

TEXTE

96/2025

Kurzpapier

# Überblick zur Kostenentwicklung von strombasierten erneuerbaren Energieträgern

Zum Forschungsvorhaben: Kriterien für eine  
nachhaltige Bereitstellung und klimagerechte  
Integration von strombasierten Energieträgern

von:

Simon Schreck

Germanwatch e. V., Berlin

Herausgeber:

Umweltbundesamt



TEXTE 96/2025

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Wirtschaft und  
Klimaschutz

Forschungskennzahl 3722 43 506 0

FB001833

Kurzpapier

## **Überblick zur Kostenentwicklung von strombasierten erneuerbaren Energieträgern**

Zum Forschungsvorhaben: Kriterien für eine nachhaltige  
Bereitstellung und klimagerechte Integration von  
strombasierten Energieträgern

von

Simon Schreck  
Germanwatch e. V., Berlin

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

## Impressum

### Herausgeber

Umweltbundesamt  
Wörlitzer Platz 1  
06844 Dessau-Roßlau  
Tel: +49 340-2103-0  
Fax: +49 340-2103-2285  
[buergerservice@uba.de](mailto:buergerservice@uba.de)  
Internet: [www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

### Durchführung der Studie:

Germanwatch e. V  
Stresemannstr. 72  
10963 Berlin

### Abschlussdatum:

November 2024

### Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien für Klimaschutz und Energie  
Maximilian Pagel

### DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7963>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, August 2025

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen\*Autoren.

### **Kurzbeschreibung: Überblick zur Kostenentwicklung von strombasierten erneuerbaren Energieträgern**

Das vorliegende Kurzpapier analysiert die mögliche globale Kostenentwicklung strombasierter Energieträger bis 2050 mit einem Fokus auf die Bereitstellungskosten in Deutschland. Hierzu wurden Studien der letzten fünf Jahre zusammengetragen und deren Ergebnisse für eine vergleichende grafische Darstellung normiert. Bei der Auswahl der Studien wurden keine Einschränkungen vorgenommen, um eine umfassende Datenlage und einen Vergleich der methodischen Ansätze zu ermöglichen. Untersucht werden die erneuerbaren Energieträger Wasserstoff, Ammoniak, Methan, Methanol, Fischer-Tropsch Kraftstoffe und Dimethylether sowie die fossil basierten Energieträger blauer Wasserstoff und blauer Ammoniak. Die Analyse berücksichtigt unterschiedliche Herstellungsregionen, darunter MENA, Nord- und Südamerika, Subsahara-Afrika, Australien und Europa sowie die Transportkosten nach Zentraleuropa. Das Papier gibt hiermit einen breiten Überblick zur Kostenentwicklung strombasierter erneuerbarer Energieträger.

Es werden die Produktions- und Transportkosten getrennt betrachtet, um die standortspezifischen Produktionskosten miteinander vergleichbar zu machen und die Transportkosten als Komponente der Bereitstellungskosten in Deutschland für die einzelnen Energieträger darzustellen. Das Papier zeigt eine große Bandbreite an prognostizierten Kosten, die unter anderem stark von der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien, der Produktionsregion, Technologiewahl und den Annahmen der Studien abhängen. Trotz der Bandbreiten wird eine deutliche Reduktion der Produktionskosten bis 2050 beobachtet.

Die methodischen Ansätze der Studien lassen sich in top-down, bottom-up und Mischformen einordnen. Der Einfluss des gewählten Ansatzes auf die Produktions- und Transportkosten wurde identifiziert.

Insgesamt bietet das Papier eine umfassende Übersicht der Studien zur Kostenentwicklung strombasierter Energieträger.

### **Abstract: Criteria for the sustainable provision and climate-resilient integration of electricity-based renewable energy sources**

This paper analyses the possible global cost development of electricity-based energy carriers up to 2050 focusing on supply costs in Germany. Studies from the last five years were compiled and their results were normalized for comparative figures. No methodological restrictions were made in the selection of the studies to enable comprehensive data and a comparison of methods. The renewable energy carrier hydrogen, ammonia, methane, methanol, Fischer-Tropsch fuels and dimethyl ether as well as the fossil-based energy carrier blue hydrogen and blue ammonia were analysed. The analysis takes into account different production regions, including MENA, North and South America, sub-Saharan Africa, Australia and Europe, as well as transport costs to Central Europe. The paper thus provides a broad overview of the cost development of electricity-based renewable energy carriers.

