



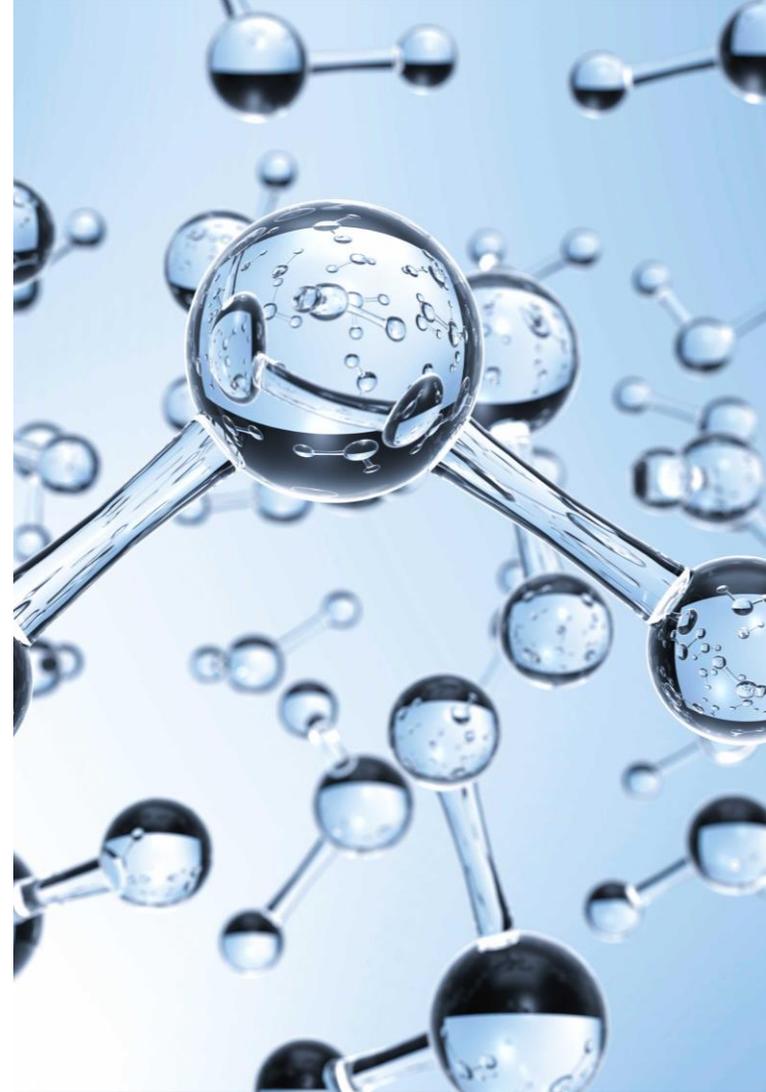
IMPORTMÖGLICHKEITEN FÜR ERNEUERBAREN WASSERSTOFF

Studienpräsentation im Rahmen von H2Austria

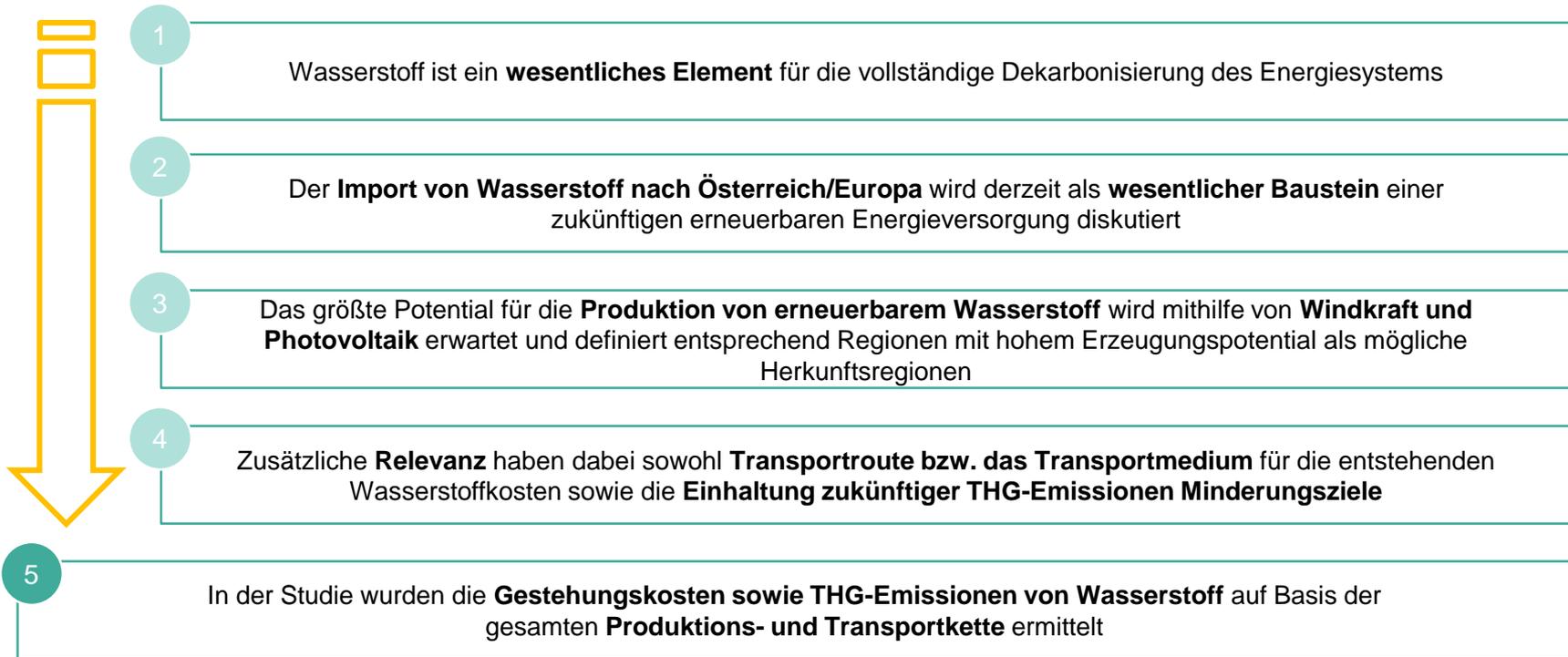


AGENDA

1. **Kurzrekapitulation & Abgrenzung der Studie**
2. Gesteuerungskosten Wasserstoff
3. Technoökonomische Analyse Transportszenarien
4. THG-Emissionen im Lebenszyklus
5. Kooperationspartner, Barrieren & Handlungsempfehlungen



AUSGANGSLAGE UND ZIELSETZUNG DER STUDIE



AUSWAHL DER LÄNDER UND SZENARIEN

Die Auswahl der Länder sowie zu analysierende Wasserstoff-Träger wurden im Hinblick auf die Wind/Solar Potenziale der jeweiligen Länder in enger Abstimmung mit dem Auftraggeber festgelegt

| | Transport | | | | | Erzeugung | |
|-------------------------------------|-----------------|----------|------|---------------|------------------|-----------|----|
| | Hochseeschiff | | | Binnen-schiff | Pipeline | Wind | PV |
| | LH ₂ | Ammoniak | LOHC | LOHC | g-H ₂ | | |
| Rumänien | | | | X | | X | X |
| Chile | X | X | X | | | X | X |
| Spanien | | | | | X | X | X |
| Tunesien | | | | | X | X | X |
| Vereinigte Arabische Emirate | X | X | X | | | X | X |

