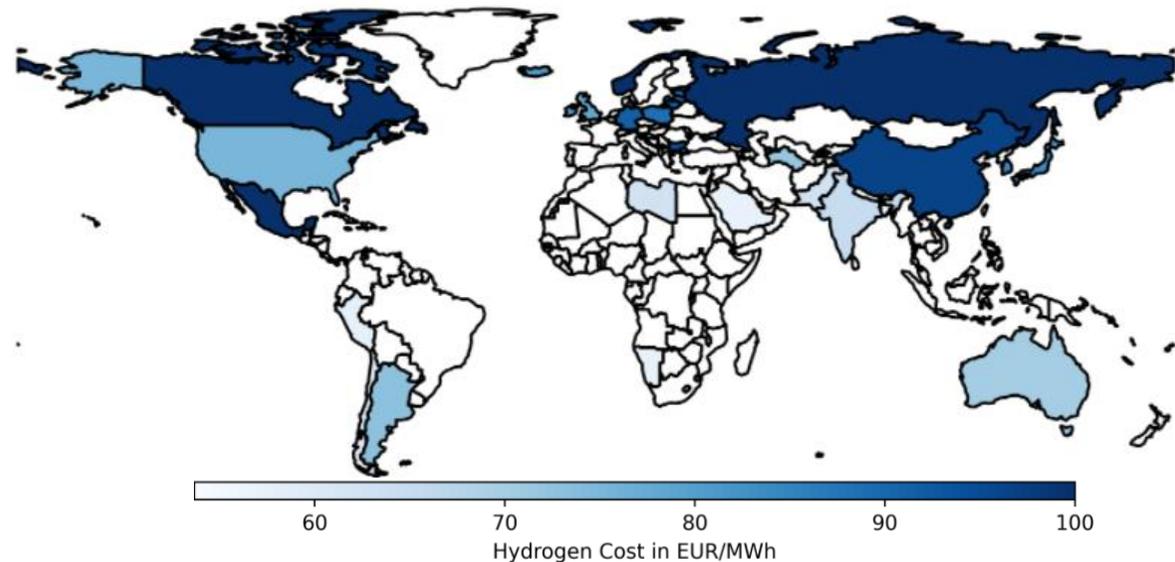


- Kostenunterschied Deutschland und Libyen 2050:
 - Deutschland: 2.6 EUR/kg (GH₂) vs. Libyen 2.1 EUR/kg (LH₂): Differenz: 0.5 EUR/kg
 - **Wichtiger Faktor:** Deutschland wird große Teile seiner EE-Potentiale direkt verbrauchen:
 - 845 TWh elektrisches Potential für Freiflächen-PV und Onshore Wind
 - 1216 TWh Nachfrage in 2045 [1]
- H₂ Import wird benötigt!

EE: Erneuerbare Energie, PEM: Polymerelektrolytbrennstoffzelle, PV: Photovoltaik, TOTEX: Gesamtkosten
 [1] Schöb, T et. al., Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045, 2022

Zusammenfassung

- Potentiale für grünen Wasserstoff sind groß (1540 PWh/a in 28 Ländern)
- Relevante Mengen von Wasserstoff unterhalb von 2 EUR/kg in 2050 (100 PWh/a)
- Grüner Wasserstoff aus Deutschland (2050) kann wettbewerbsfähig zu Import von grünem Wasserstoff sein: Kosten : 2.60 €/kg lokal vs. 2.10 €/kg Libyen
- Deutschland wird trotzdem aufgrund nicht ausreichender EE-Potentiale Wasserstoff importieren
- Nord Afrika und Nahe Osten können eine wichtige Rolle für Deutschlands grünen Wasserstoffimport spielen



EE: Erneuerbare Energien

Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag

Thank you!



Institute of Energy and Climate Research
Techno-Economic Systems Analysis (IEK-3)
Forschungszentrum Jülich
<https://www.fz-juelich.de/en/iek/iek-3>

Contacts:

David Franzmann
+49 151 21424296
d.franzmann@fz-juelich.de

Prof. Dr. Detlef Stolten
+49(0)2461 61 5147
d.stolten@fz-juelich.de

Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag

ETSAP Forschungsergebnisse

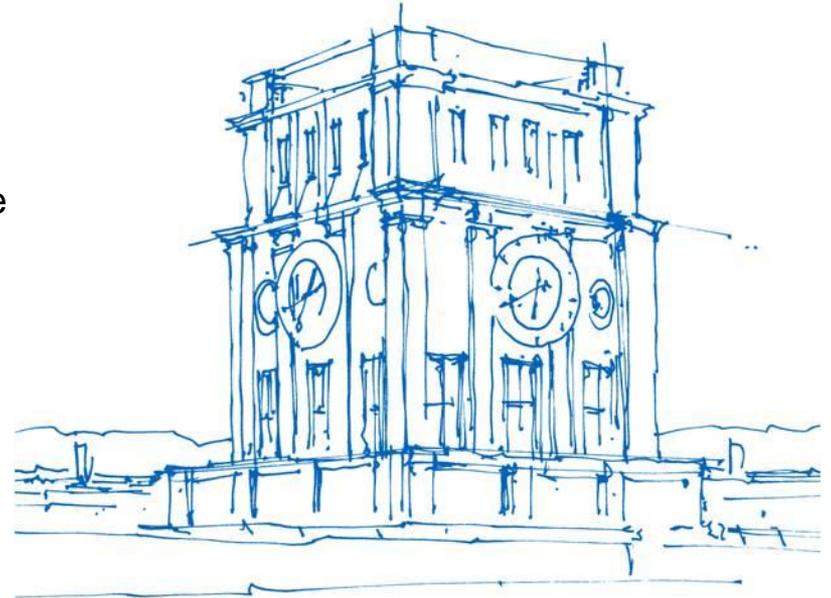
Patrick Buchenberg, Thushara Addanki

Technische Universität München

TUM School of Engineering and Design

Lehrstuhl für erneuerbare und nachhaltige Energiesysteme

Garching, 23. September 2022

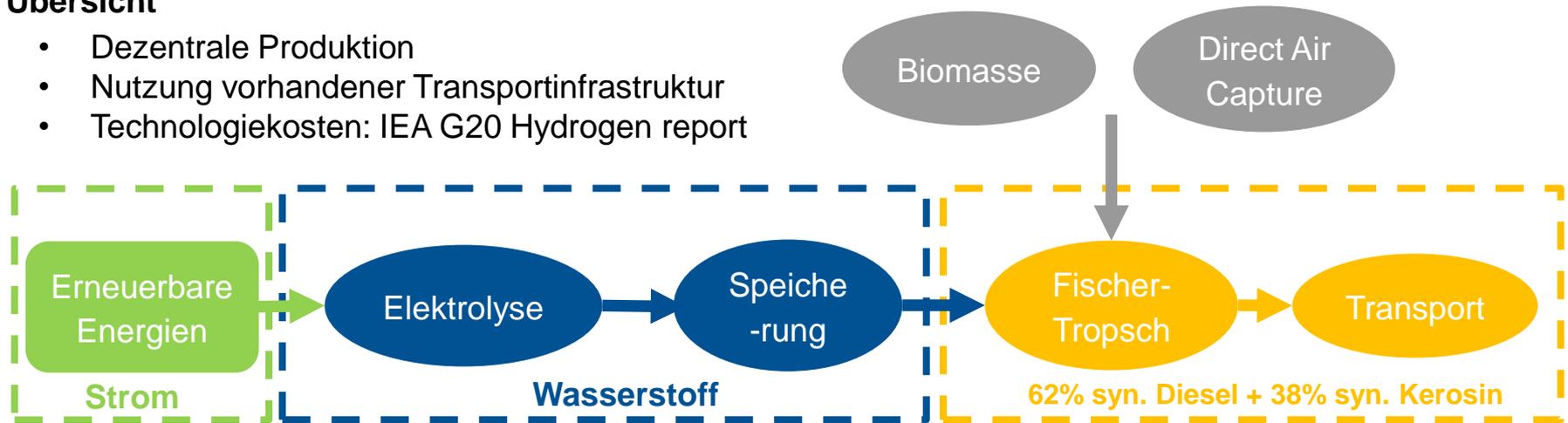


Uhrenturm der TUM

Modelldesign

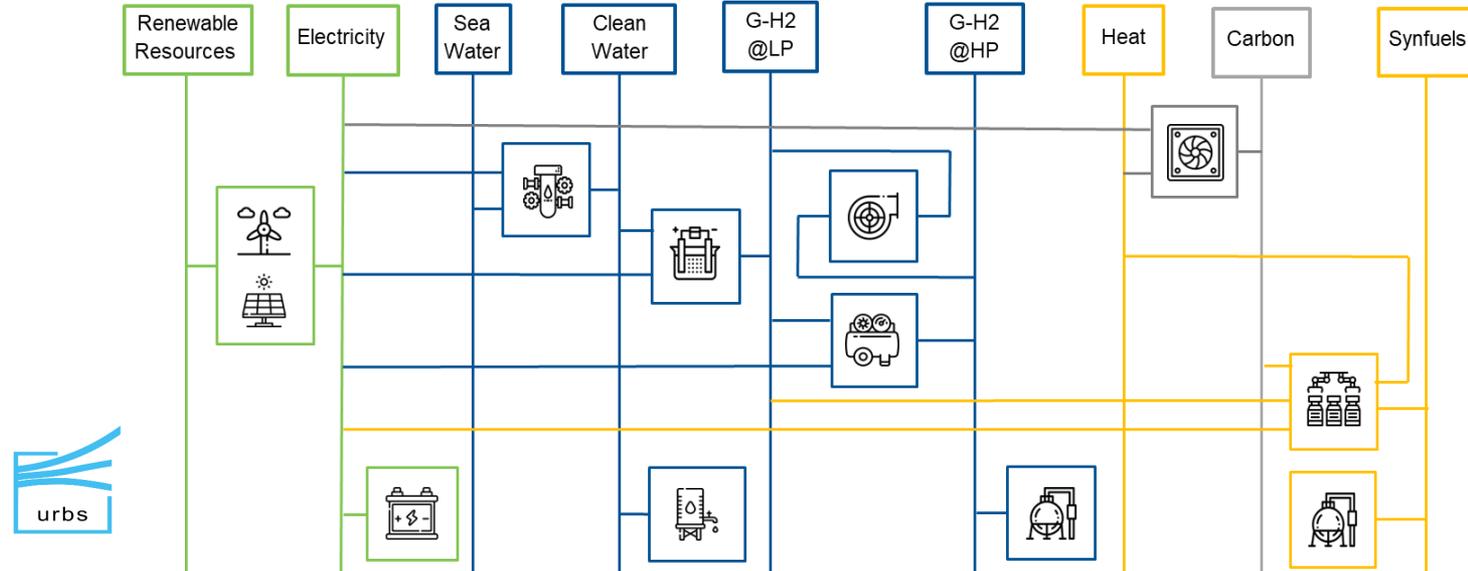
Übersicht

- Dezentrale Produktion
- Nutzung vorhandener Transportinfrastruktur
- Technologiekosten: IEA G20 Hydrogen report