The production and transport costs are analyzed separately to make the site-specific production costs comparable and to represent the transport costs as a component of the supply costs in Germany for the individual energy carriers. The paper shows a wide range of forecast costs, which depend, among other factors, on the availability of renewable energies, the production region, the choice of technology and the assumptions made in the studies. Despite the wide range of forecast costs, a significant reduction in production costs is observed by 2050.

The methodological approaches of the studies can be categorized into top-down, bottom-up, and mixed forms. The influence of the chosen approach on production and transport costs was identified.

Overall, the paper provides a comprehensive overview of the studies on cost development of electricity-based energy carriers.

## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis.....	9
Abkürzungsverzeichnis.....	10
Zusammenfassung.....	12
Summary.....	14
1 Hintergrund und Zielsetzung.....	16
2 Methodik und Definitionen.....	18
3 Beschreibung der Studienlandschaft zur Kostenentwicklung strombasierter Energieträger.....	20
3.1 Kostenbeiträge.....	21
3.1.1 Wasserstoff-Erzeugung.....	21
3.1.2 Synthese von Wasserstoff-Derivaten.....	21
3.1.3 Transport nach Deutschland.....	22
3.1.4 Rückwandlung in Wasserstoff und ggf. Verteilung.....	22
3.2 Parameter, die die Kostenbeiträge beeinflussen.....	22
3.3 Zeitliche und regionale Variationen der Parameter.....	23
4 Übersicht der Kostenabschätzungen für strombasierte Energieträger.....	25
4.1 Kosten für Wasserstoff-Erzeugung und Synthese.....	25
4.2 Transportkosten.....	36
4.3 Kosten für Rückwandlung und Verteilung.....	47
5 Einfluss der Kohlenstoff-Kosten auf die Bereitstellungskosten.....	49
6 Schlussfolgerungen und Einordnung der Ergebnisse.....	53
7 Quellenverzeichnis.....	55
A Heiz- und Brennwerte zur Umrechnung der Kosten je MWh <sub>LHV</sub> .....	57
B Übersicht der betrachteten Studien.....	58

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Produktionskosten in der MENA-Region.....	26
Abbildung 2:	Produktionskosten in Subsahara-Afrika .....	27
Abbildung 3:	Produktionskosten in Nordamerika.....	28
Abbildung 4:	Produktionskosten in Südamerika.....	29
Abbildung 5:	Produktionskosten in Australien .....	30
Abbildung 6:	Produktionskosten in Nordeuropa .....	31
Abbildung 7:	Produktionskosten auf der iberischen Halbinsel.....	32
Abbildung 8:	Produktionskosten im restlichen Europe (ohne Deutschland).	33
Abbildung 9:	Produktionskosten in Deutschland.....	34
Abbildung 10:	Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 500-1000 km (entspricht dem Großteil der europäischen Länder) – Gesamtdarstellung .....	38
Abbildung 11:	Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 500-1000 km (entspricht dem Großteil der europäischen Länder) - Detailansicht.....	39
Abbildung 12:	Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 1400-1600 km (entspricht der iberischen Halbinsel) - Gesamtdarstellung .....	40
Abbildung 13:	Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 1400-1600 km (entspricht der iberischen Halbinsel) - Detailansicht .....	41
Abbildung 14:	Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 2500-5000 km (entspricht der MENA-Region) – Gesamtdarstellung .....	42
Abbildung 15:	Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 2500-5000 km (entspricht der MENA-Region) – Detailansicht .....	43
Abbildung 16:	Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 8000-12000 km (entspricht dem Großteil der Länder in Subsahara-Afrika, Nord- und Süd-Amerika sowie dem asiatischen Raum) – Gesamtdarstellung .....	44
Abbildung 17:	Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 8000-12000 km (entspricht dem Großteil der Länder in Subsahara-Afrika, Nord- und Süd-Amerika sowie dem asiatischen Raum) – Detailansicht.....	45
Abbildung 18:	Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 18000-20000 km (entspricht Australien) – Gesamtdarstellung .....	46
Abbildung 19:	Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 18000-20000 km (entspricht Australien) – Detailansicht .....	47

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kosten für die Rückwandlung in gasförmigen Wasserstoff in EUR <sub>2020</sub> /MWh <sub>LHV</sub> .....	48
Tabelle 2:	Annahmen zu Kohlenstoff-Bereitstellungskosten in EUR <sub>2020</sub> ...	50
Tabelle 3:	Einfluss der Kohlenstoff-Quelle auf die Herstellungskosten von synthetischem Kerosin in EUR/MWh <sub>LHV</sub> aus (Batteiger et al. 2022).....	51
Tabelle 4:	Einfluss der Kohlenstoff-Quelle auf die Herstellungskosten in EUR <sub>2020</sub> /MWh <sub>LHV</sub> von synthetischem Kerosin im Jahr 2050 aus (Soler et al. 2022) .....	52
Tabelle 5:	Heiz- und Brennwerte zur Umrechnung der Kosten je MWh <sub>LHV</sub> .....	57
Tabelle 6:	Übersicht der betrachteten Studien.....	58

## Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
%	Prozent
&	und
(Pt)GL	(Power-to)-Gas-Liquid
AEL	Alkalische Elektrolyse
bH <sub>2</sub>	Blauer Wasserstoff
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
bNH <sub>3</sub>	Blauer Ammoniak
bspw.	beispielsweise
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CAPEX	Investitionskosten (vom Englischen <i>Capital Expenditures</i> )
CBAM	CO <sub>2</sub> -Grenzausgleichssystem (vom Englischen <i>Carbon Border Adjustment Mechanism</i> )
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
ct	Eurocent
DAC	Direkte Luftabscheidung (vom Englischen <i>Direct Air Capture</i> )
DME	Dimethylether
e. V.	eingetragener Verein
EE	Erneuerbare Energien
et al.	et alii
ETS	Emissionshandelssystem (vom Englischen <i>Emission Trading System</i> )
EU	Europäische Union
EUR	Euro
EZB	Europäische Zentralbank
Fraunhofer IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
FT	Fischer-Tropsch
ggf.	gegebenenfalls
gH <sub>2</sub>	Grüner Wasserstoff
GIS	geografisches Informationssystem
gNH <sub>3</sub>	Grüner Ammoniak
H <sub>2</sub>	Wasserstoff

Abkürzung	Erläuterung
HHV	Brennwert (vom Englischen <i>Higher Heating Value</i> )
HTEL	Hochtemperatur-Elektrolyse
IEA	Internationale Energieagentur (vom Englischen <i>International Energy Agency</i> )
JF-FT	Kerosin aus der Fischer-Tropsch Route (vom Englischen <i>jet fuel</i> )
JF-MeOH	Kerosin aus der Methanol-Route (vom Englischen <i>jet fuel</i> )
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde
LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
LHV	Heizwert (vom Englischen <i>Lower Heating Value</i> )
LOHC	flüssige organische Transportmoleküle (vom Englischen <i>Liquid Organic Hydrogen Carrier</i> )
MENA	Naher Osten und Nordafrika (vom Englischen <i>Middle East and North Africa</i> )
MeOH	Methanol
MWh	Megawattstunde
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
o. ä.	oder ähnlich
OPEX	Betriebskosten (vom Englischen <i>Operating Expenditures</i> )
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyse
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
SMR	Dampfreformierung (vom Englischen <i>steam methane reforming</i> )
SNG	Synthetisches Methan (vom Englischen <i>synthetic natural gas</i> )
SOEC	Festoxid-Elektrolysezelle (vom Englischen <i>Solid Oxide Electrolyser Cell</i> )
t	Tonne (Einheit)
THG	Treibhausgas
u. a.	unter anderem
WACC	Kapitalkosten (vom Englischen <i>Weighted Average Cost of Capital</i> )
z. B.	zum Beispiel

## Zusammenfassung

### Methodischer Ansatz

Dieses Kurzpapier bietet einen umfassenden Überblick über die Kostenentwicklung ausgewählter strombasierter Energieträger und Einsatzstoffe bis zum Jahr 2050. Es stellt Ergebnisse aus verschiedenen Studien und Forschungsberichten, die die Bereitstellungskosten von strombasierten Energieträgern analysieren, übersichtlich dar. Betrachtet werden die strombasierten grünen Energieträger Wasserstoff, Ammoniak, Methan, Methanol, Dimethylether und Fischer-Tropsch-Produkte wie Kerosin. Zudem werden auch die fossilen Produkte blauer Wasserstoff und blauer Ammoniak betrachtet. Die Analyse ist in verschiedene Herstellungsregionen gegliedert: MENA-Region, Nord- und Südamerika, Subsahara-Afrika, Australien, Nordeuropa, die Iberische Halbinsel, Deutschland sowie weitere europäische Länder. Der Einfluss der Kohlenstoff-Quelle auf die Herstellungskosten wird gesondert betrachtet.

Die Bereitstellungskosten setzen sich aus Produktions- und Transportkosten zusammen. Diese beiden Kostenpunkte werden im Papier gesondert dargestellt, was eine differenzierte Betrachtung ermöglicht und den Einbezug einer größeren Anzahl an Studien ermöglicht. Die Bereitstellungskosten umfassen in der Regel alle Kosten entlang der Prozesskette, von der Energiebereitstellung in Form von erneuerbarem Strom und Wärme, über die Bereitstellung von stofflichen Inputs wie Kohlenstoff, Stickstoff und Wasser, bis hin zur Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse, den Syntheseschritten und der Umwandlung in eine transportable Form sowie den Transport nach Deutschland.