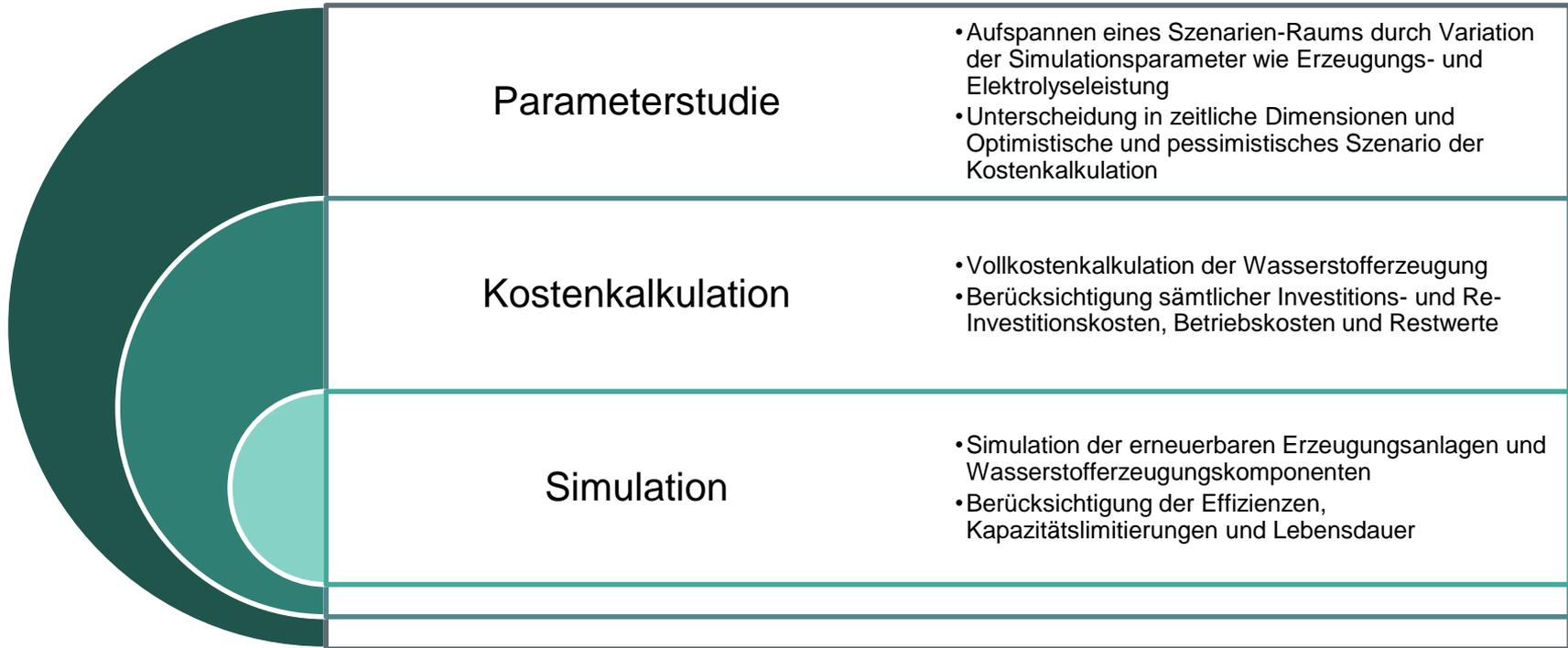
- **Kostenentwicklung**
 - **Pessimistisch:** Oberes Ende der Preisskala durch geringere Verfügbarkeit der Technologien aufgrund schleppenden Markthochlaufs, beschränkte Lerneffekte, wenig marktweite Skaleneffekte
 - **Optimistisch:** Unteres Ende der Preisskala durch hohe Verfügbarkeit der benötigten Technologien aufgrund schnellen Markthochlaufs, hohe Lerneffekte, große marktweite Skaleneffekte
- **Zeitliche Dimension:** 2030 & 2040

AGENDA

1. Kurzrekapitulation & Einordnung des Projekts
2. **Gestehungskosten Wasserstoff**
3. Technoökonomische Analyse Transportszenarien
4. THG-Emissionen im Lebenszyklus
5. Kooperationspartner, Barrieren & Handlungsempfehlungen



METHODIK ZUR ERMITTLUNG DER WASSERSTOFFKOSTEN



METHODIK DER KOSTENBERECHNUNG

Die Wasserstoffgestehungskosten (Levelized Cost of Hydrogen - LCOH) umfassen alle Kostenteile, inklusive der PV- & Windkraftanlagen, dem Elektrolyseur, die Wasseraufbereitung und Balance of Plant Kosten über die gesamte Lebensdauer der Anlage.

$$LCOH = \frac{CAPEX_0 + \sum_{y=0}^n \frac{CAPEX + OPEX - v_{res}}{(1+i)^y}}{\sum_{y=0}^n \frac{m_{H_2}}{(1+i)^y}}$$

Initialer Investitionskosten des Elektrolyseurs und des Verdichters in €

Anzahl an Jahren in der Wirtschaftlichkeitsanalyse

Re-Investitionskosten des Elektrolyseurs und des Verdichters in €

jährliche Betriebs- und Wartungskosten in €

Restwert der Anlage zum Ende des Betrachtungszeitraums in €

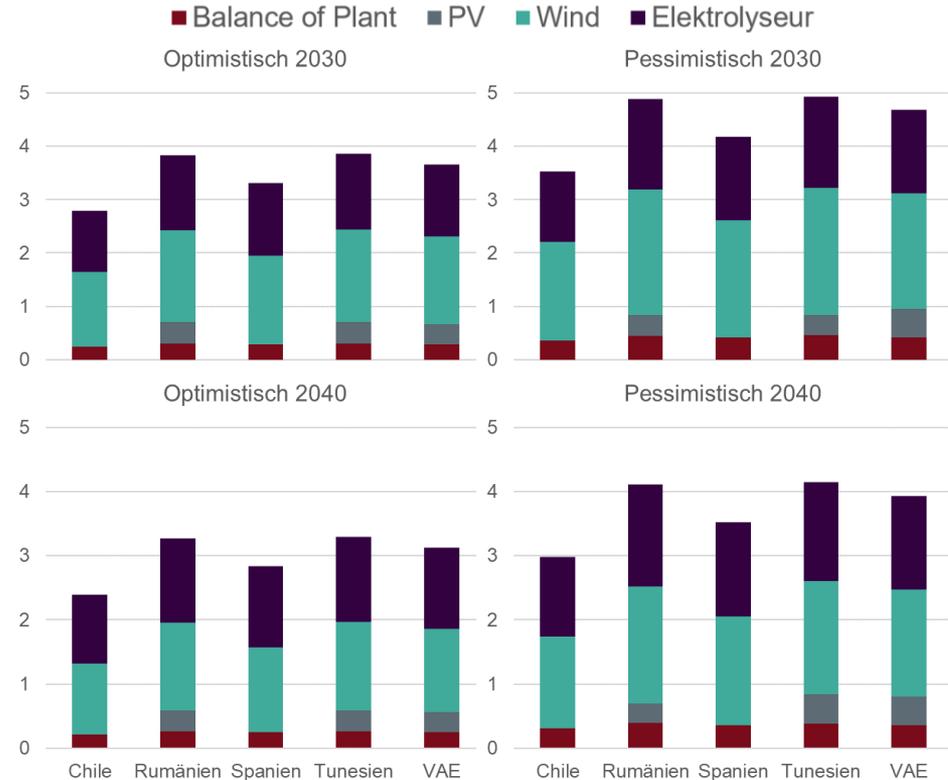
Menge H₂ in kg

jeweiliges Betrachtungsjahr

realer kalkulatorischer Zinssatz

WASSERSTOFFGESTEHUNGSKOSTEN

- Die LCOH befinden sich 2030 zwischen 2,79 und 4,93 €/kg und 2040 zwischen 2,40 und 4,11 €/kg. Die LCOH sinken daher von 2030 auf 2040 um 16 – 19 %.
- Die Wasserstoffgestehungskosten der Länder resultieren aus unterschiedlichen Zusammensetzungen der erneuerbaren Erzeugungsanlagen und unterschiedlichen Elektrolysegrößen, je nach Ländergegebenheiten.
- Die installierte Leistung an erneuerbaren Erzeugungsanlagen besteht aus einer Mischung aus PV- und Windkraftanlagen. Einzig in Chile und Spanien ergab sich kein Mehrwert aus einer Kombination aus Wind- und PV-Erzeugung, an diesen beiden Standorten wird lediglich Windkraft zur Wasserstoffherzeugung herangezogen.