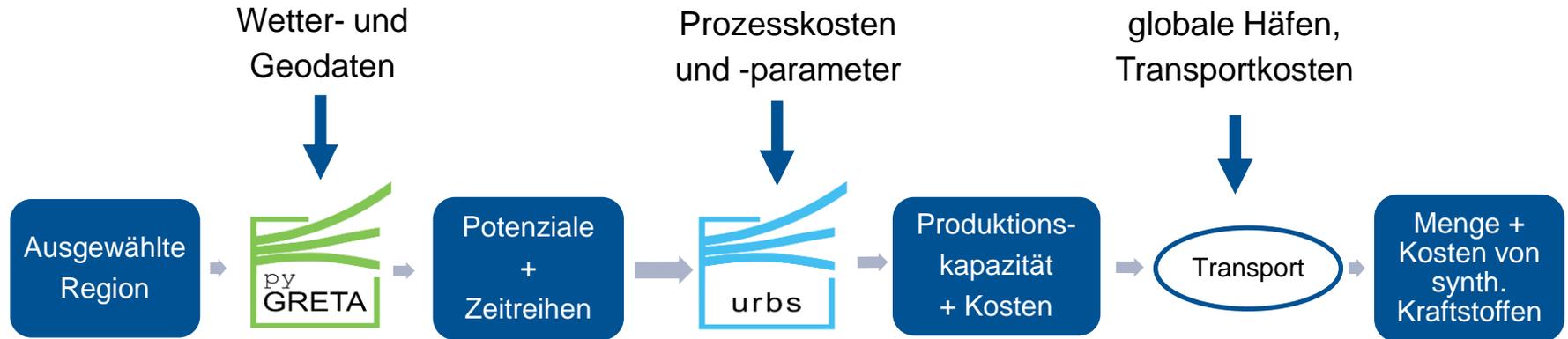
Modelldesign

Referenzenergiesystem



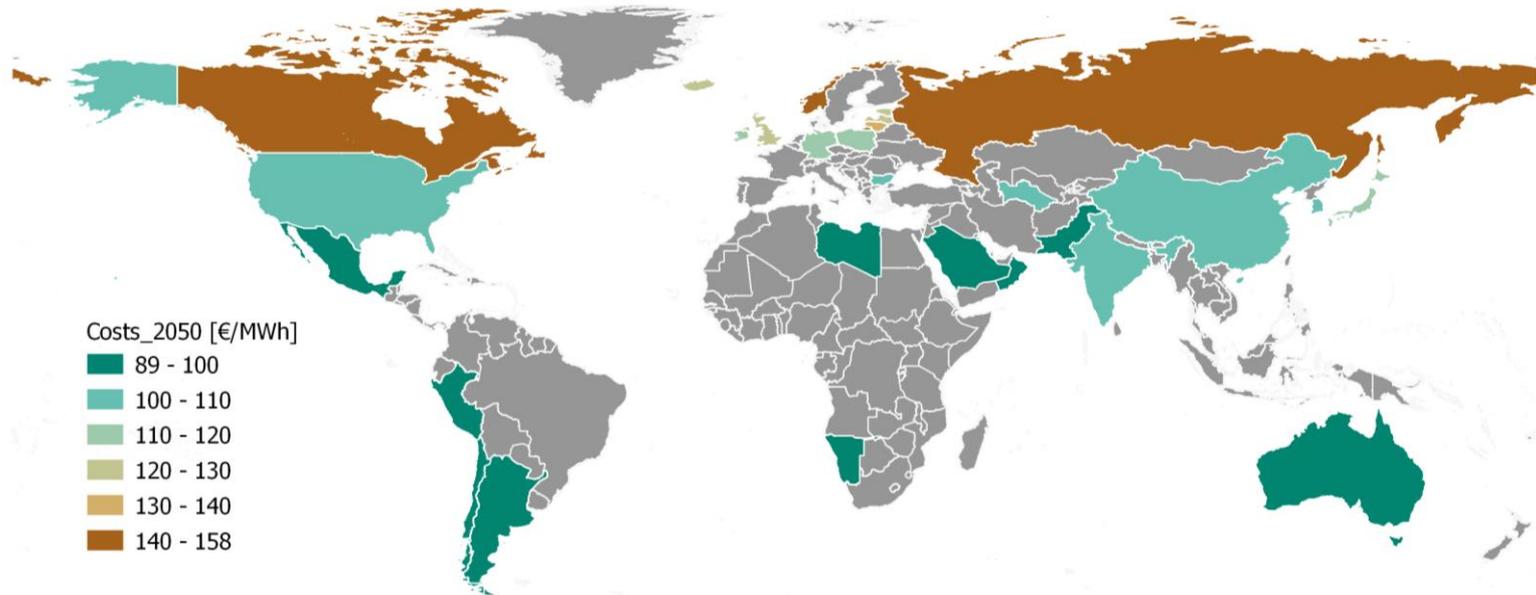
Modelldesign

Werkzeuge

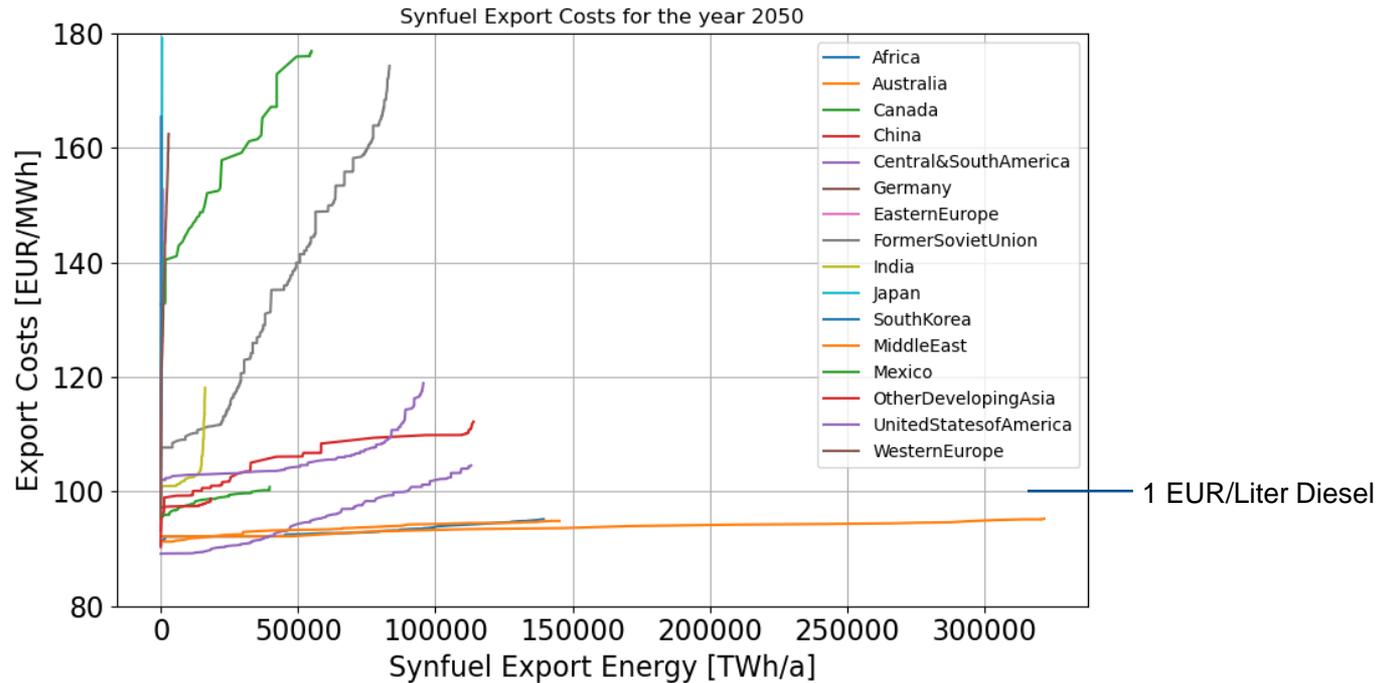


Exportkosten 2050

Durchschnittliche Kosten bei 20% des Potenzials

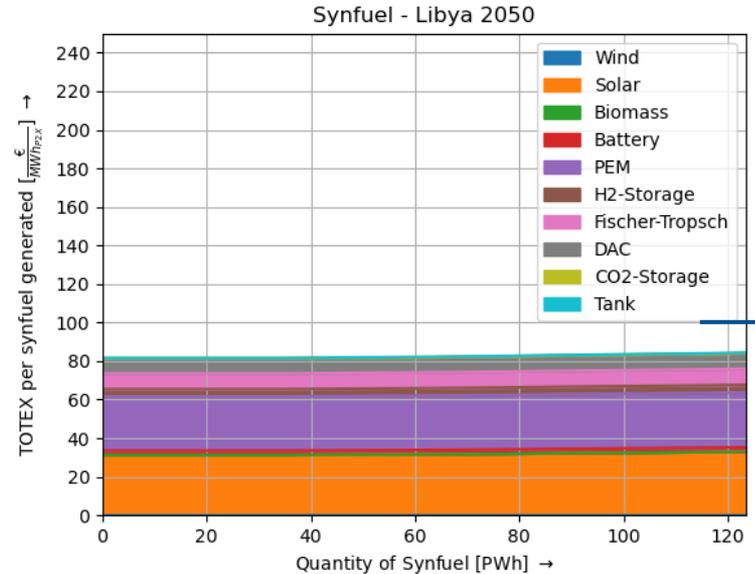
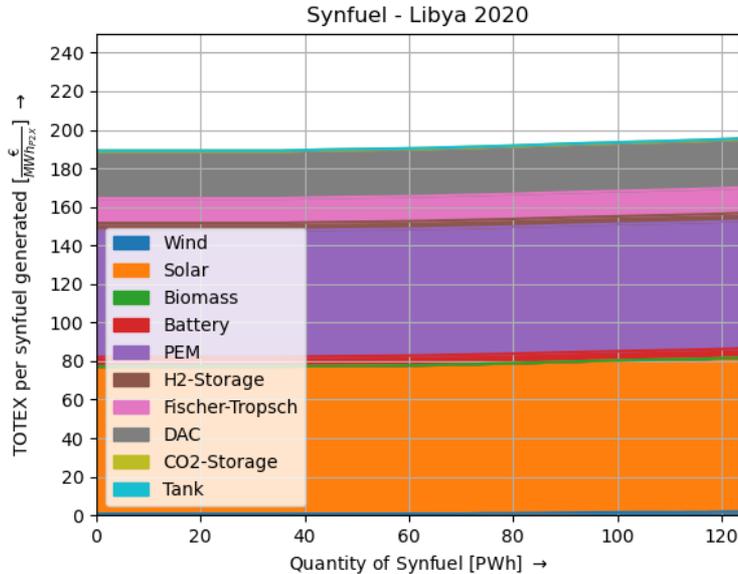


Exportkosten 2050



Exportkurven

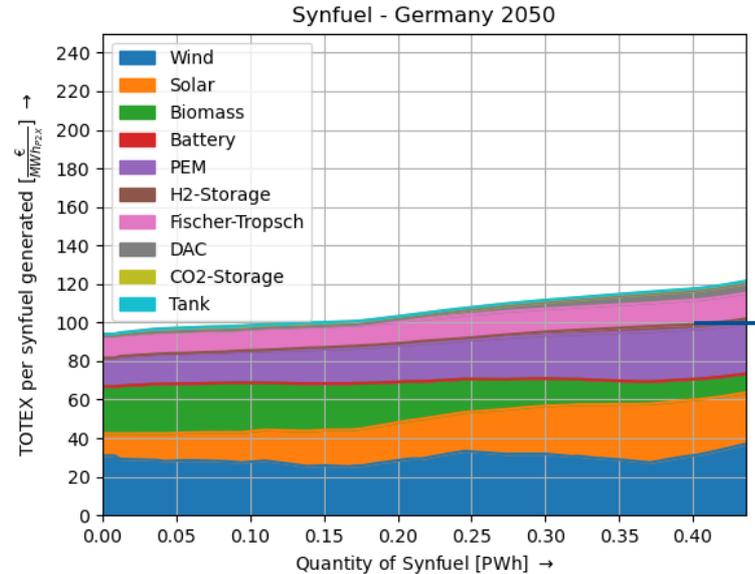
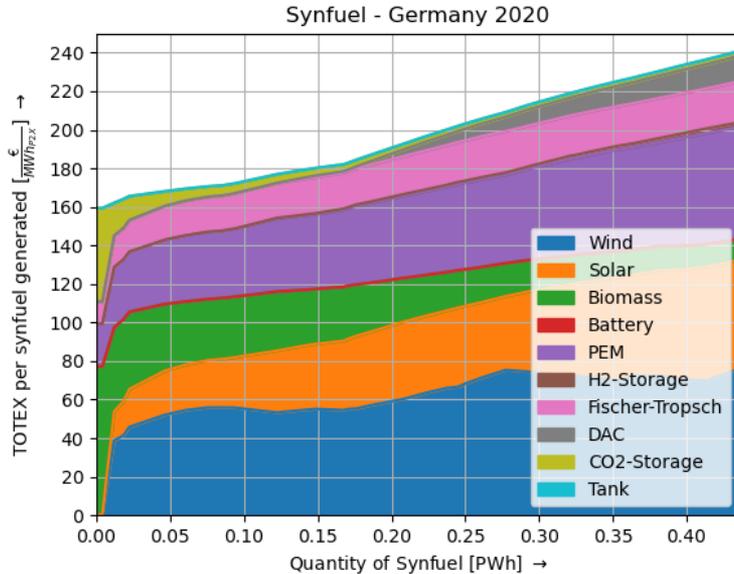
Nordafrika (Libyen)



1 EUR/
Liter Diesel

Exportkurven

Deutschland



1 EUR/
Liter Diesel

Zusammenfassung

- Verwendung von Open-Source-Tools pyGreta und urbs
- Günstige Standorte abhängig von solarer Einstrahlung aufgrund dominanter PV-Erzeugung
- Erhebliche synth. Kraftstoffpotenziale unter 100 €/MWh
- Kaum Gebrauch von Batterien auch in 2050
- Kostenreduktion von synthetischen Kraftstoffen bis 2050 um ca. 50%
 - Libyen: Ø190 €/MWh (2020) -> Ø80 €/MWh (2050)
 - Deutschland: Ø200 €/MWh (2020) -> Ø110 €/MWh (2050)
- Zunehmender Anteil an PV wegen niedrigen Erzeugungskosten



Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

„Globale Produktion und Kosten von Wasserstoff“

Energiesystemanalyse mit ETSAP-
TIAM

23. September 2022

Felix Lippkau
apl. Prof.
Markus Blesl

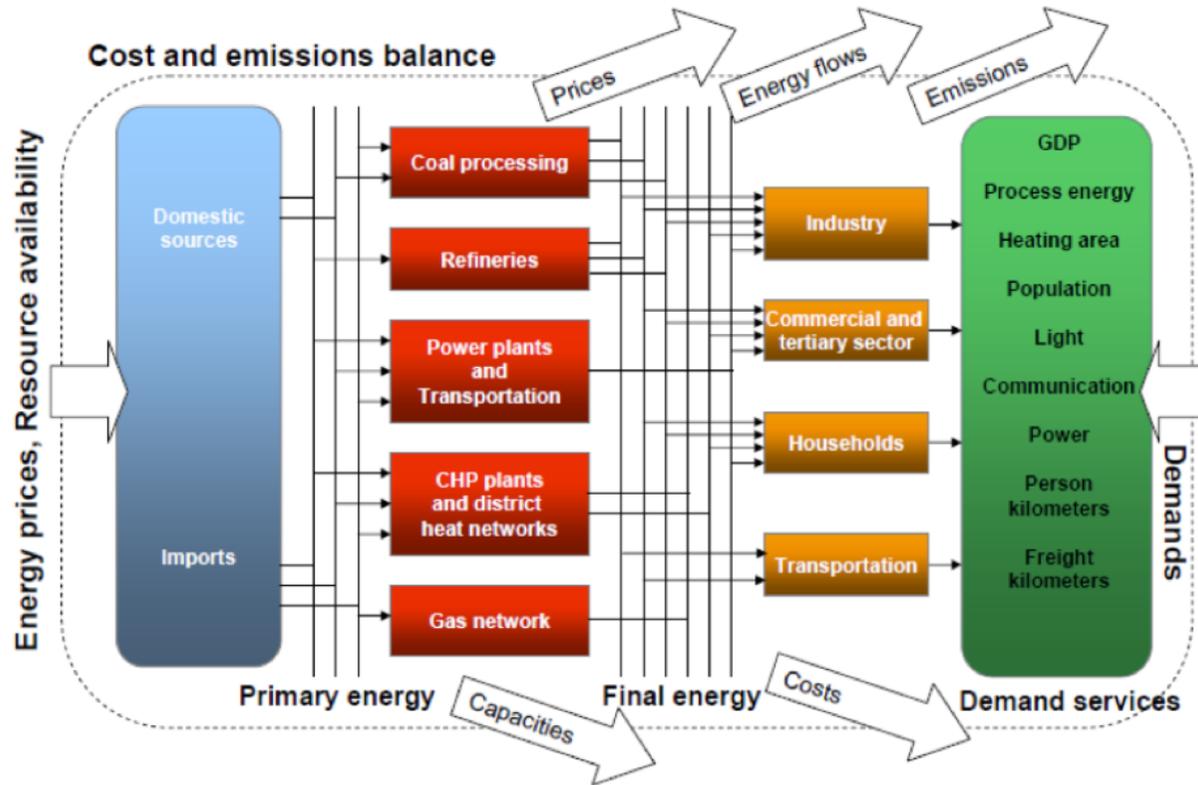
IER

Motivation

- Im Pariser-Abkommen haben die Länder weltweit erkannt, dass es notwendig ist, die Treibhausgasemissionen zu begrenzen, um die Erderwärmung möglichst auf 1.5°C zu begrenzen.
- Auf Basis des 1.5°C Ziels hat der IPCC ein globales CO₂ Budget von 420 Gt ausgewiesen.
- Für das Erreichen des 1.5°C Ziels ist eine Dekarbonisierung des Energiesystems notwendig. Neben den erneuerbare Energien wird Wasserstoff eine zentrale Rolle spielen.
- Die Nutzbarkeit von erneuerbaren Energien hängt stark von den regional verfügbaren Potentialen und den damit verbundenen Kosten ab.

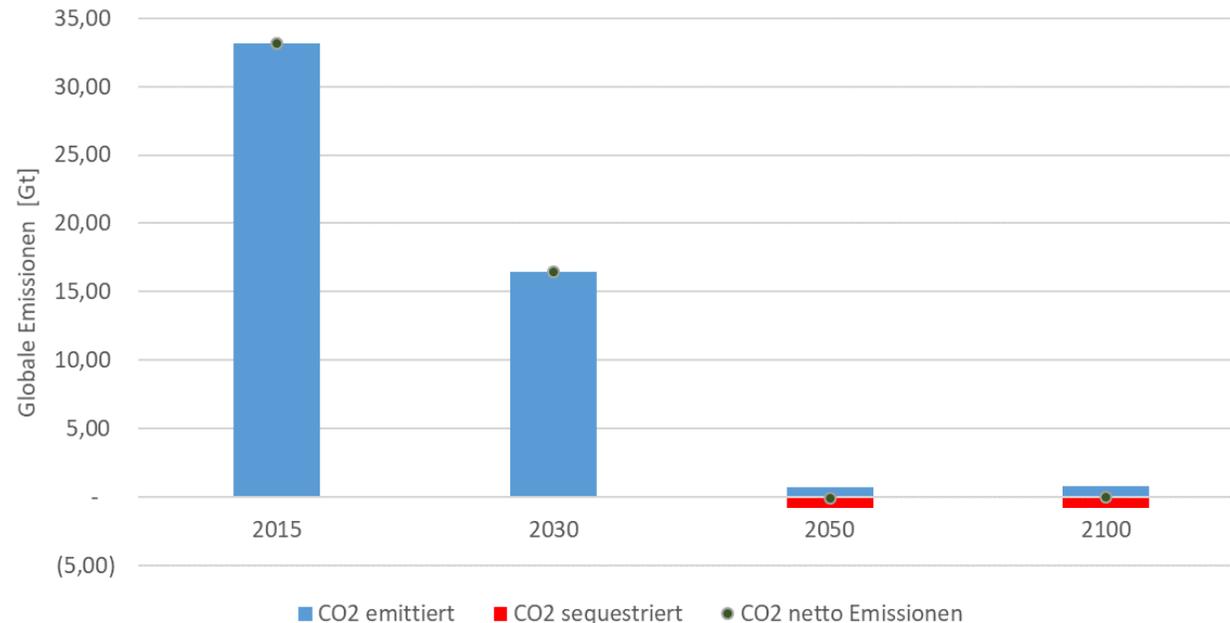
ETSAP – (TIMES Integrated Assessment Model) – TIAM¹