Das Papier liefert eine qualitative Beschreibung der unterschiedlichen Ansätze zur Kostenabschätzung, den wichtigsten Kostenbeiträgen und deren potenzieller regionaler und zeitlicher Variation. Es wird deutlich, dass die Studienlandschaft eine hohe Bandbreite an teils sehr unterschiedlichen Annahmen unter anderem zu lokalen Potenzialen der erneuerbaren Energieerzeugung und technologischen Entwicklungen aufzeigt.

### Ergebnisse

Die zusammenfassende Darstellung der Produktions- und Transportkosten strombasierter Energieträger sowie der Kosten für die Bereitstellung von Kohlenstoff, basierend auf den hier ausgewerteten Studien, zeigt eine große Bandbreite an prognostizierten Kosten. Diese hängt stark von verschiedenen Faktoren wie Verfügbarkeit bzw. dem Potential von erneuerbaren Energien und damit von der Produktionsregion, der Technologiewahl sowie den in den Studien getroffenen Annahmen und genutzten Referenzwerten ab. Die Analyse und Übersicht in diesem Papier erlauben einen direkten Vergleich der Ergebnisse einer Vielzahl von Studien, da die Ergebnisse auf eine einheitliche Kostenbasis ( $\text{EUR}_{2022}/\text{MWh}_{\text{LHV}}$ ) normiert wurden. Zur Identifikation von Trends in den Kosten verschiedener Energieträger sollten aber aufgrund der stark variierenden methodischen Ansätze und Annahmen zwischen den Studien Ergebnisse innerhalb einzelner Studien verglichen werden.

Übergreifend zeigt sich, dass insbesondere Studien, die im Rahmen von Bottom-Up Simulationen Standorte mit vorteilhaften Bedingungen für die EE-Erzeugung bestimmen oder den Technologiemix für die EE-Erzeugung optimieren, vergleichsweise geringe Produktionskosten ausweisen. Studien, die vergleichsweise hohe Produktionskosten und in der Regel auch eine hohe Kostenbandbreite ausweisen, zeichnen sich im Gegensatz dazu dadurch aus, dass sie Kostenannahmen für verschiedene EE- und auch Elektrolyse-Technologien zugrunde legen. Allerdings gibt es auch Studien, deren Ergebnisse sich entgegen dieser Systematik verhalten (siehe Abschnitt 6).

Selbst über die hohen Bandbreiten und über die unterschiedlichen Studien hinweg lässt sich eine deutliche Reduktion der Produktionskosten über die Jahre 2030, 2040 und 2050 in allen Regionen erkennen. Ein Vergleich der Produktionskosten unterschiedlicher Produkte innerhalb einer Studie zeigt, dass auf Seiten der erneuerbaren Energieträger grüner Wasserstoff die geringsten Produktionskosten aufweist. Wasserstoff-Derivate wie Ammoniak, Methanol oder Kerosin weisen grundsätzlich höhere Produktionskosten im Vergleich zu Wasserstoff auf, da hier höhere Anlagenkosten und Energiekosten für die weiteren Syntheseschritte zu Buche schlagen. Für den Import von reinem Wasserstoff stellt sich heraus, dass der Umweg über Derivate als Transportmolekül keine signifikanten Kostenvorteile bringt, da die Rückwandlung in Wasserstoff einen zusätzlichen, nicht zu vernachlässigenden, Kostenbeitrag bringt. Anders gestaltet es sich, wenn das Derivat zur Direktnutzung importiert wird.

Im Vergleich der hier betrachteten Regionen stellen sich die iberische Halbinsel sowie die MENA-Region als solche mit den geringsten Produktionskosten heraus.

Die Kosten für die Bereitstellung von Kohlenstoff sind aufgrund der geringen Technologiereife der CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft (DAC) sowie der Abscheidung an Punktquellen mit vielen Unsicherheiten behaftet. Selbst wenn sich die Abscheidung an Punktquellen aktuell als kostengünstiger erweist, kann der Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises und technologische Entwicklungen bei der Abscheidung aus der Luft mittelfristig zu günstigeren Bereitstellungskosten für Kohlenstoff führen. Insbesondere kostengünstiger erneuerbarer Strom am Standort sowie geringeren Transportbedarfe können diese Entwicklung begünstigen.