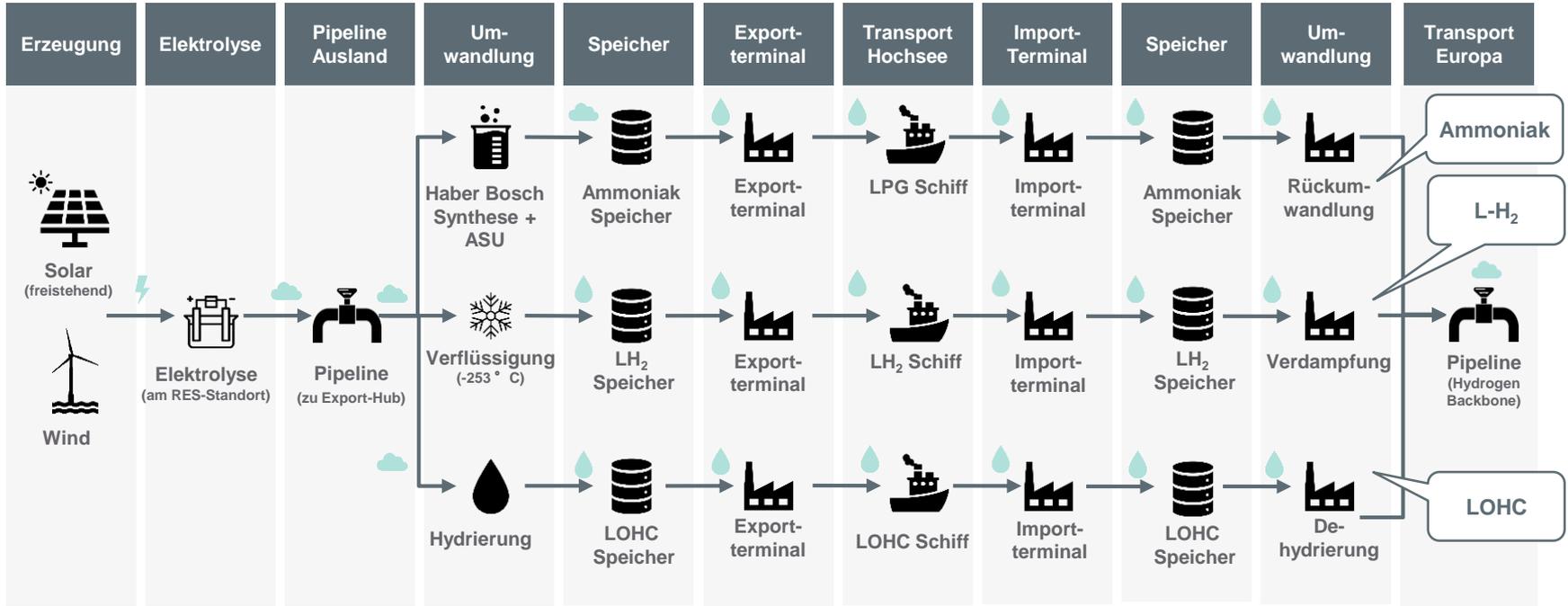
AGENDA

1. Kurzrekapitulation & Einordnung des Projekts
2. Gesteuerungskosten Wasserstoff
3. **Technoökonomische Analyse Transportszenarien**
4. THG-Emissionen im Lebenszyklus
5. Kooperationspartner, Barrieren & Handlungsempfehlungen



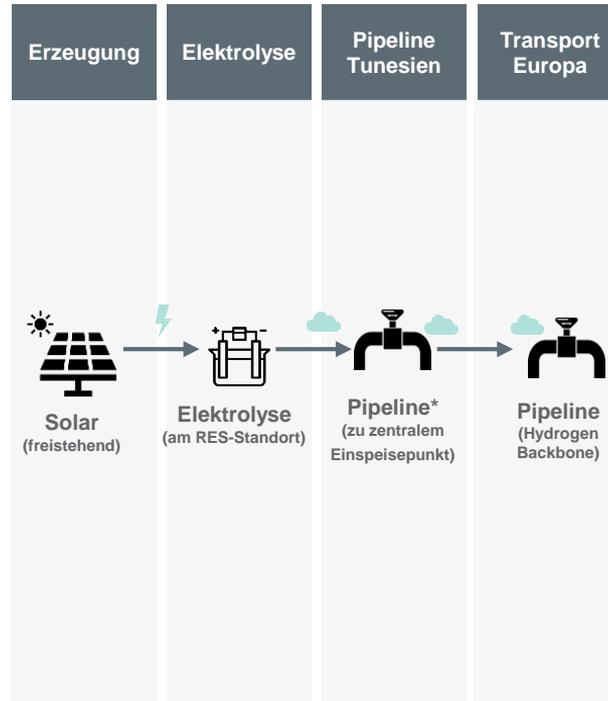
TRANSPORTPROZESSKETTE SCHIFFSTRANSPORT

Prozessketten der verschiedenen H₂-Träger für den Schifftransport beinhalten unterschiedliche Komponenten



TRANSPORTPROZESSKETTE PIPELINETRANSPORT

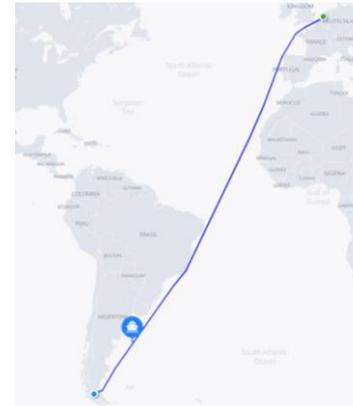
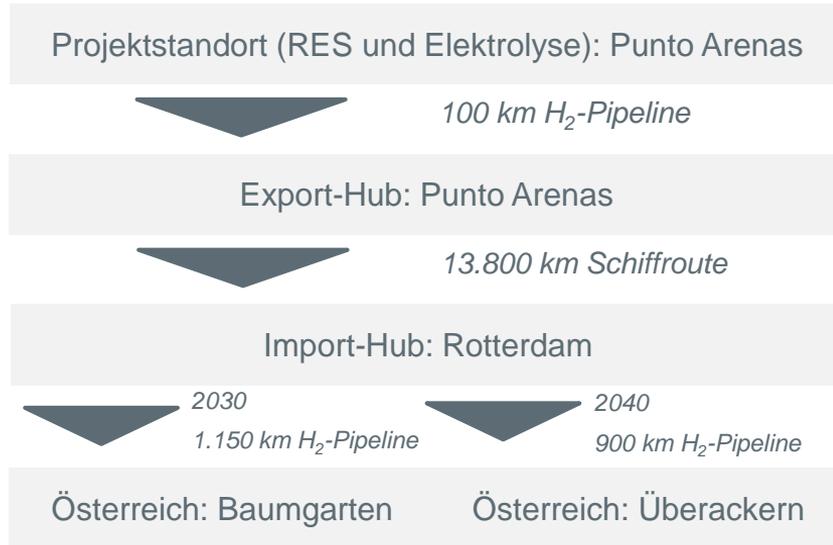
Pipelinetransport als gasförmiger H₂ benötigt keine Umwandlungsprozesse



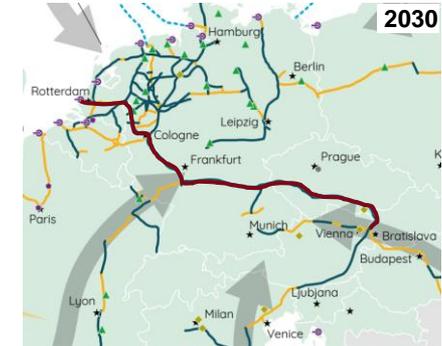
* Im Fall von Tunesien wird eine zusätzliche Offshore-Pipeline modelliert, die Tunesien mit Italien verbindet

SCHIFF-TRANSPORTROUTE AM BEISPIEL CHILE

Schiffroute über Atlantik zu großem H₂-Hub im Hafen von Rotterdam



Schiffstransportroute^[1]



European Hydrogen Backbone^[2]

^[1] Searates (2022). Distances & Time. <https://www.searates.com/services/distances-time/>

^[2] Guidehouse (2022). European Hydrogen Backbone: A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 28 COUNTRIES.