Modellaufbau



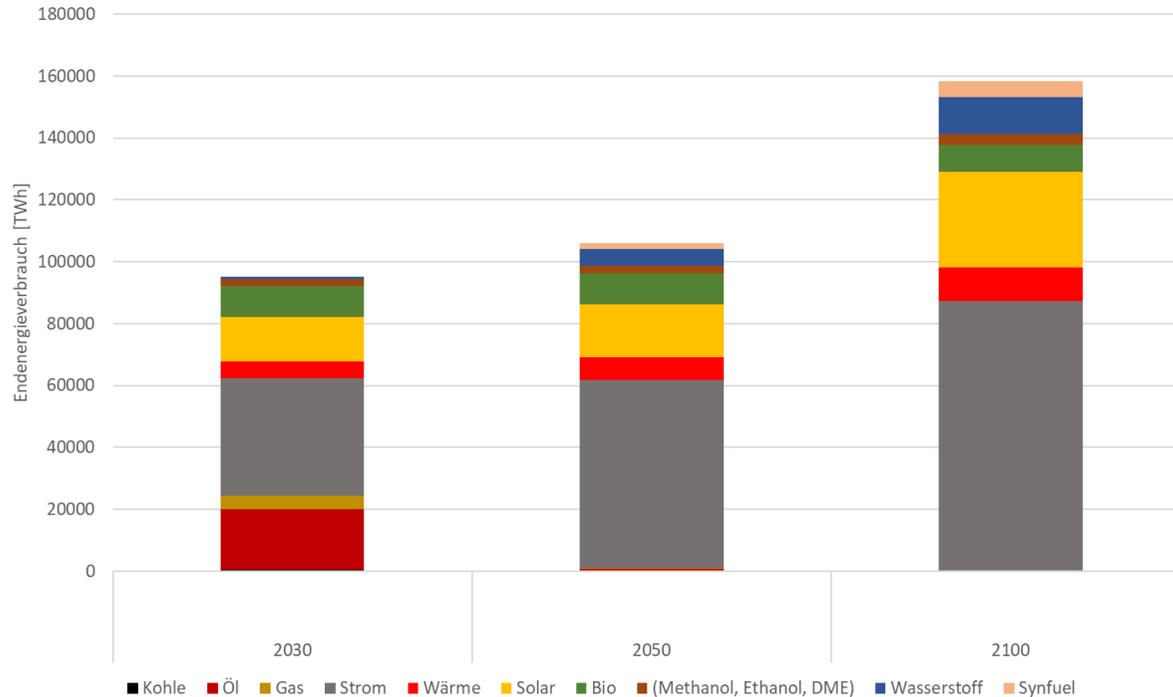
- Globales Energiesystemmodell mit 16 Regionen basierend auf dem TIMES Modellgenerator
- Perfect Foresight
- Kostenminimale Energieversorgung
- Zeithorizont 2015 – 2100
- Sektoren: Industrie, Transport, Landwirtschaft, Haushalte und Gewerbe, Handel Dienstleistung
- Detaillierte Wasserstoff & Synfuelmodellierung

Ergebnis des 1,5 °C Ziel-Szenario - Globale CO₂ Emissionen



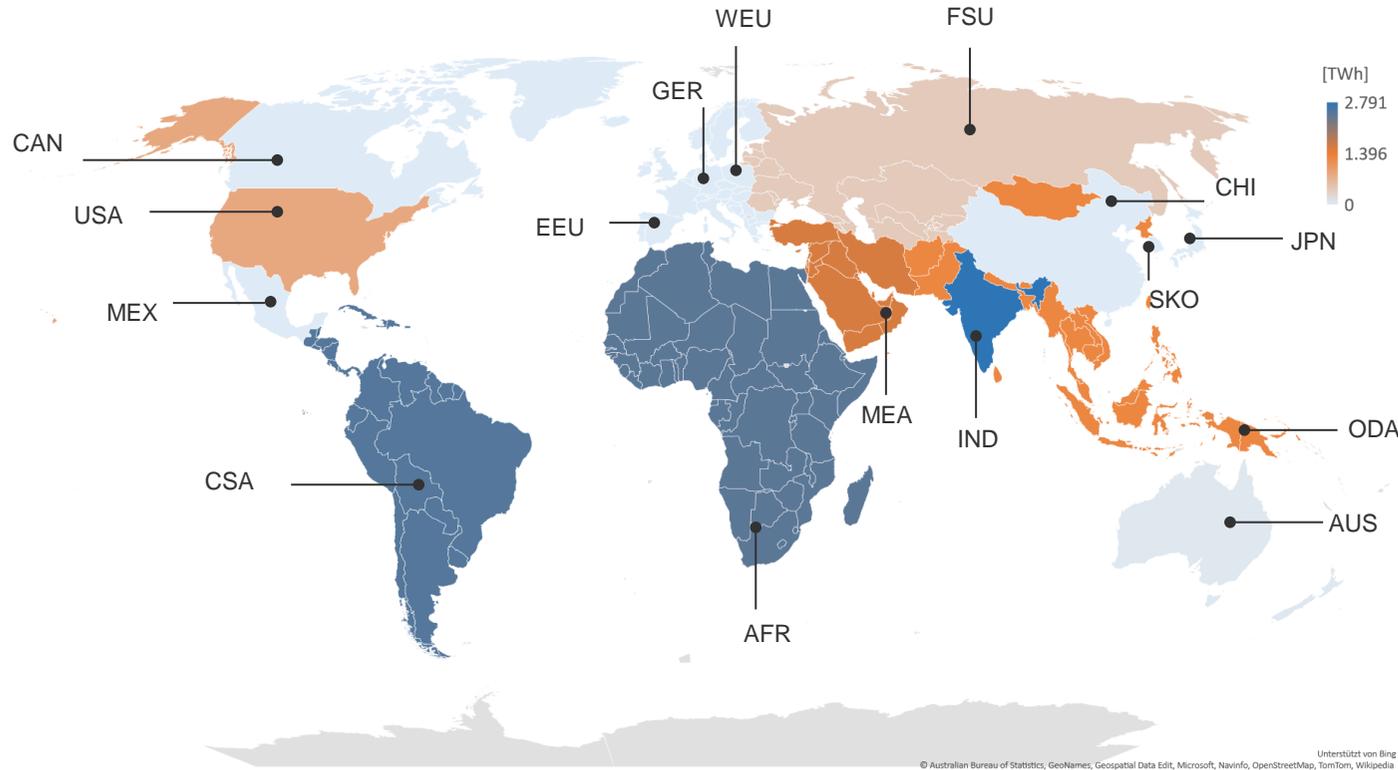
- Globale CO₂ Neutralität bis 2050 möglich
- Einsatz von CCS unausweichlich um prozessbedingte Emissionen in der Industrie und Landwirtschaft auszugleichen
- Wasserstoff und Synfuels spielen eine große Rolle bei der Dekarbonisierung

Ergebnis des 1,5 °C Ziel-Szenario - Globale Endenergieverbrauch im Jahr 2100



- Ersatz der fossilen Endenergieträger bis 2050 notwendig.
- Zunehmende Elektrifizierung aller Sektoren und vor allem von Industrieprozessen
- Wasserstoff hat einen Anteil von 2,9% in 2050 bzw. 5,8% in 2100
- Wasserstoff wird vor allem in Transport und Industrie eingesetzt

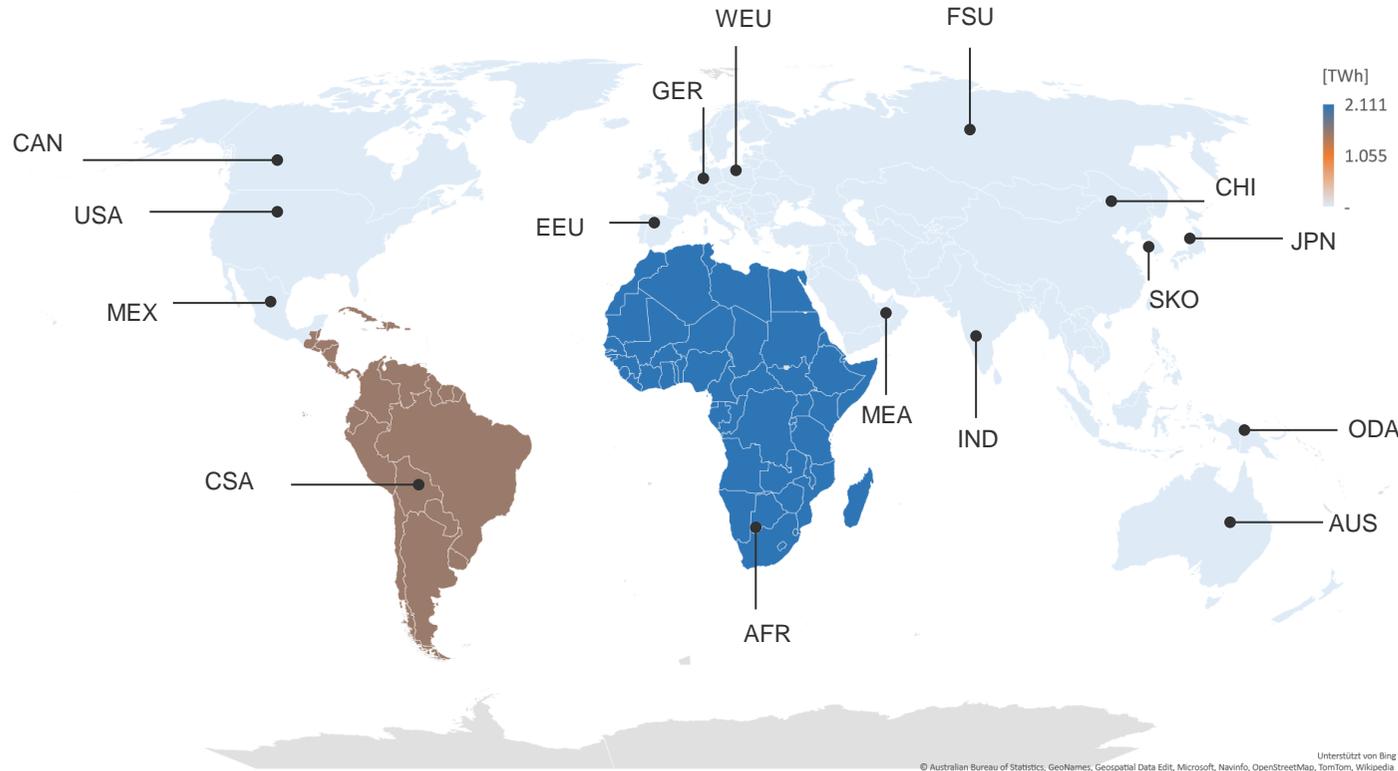
Ergebnis des 1,5 °C Ziel-Szenario - Globale Wasserstoffproduktion im Jahr 2100



Gesamtproduktion: 11907 TWh

- Regionen mit viel EE Potential und geringen Erschließungskosten können günstig Wasserstoff produzieren
- Einzelne Regionen weisen im kostenoptimalen Pfad keine/kaum lokale Wasserstoffproduktion auf. Darunter Deutschland, West- & Osteuropa.
- Begrenzte EE-Potential und die direkte elektrische Nutzung stehen hier in Konkurrenz.

Ergebnis des 1,5 °C Ziel-Szenario - Globale Wasserstoffexport im Jahr 2100

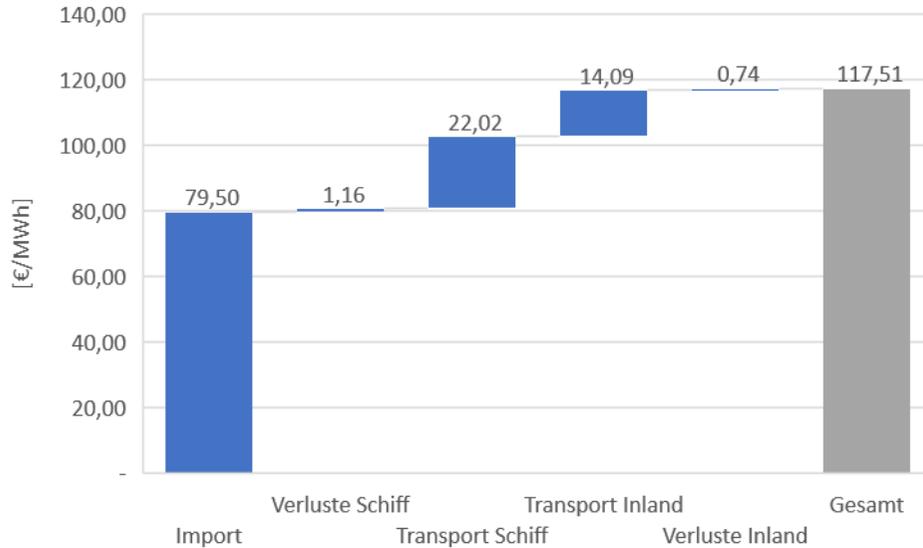


- Im kostenoptimalen Pfad stellen sich 2 Regionen als Exporteure dar .
- Afrika ist hauptsächlich Lieferant für Europa und China
- Zentral- und Südamerika beliefert hauptsächlich Nordamerika

Gesamtxportmenge: 3622 TWh (ca. 30 % der weltweiten Produktion)