PIPELINE-TRANSPORTROUTE AM BEISPIEL TUNESIEN

Transport über Offshore H₂-Pipeline und Hydrogen Backbone

Projektstandort (RES und Elektrolyse): Tunis

100 km H₂-Pipeline

Einspeisepunkt in Offshore-Pipeline: El-Haouaria

155 km Offshore-Pipeline

Einspeisepunkt in Hydrogen Backbone: Mazara del Vallo

1.650 km H₂-Pipeline

Österreich: Arnoldstein

● Offshore ● Backbone

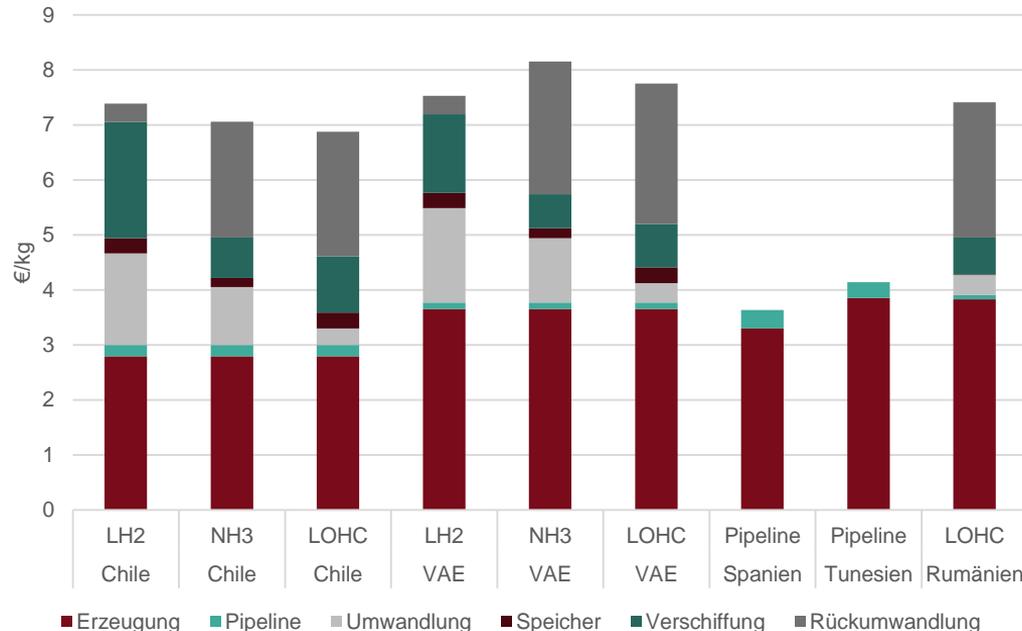


Pipelineroute Tunesien^[2]

^[2] Guidehouse (2022). European Hydrogen Backbone: A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 28 COUNTRIES

KOSTEN H2 IMPORT: OPTIMISTISCH, 2030

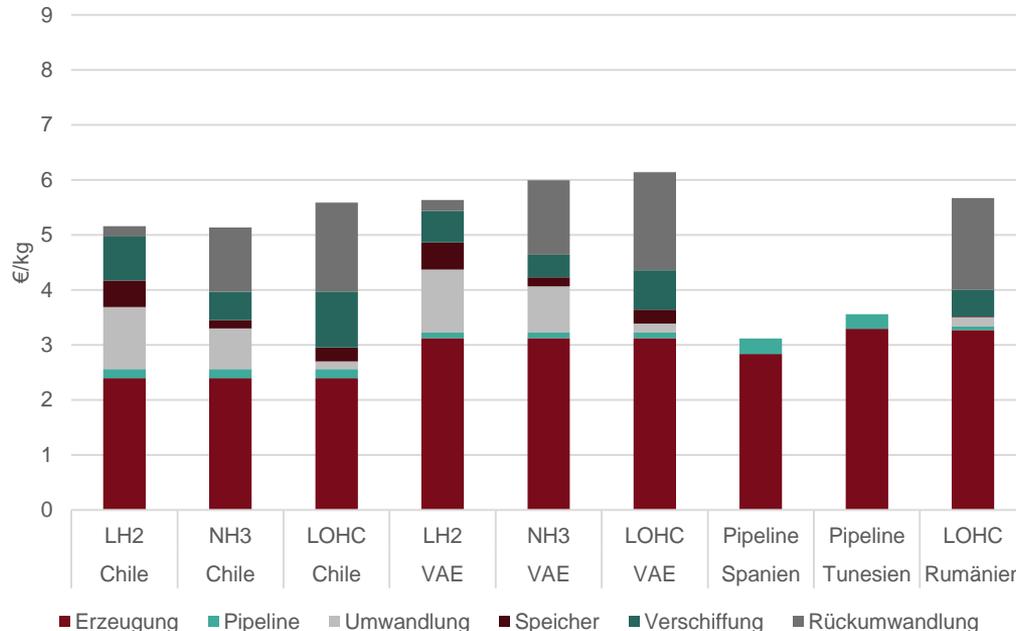
Im optimistischen Szenario resultieren Routen mit **Schifftransport** in Gesamtkosten von etwa **7-8 €/kg**, während die Kosten für europäische **Pipeline-Routen** rund **4 €/kg** betragen



- Die Gesamtkosten resultieren aus der Kombination von Erzeugungs- und Transportkosten. Die Transportkosten haben einen Anteil von 10 – 60 % an den Gesamtkosten
- Pipelinerouten haben systemische Vorteile gegenüber den Schifftransport-Routen
- Während bei der LH₂-Route die Kosten der Umwandlung sowie Verschiffung überwiegen, sind bei den Routen NH₃ sowie LOHC die Kosten für die Rückumwandlung entscheidend

KOSTEN H2 IMPORT: OPTIMISTISCH, 2040

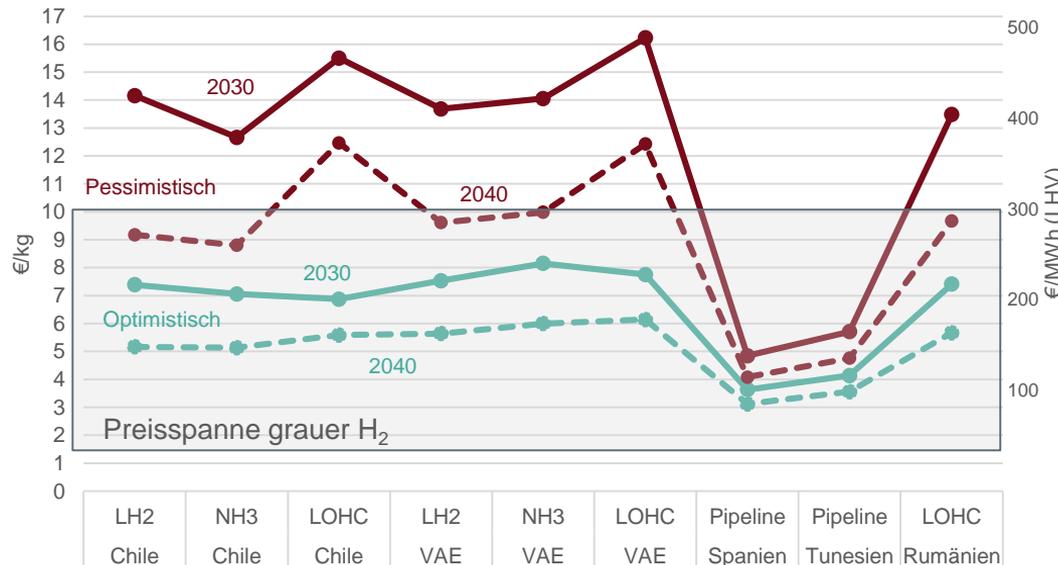
Aufgrund erwarteter Kostendegressionen der Komponenten und höheren Effizienzen ergeben sich im optimistischen Szenario Gesamtkosten von **5 – 6 €/kg für Schifftransport-Routen** und **rund 3 €/kg für Pipeline-Routen**



- Kurze Pipelinetransport-Routen weiterhin mit großen Kostenvorteilen gegenüber anderen Routen
- Deutliche Reduktion der Kosten für Verschiffung bei LH₂-Route aufgrund größerer Schiffe
- LOHC-Binnenroute aus Rumänien aufgrund hoher Produktionskosten in Kombination mit teurem Transportpfad als ungünstiges Transportszenario
- Transportkosten haben Anteil von unter 10% an den Gesamtkosten bei Pipeline-Routen und 40 – 60% bei Schifftransport-Routen

KOSTEN H2 IMPORT: SZENARIO & ZEITVERGLEICH

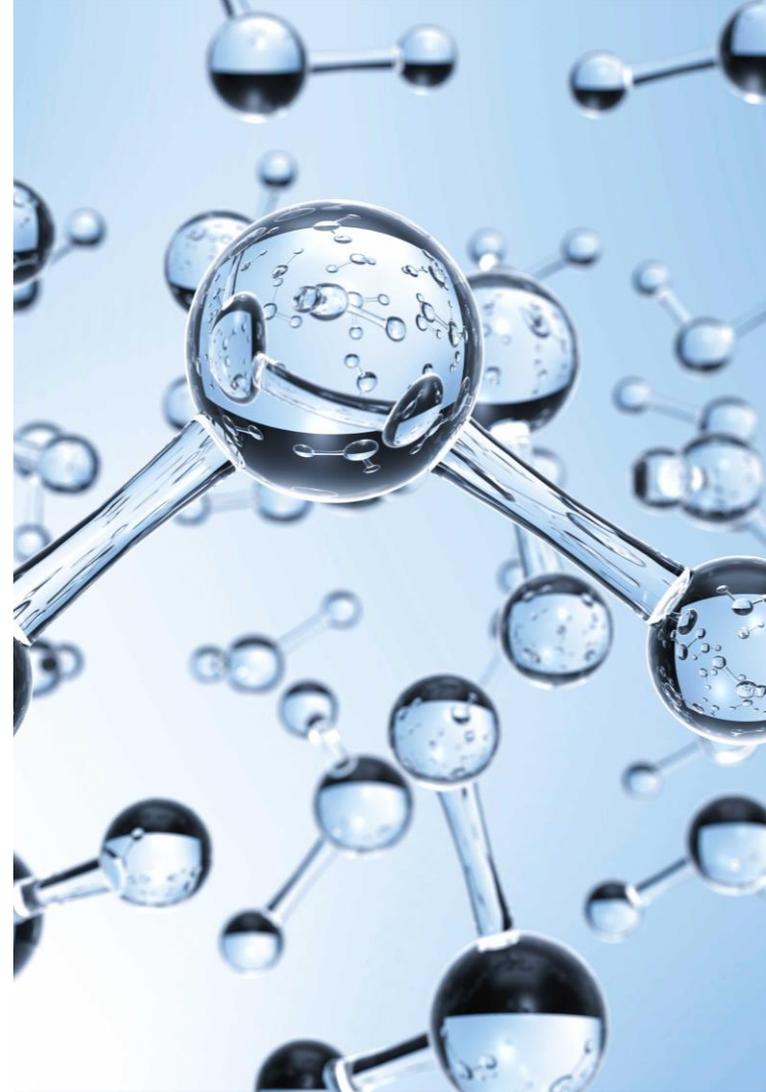
Die Schwankungsbreite zwischen dem optimistischen und pessimistischen Szenario ist groß. Bis 2040 ist bei allen Routen und Destinationen eine Kostensenkung zu erwarten



- Die Kosten für den Pipelinetransport sind mit weniger Unsicherheiten behaftet als andere Optionen
- Bei den Schifffahrt-Routen sind die Kosten in pessimistischen Szenarien ca. doppelt so hoch wie in den optimistischen Szenarien
- Die Gesamtkosten für H₂ liegen 2030 zwischen 3,6 und 16,2 €/kg und 2040 zwischen 3,1 und 12,5 €/kg. Die Gesamtkosten sinken von 2030 auf 2040, je nach Route, um 14 – 35 %

AGENDA

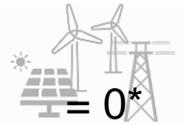
1. Kurzrekapitulation & Einordnung des Projekts
2. Gesteuerungskosten Wasserstoff
3. Technoökonomische Analyse Transportszenarien
4. **THG-Emissionen im Lebenszyklus**
5. Kooperationspartner, Barrieren & Handlungsempfehlungen



EC METHODODIK: KEINE THG-EMISSIONEN DURCH BAU VON INFRASTRUKTUR*



Emissionen von Wasserstoffimporten



Stromherstellung
und Transport

*Emissionen aus
erneuerbarem
Strom werden
gleich null
angenommen



Elektrolyse



Umwandlung und
Rückumwandlung
(Schiffstransport)



Schiffstransport



Pipelinetransport



Speicherung

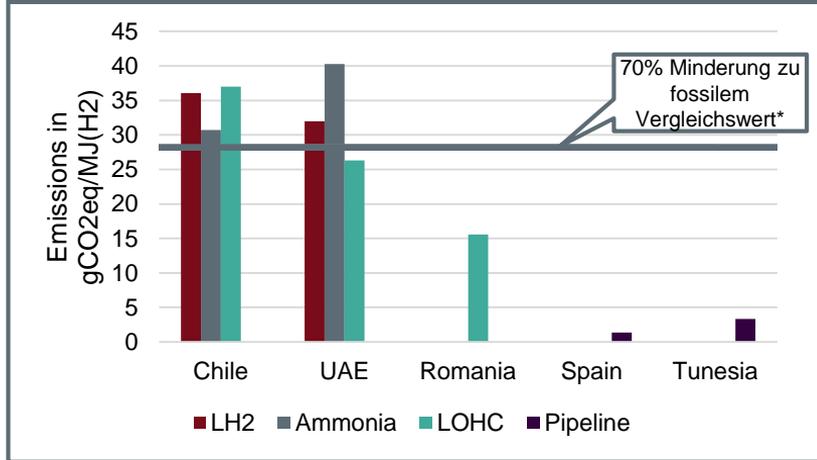
Sobald die Emissionen für den Bau von Infrastruktur (z.B. Exportterminal, Pipeline, Schiff) nicht berücksichtigt werden, bleiben bei der Herstellung von grünem Wasserstoff nur noch Prozessemissionen. Damit hängen die Emissionen nach EC-Methodik stark von der CO₂-Intensität des in den Prozessen verwendeten Energieträgers ab:

- Die CO₂ Emissionen durch den Betrieb einer Pipeline hängen von der CO₂ Intensität des verwendeten Strommix ab
- Fährt z.B. das Transportschiff mit Schweröl, ist dies wesentlich CO₂-intensiver als der Betrieb mit Wasserstoff.