Exportkosten Afrika nach Deutschland

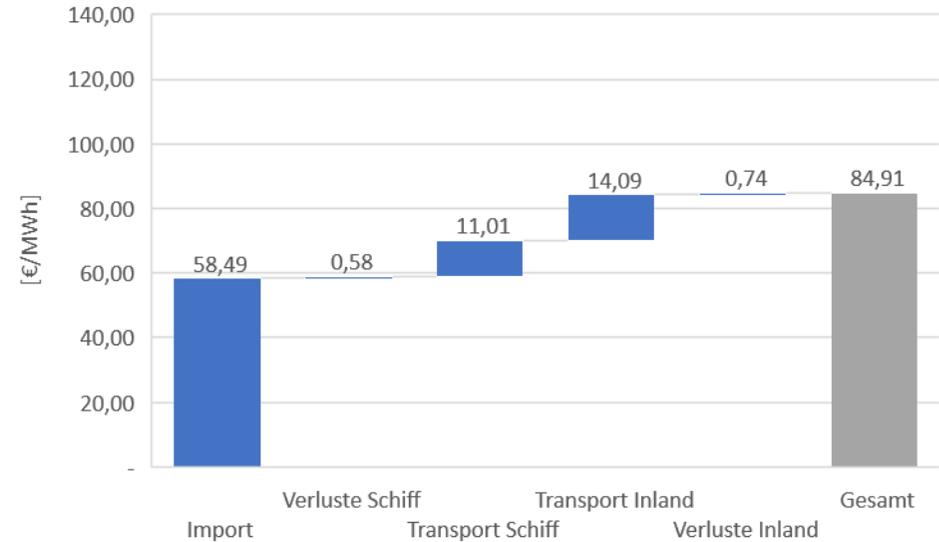
2030



Funktion der Dauer des Transports

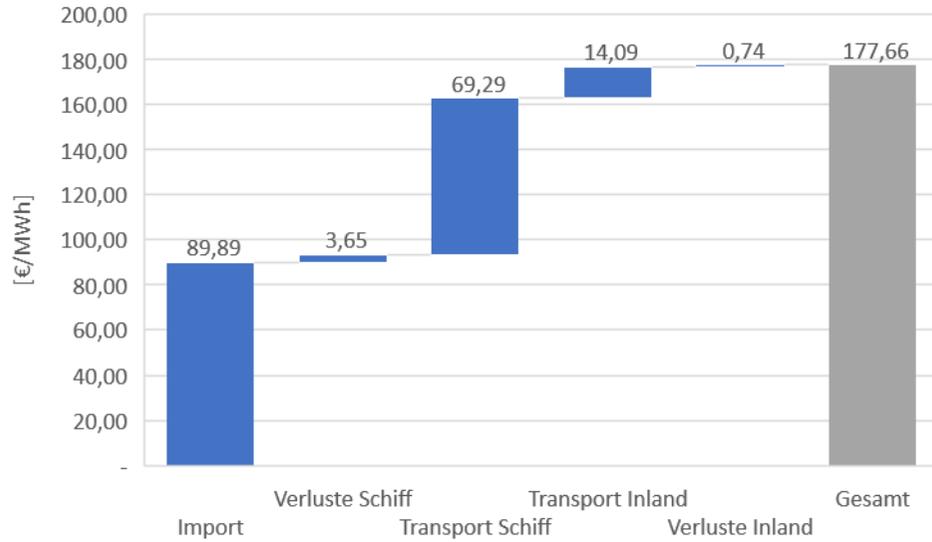
Funktion der Strecke des Transports

2100

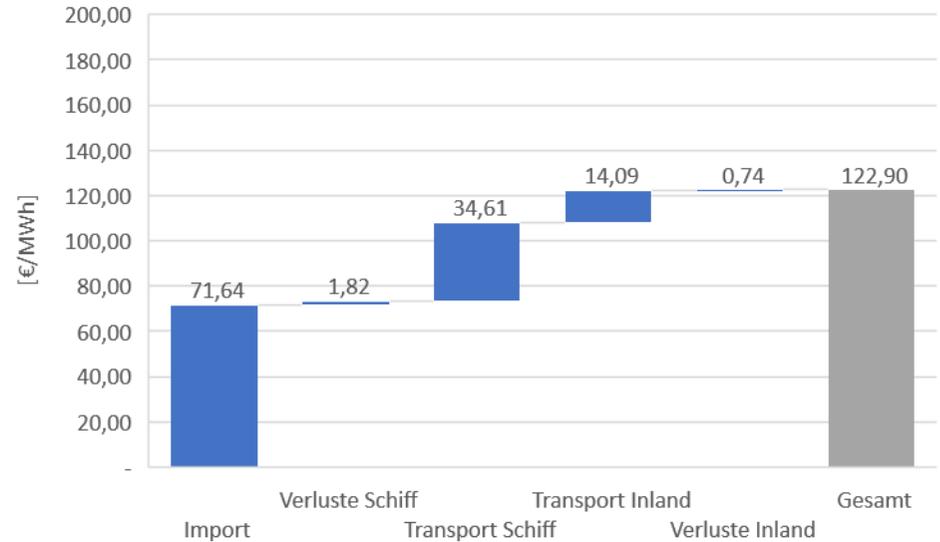


Exportkosten Australien nach Deutschland

2030



2100



Zusammenfassung / Ausblick

- Wasserstoff ist langfristig für die Dekarbonisierung des globalen Energiesystems nötig.
- Deutschland ist im kostenoptimalen Pfad abhängig von Wasserstoffimporten. Kosten inklusive Transport könnten für Deutschland auf bis zu 84,91 €/MWh € fallen
- Einige Regionen sind autark und können sich langfristig selbst versorgen. Für einige Länder stellt der Wasserstoffexport zukünftige Einkommensquellen dar
- Unsicherheiten ergeben sich aus zusätzlichem Verbrauch von Wasserstoff in der Industrie und der Frage nach der Versorgungssicherheit.



Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Vielen Dank!



Felix Lippkau

E-Mail felix.lippkau@ier.uni-stuttgart.de

Telefon +49 (0) 711 685- 87870

Fax +49 (0) 711 685- 87873

Universität Stuttgart

Systemanalytische Methoden und Wärmemarkt

Heißbrühstraße 49a, 70565 Stuttgart

Diskussion

- 1) Wie groß wird der Anteil von synthetischen Kraftstoffen und Wasserstoff an der Primärenergie?
- 2) In welchen Sektoren werden die neuen Energieträger zuerst eingesetzt?
- 3) Was sind die Bedingungen im Endenergiesektor für den Einsatz von Wasserstoff?
- 4) Welche Rolle spielen synthetische Kraftstoffe?
- 5) Wie und zu welchem Zeitpunkt muss die existierende Infrastruktur an zukünftige Energieträger angepasst werden?
- 6) Was bedeutet die Transformation für den Endverbraucher?
- 7) Weitere Fragen?

Zusammenfassung

- In Zukunft Mix aus Energieträgern -> Resilienz wird durch Diversität erhöht
- Energieversorgung der Zukunft wird teurer aufgrund fehlender externer Kosten in Vergangenheit
- Primärenergiereduktion kann die Kostensteigerung zum Teil abfangen
- Akzeptanz der Öffentlichkeit zwingend notwendig: Einbindung und Mitnahme der Leute vor Ort
- Bei der Verfügbarkeit handelt es sich um das typische Henne-Ei-Problem
- Industrienachfrage ist entscheiden
- Es gibt bisher noch keine Einigung wer für die Anpassung an die neuen emissionsfreien Energieträger in Vorleistung geht
- Grundproblem heute sind die hohen Erzeugungskosten und fehlende gesellschaftliche Akzeptanz
- Heute noch kein Markt für synthetische Kraftstoffe aufgrund Wettbewerbsnachteil durch höhere Kosten