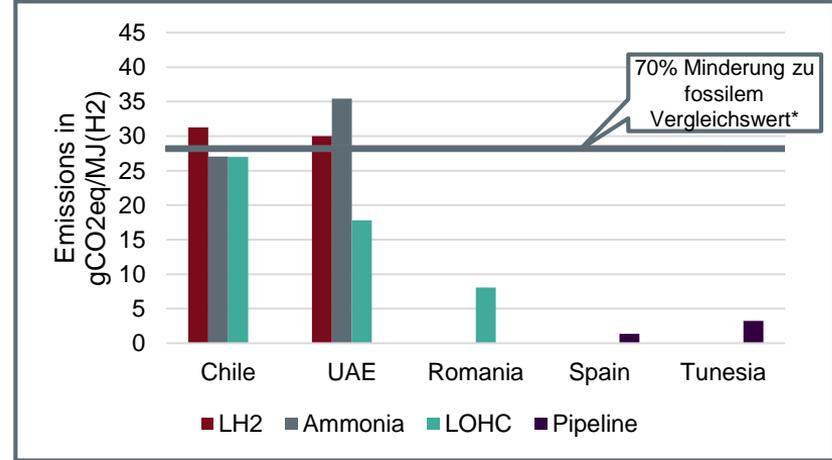
**Emissions from the manufacture of machinery and equipment and emissions from compressing and distribution of hydrogen for its direct use in vehicles shall not be taken into account.“ (EC Annex to Delegated Acts, S. 1)

ERGEBNISÜBERSICHT 2030: EMISSIONEN VARIIEREN STARK ZWISCHEN IMPORTPFADEN

THG-Emissionen von H2 im Jahr 2030 (pessimistisch)



THG-Emissionen von H2 im Jahr 2030 (optimistisch)

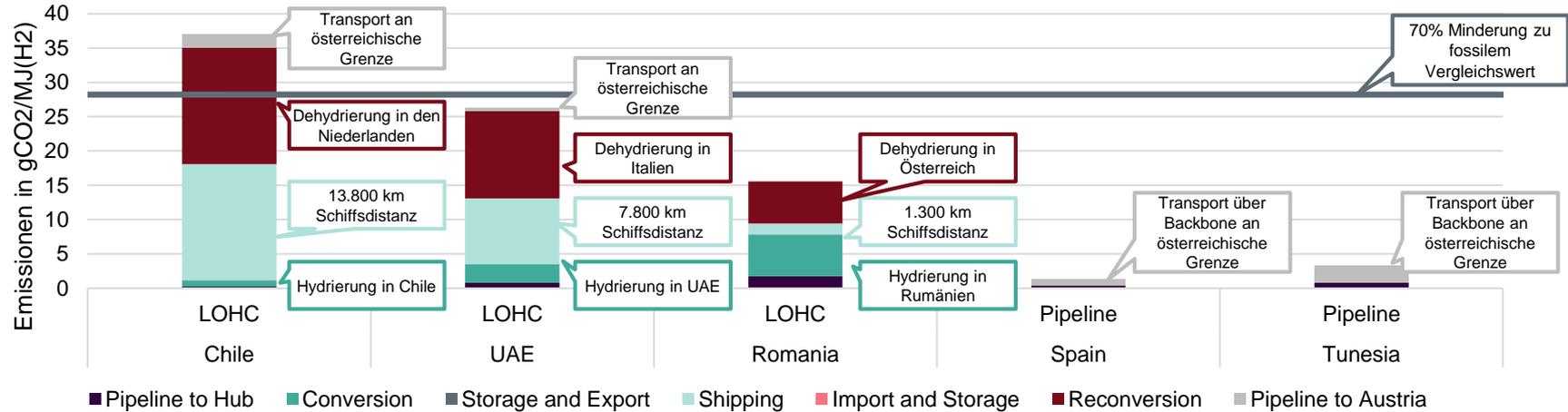


- **Via Pipeline importierter Wasserstoff ist immer mit geringeren Emissionen verbunden als solcher, der per Schiff importiert wird – unabhängig vom Carrier.**
- Für einige Importpfad/Carrier **Kombinationen übersteigen die Emissionen das 70% Minderungsziel** gegenüber fossilen Pendanten: Wasserstoff, der per Schiff importiert wird, gilt unter Umständen nicht als erneuerbar
- Da die **LOHC** Technologie noch nicht erprobt ist, bestehen hier aktuell noch hohe Unsicherheiten bezüglich der tatsächlich erreichbaren Effizienzen
- **Bis 2040 erreichen alle Importpfad / Carrier Kombinationen das 70% Minderungsziel**

* Nach den EC Delegated Acts gilt Wasserstoff nur dann als „erneuerbar“, wenn die über die EC Methodik berechneten Emissionen mindestens 70% unter dem fossilen Vergleichswert von 94gCO2/MJ liegen.

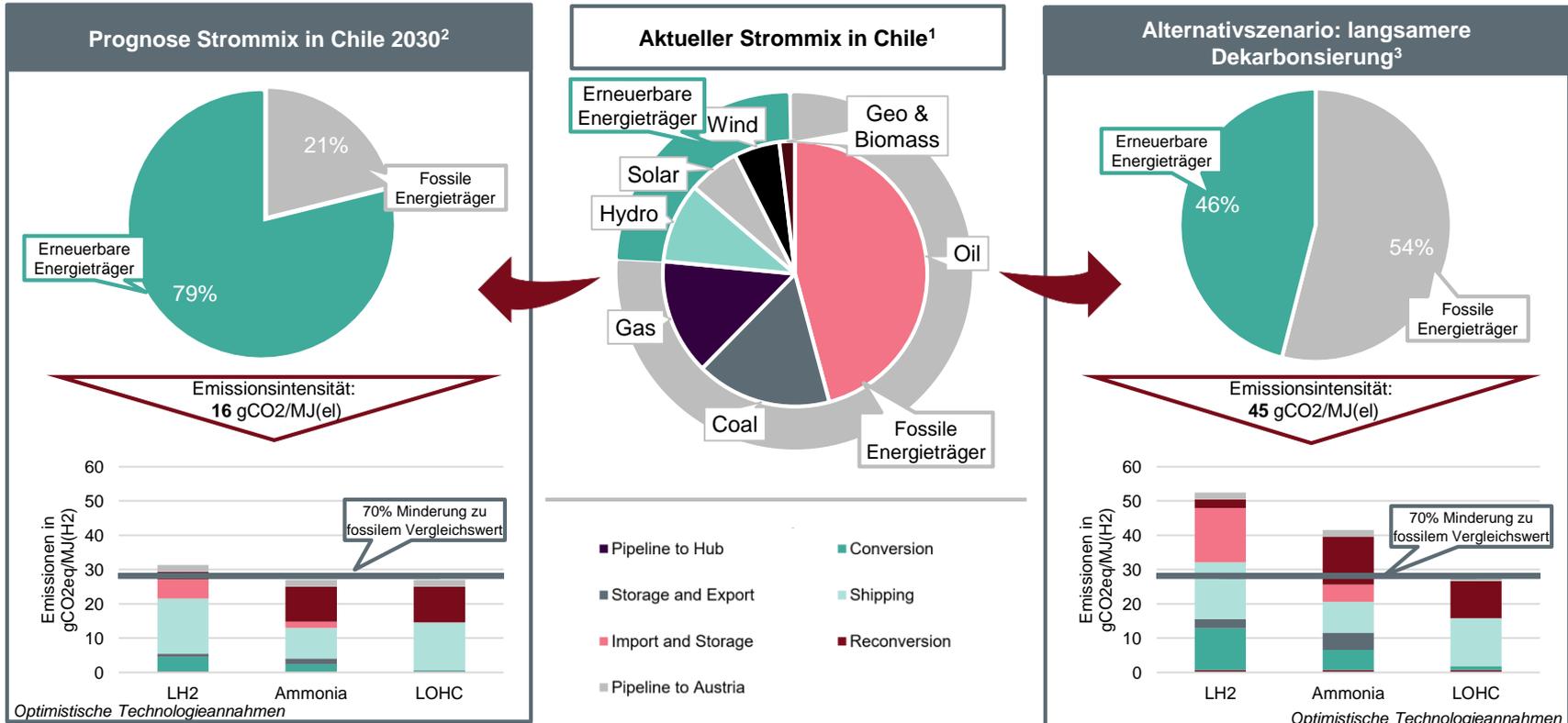
2030: STROMMIX&SCHIFFSTRANSPORT SIND DIE GRÖßTEN TREIBER FÜR THG-EMISSIONEN

THG-Emissionen von H2 im Jahr 2030 (pessimistisch)



- Importe via Pipeline sind mit geringeren Emissionen verbunden als Importe via Schiff. Gründe für die starken Unterschiede sind vor allem:
 1. **Effizienzverluste** in Umwandlungsschritten, die für den Schiffstransport nötig sind
 2. **Energieeinsatz** für Umwandlungsschritte. Emissionen hängen dabei vom lokalen Strommix ab.
 3. **Fossiler Kraftstoff** für den Betrieb der Transportschiffe.
- Durch erforderliche Leerfahrten (Rückweg des Schiffs zum Exportland) wachsen Emissionen stark mit der zu überwindenden Transportdistanz an (höchste Emissionen für Chile).

EMISSIONSINTENSITÄT VON H₂-IMPORTEN UND DEKARBONISIERUNG DES STROMMIXES IN EXPORTLÄNDERN



1 Basierend auf Werten für 2021 von Our World in Data

2 Basierend auf DNV Energy Transition Outlook für Latin America

3 Basierend auf eigenem Szenario mit emissionsintensiveren Energieträgern

AGENDA

1. Kurzrekapitulation & Einordnung des Projekts
2. Gesteuerungskosten Wasserstoff
3. Technoökonomische Analyse Transportszenarien
4. THG-Emissionen im Lebenszyklus
5. **Kooperationspartner, Barrieren & Handlungsempfehlungen**



KOOPERATIONSPARTNER:INNEN FÜR ANALYSIERTE BEZUGSQUELLEN



Erzeugung



Bestätigt durch
Marktteilnehmer:innen



Bestätigt durch
Marktteilnehmer:innen



Bestehende Initiativen



Bestehende strategische
Partnerschaft



Bestehende Initiative wurde nicht
weiterverfolgt



Infrastruktur



- Fokus in Spanien derzeit auf der Verwendung von H2 vor Ort
- Ausbau der Exportinfrastruktur damit kurzfristig nicht forciert



- Pipelineausbau zwischen Tunesien und Italien wird bereits forciert
- Import von H2 aus der MENA Region ist strategisches Ziel der italienischen Regierung



- Zusätzlicher Aufwand durch den Schiffstransport und die erforderlichen Umwandlungen
- Diverse Importländer am Transport ab "Anlandung beteiligt"



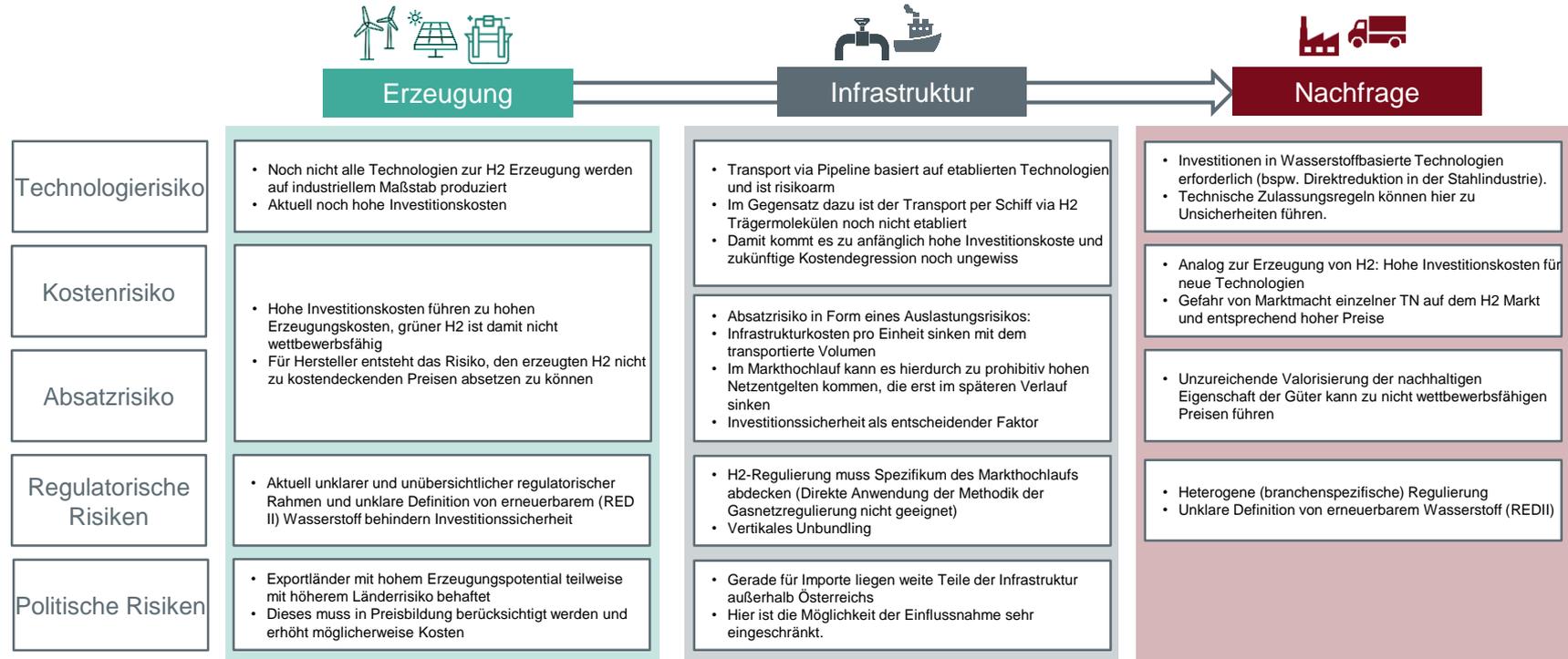
- Zusätzlicher Aufwand durch den Schiffstransport und die erforderlichen Umwandlungen
- Am Import ab "Anlandung" aber nur wenige Partnerländer beteiligt



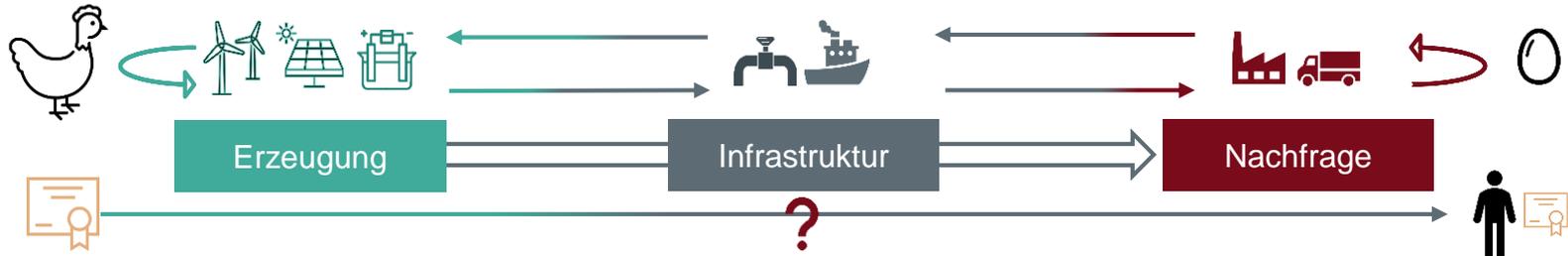
- Schiffstransport über die Donau möglich, aber nur in geringem Volumen



WERTSCHÖPFUNGSSPEZIFISCHE BARRIEREN



WERTSCHÖPFUNGSÜBERGREIFENDE BARRIEREN



| | |
|------------------------------|---|
| <p>Koordination</p> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Henne-Ei Problem: Zwischen Investitionen in die H₂-Erzeugung, H₂-Nachfrage sowie H₂-Infrastruktur bestehen wechselseitige Abhängigkeiten, ein Markthochlauf muss also in allen Teilen der Wertschöpfungskette gleichzeitig erfolgen. Dies erfordert Koordination entlang gesamten Wertschöpfungskette. ▪ Zusätzlich besteht eine Abhängigkeit von der Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom (auch hier Koordination nötig) |
| <p>Zertifizierung</p> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Vorgegebene Minderungsziele nach EC Delegated Acts, bisher aber noch unklar, wie und durch wen diese Zertifizierung erfolgen soll (sowohl für in der EU erzeugten, als auch für importierten Wasserstoff) ▪ → Keine Investitionssicherheit in Bezug auf Nachweise, die für grünen Wasserstoff erbracht werden müssen |
| <p>Genehmigung</p> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ komplexe Genehmigungsverfahren in Bezug auf den Bau von Erzeugungs-, Transport- und Nachfrageinfrastruktur ▪ Dies gilt auch für komplementäre Anlagen, wie etwa jene für Stromnetze sowie erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen |

MAßNAHMEN ZUR BESEITIGUNG VON BARRIEREN

1

Zügige Fertigstellung der Definition von erneuerbarem Wasserstoff, internationaler Standards für H2 Qualität sowie internationales Zertifizierungssystem



Regulatorik

- Eine **eindeutige Definition von erneuerbarem** Wasserstoff über alle Sektoren ermöglicht den breitest-möglichen Absatzmarkt.
- Durch die **Vereinheitlichung und Harmonisierung der Regularien**, die den grünen Wert von Wasserstoff bewerten, wird die Wettbewerbsfähigkeit von „nachhaltigen“ Gütern gestärkt.



Zertifizierung

Erweiterung um zusätzliche Nachhaltigkeitskriterien

- Einheitliche **europäische Standards** für nachhaltigen Wasserstoff
- Ausdrückliche Benennung des Beitrags zur THG Minderung des zertifizierten Produkts basierend auf diesen EU Vorgaben

Zählinstrument

- Sicherstellung der **einmaligen Anrechnung** der zertifizierten Energiemenge

Standards

- Entwicklung und Harmonisierung von internationalen Standards zur Sicherheit und H2-Qualität

Zertifizierung in Nicht-EU Ländern

- Anerkennung **internationaler Zertifizierungssysteme** durch die EU
- Abstimmung **internationaler Untersuchungsbefugnisse** um Einhaltung der Vorschriften sicherzustellen

MAßNAHMEN ZUR BESEITIGUNG VON BARRIEREN

2

Überregionaler Unterstützungsrahmen für H₂ Importe entlang der Stufen der Wertschöpfungskette



H₂ Erzeugung

- **F&E Förderung** für Technologien, die noch wenig erprobt sind
- **Überregionale Fördermechanismen** für H₂ Erzeugung zur Sicherstellung von wettbewerbsfähigen H₂ Preisen (z.B. langfristige Abnahmeverträge)
- Unterstützende (nationale) Mechanismen zur **Reduktion von Länderrisiken** (z.B. Ausfallsversicherungen, Kreditförderungen mit staatlicher Absicherung (etwa durch die EBRD))



H₂ Nachfrage

- **Technologieförderungen für Umstellungskosten** auf H₂ Anwender:innen-Seite um Risiken zu minimieren
- Durch **Kompensation der Kostendifferenz** zwischen Herstellungskosten und Nachfragepreis kann das Absatzrisiko gemindert und der Markthochlauf beschleunigt werden (z.B. Carbon Contracts for Differences)
- **(Überregionale) Bündelung von H₂-Nachfrage** zur Schaffung einer kritischen Masse für H₂-Erzeugung und H₂-Infrastruktur



H₂
Infrastruktur

- **Koordination der Netzplanung von Gasfernleitungsbetreiber:in zur H₂-Infrastruktur** in zeitlicher Hinsicht mit entsprechender Verbindlichkeit. Diese Planung muss auch Nicht-EU-Länder umfassen
- **Spezifische Regulierung für Netzinfrastruktur in Markthochlaufphase** (z.B. back-loading von Kosten, staatliches Amortisationskonto)

MAßNAHMEN ZUR BESEITIGUNG VON BARRIEREN

3

Zeitliche und mengenmäßige Koordination entlang internationaler H₂-Wertschöpfungskette



Freiwillige
Plattformen

- **Informationsasymmetrien** im Bezug auf die Höhe der H₂ Nachfrage können durch die Bündelung der Nachfrage auf freiwilligen Plattformen werden
- Diese sollten überregional organisiert werden



Intermediäre
Institution
(„Market
Maker“)

- Intermediäre staatliche (überregionale) Institution zur **Koordination** zwischen H₂ Angebot und Nachfrage
- Zusätzlich könnte Institution auch **Abwicklung von Fördergeldern** übernehmen
- Bei Gebot für langfristigen Abnahmevertrag für H₂-Erzeugung an intermediäre Institution können zusätzlich **Länderrisiken** abgesichert werden.
- Intermediäre Institution könnte ggf. auch **Mindestbuchungen für H₂ Infrastruktur** vornehmen und dadurch Auslastungsrisiko bei H₂ Infrastruktur adressieren



H₂ –Handels-
system

- Intermediäre staatliche (überregionale) Institution kann mittelfristig in **internationalen H₂ Großhandelsmarkt** überführt werden
- Internationaler Großhandel (analog zu anderen Energieträgern) kann durch weitere Produktentwicklungen **auf individuelle Bedarfe** (z.B. Nachfrageschwankungen) reagieren



Koordination
mit H₂
Infrastruktur

- Der Aufbau der erforderlichen Infrastruktur sollte ebenfalls mit **Angebot und Nachfrage koordiniert** werden.
- Zusammen mit Informationen über Volumina kann der Aufbau von Infrastruktur somit auch sequentiell erfolgen.

MAßNAHMEN ZUR BESEITIGUNG VON BARRIEREN

4

Fokussierung der Koordination entlang der internationalen H₂-Wertschöpfungskette prioritär auf spezifische Importrouten

Analysierte
Länder



5

Strategische Partnerschaften zur Erschließung von Importrouten suchen und eingehen



EU-Länder

- **Gemeinsam Beschaffungsplattformen** (z.B. H₂Global AT/IT/CEE), über die auch öffentliche Fördergelder der beteiligten EU-Länder abgewickelt werden können. Dadurch kann eine **faire Lastenverteilung** sichergestellt werden.
- Abkommen zu Ausbau der H₂ Infrastruktur mit verbindlichen Zeitplänen als Grundlage für Investitionsentscheidungen von Netzbetreiber



Nicht-EU-
Länder

- Einbettung der Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff für den Export in eine **strategische Partnerschaft** zwischen Ländern, die auch **andere Wirtschaftssektoren** und Bereiche inkludiert, um für das Nicht-EU-Land einen zusätzlichen Mehrwert zu bieten
- Diese Partnerschaften können als **Grundlage für weitere Kooperationen** zwischen Unternehmen dienen

MAßNAHMEN ZUR BESEITIGUNG VON BARRIEREN

1

Zügige Fertigstellung der **Definition von erneuerbarem Wasserstoff**, internationaler **Standards für H₂ Qualität** sowie internationales **Zertifizierungssystem**

2

Überregionaler **Unterstützungsrahmen** für H₂ Importe entlang der Stufen der Wertschöpfungskette

3

Zeitliche und mengenmäßiger Koordination entlang internationaler H₂-Wertschöpfungskette

4

Fokus der Koordination entlang der internationalen H₂-Wertschöpfungskette prioritär auf **spezifische Importrouten**

5

Strategische Partnerschaften zur Erschließung von Importrouten suchen und eingehen



VIELEN DANK!

JOHANNES KATHAN

Thematic Coordinator
Hybrid Power Plants
Center for Energy

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria
T +43 50550-6027 | M +43 664 6207884
johannes.kathan@ait.ac.at | www.ait.ac.at

Dr ARIA RODGARKIA-DARA

Manager

Frontier Economics Ltd.

Kranhaus Süd Im Zollhafen 24 | 50678 Köln
T +49 221 337 13 113 | M +43 660 110 99 35
aria.Rodgarkia-dara@frontier-economics.com | www.frontier-economics.com