Bei den Transportkosten zeigt sich, dass die Kosten für den Pipelinetransport von Wasserstoff und Methan stark von der Transportentfernung abhängen und mit zunehmender Entfernung deutlich steigen. Dies liegt insbesondere daran, dass für längere Transportentfernungen auch längere Pipelines gebaut werden müssen und der Energiebedarf für den Betrieb der Verdichter, die letztendlich den Transport bewerkstelligen, steigt. Der Schiffstransport hingegen zeigt nur eine schwache Abhängigkeit von der Transportentfernung, da hier unabhängig von der Entfernung der Großteil der Kosten durch die Hafeninfrastruktur und die Transportschiffe entsteht. Für Wasserstoff folgt daraus, dass für Transportentfernungen über ca. 5000 km der Schiffstransport in Form von Flüssigwasserstoff oder Trägermolekülen günstiger als der Pipelinetransport wird.

Die zusammengetragenen Daten und Analysen in diesem Papier bieten einen umfassenden Überblick der Studienlandschaft zur Kostenentwicklung ausgewählter strombasierter Energieträger. Dabei zeigt sich, dass die Kostenabschätzungen vornehmlich techno-ökonomische Kostenbeiträge und Parameter berücksichtigen. Umweltökologische sowie sozio-ökonomische Aspekte und deren Unterschied zwischen Regionen werden nicht in die Kostenbetrachtung einbezogen.

## Summary

### Methodology

This paper provides an overview of the cost development of selected electricity-based energy carriers and input materials up to the year 2050. To this end, it presents the results from various studies and research reports that analyze the supply costs of electricity-based energy carriers. The electricity-based energy carriers green hydrogen, green ammonia, methane, methanol, dimethyl ether and Fischer-Tropsch products such as kerosene jet-fuel are analyzed. Additionally, the fossil products blue hydrogen and blue ammonia are considered. The analysis is structured based on different production regions: MENA region, North and South America, Sub-Saharan Africa, Australia, Northern Europe, the Iberian Peninsula, Germany and other European countries. The influence of the carbon source on production costs is presented separately.

The supply costs entail production and transport costs, which are considered separately to enable a differentiated analysis and to include a larger number of studies. The supply costs generally include the costs along the entire process chain, from the provision of energy as renewable electricity and heat, through the provision of inputs such as carbon, nitrogen and water, to hydrogen production through electrolysis, synthesis of further derivatives and conversion into a transportable form, as well as transport to Germany.

The paper provides a qualitative description of the different approaches applied in the studies for cost estimation. It also summarizes, the most important cost contributions and their potential regional and temporal variation. The study landscape exhibits a wide range of assumptions that differ in some parts substantially from each other, e.g. for local potentials for renewable energy generation or technological developments that can drive costs down.

### Results

The costs for production and transport of electricity-based energy carriers as well as the provision costs for carbon, based on the analyzed studies, show a wide range of costs. The costs depend on factors such as the availability or potential of renewable energies and therefore the production region, the choice of technology and the assumptions made and reference values used in the studies. The analysis and overview in this paper allow a direct comparison of the results of a large number of studies, as the results were normalized to a common cost basis (EUR<sub>2022</sub>/MWh<sub>LHV</sub>). However, to identify trends in the costs of different energy carriers, results within individual studies should be compared due to the widely varying methodological approaches and assumptions between the studies.

Studies that determine locations with favourable conditions for renewable energy generation or optimize the technology mix for renewable energy generation as part of bottom-up simulations show comparatively low production costs. In contrast, studies that show comparatively high production costs and generally also a large cost range are characterised by the fact that they are based on cost assumptions for various renewable energy and electrolysis technologies. However, there are also studies that exhibit an opposite trend (see section 6).

Even across large cost ranges and different studies, a significant reduction in production costs can be observed in all regions over the years 2030, 2040 and 2050. The comparison of the production costs of different products within each study shows that green hydrogen has the lowest production costs among renewable energy sources. Hydrogen derivatives such as ammonia, methanol or kerosene have higher production costs compared to hydrogen, as they involve higher investments and energy costs for further synthesis steps. For the import of direct hydrogen, it turns out that the route via derivatives as a transport molecule does not bring any

significant cost advantages, as the conversion back into hydrogen brings an additional, not negligible, cost contribution. The situation is different if the derivative is imported for direct utilisation.

Comparing regions, the Iberian Peninsula and the MENA region show the lowest production costs.

The costs for the provision of carbon are associated with many uncertainties due to the low technological maturity of direct air capture (DAC) as well as capture at point sources. Even if capture at point sources is currently more cost-effective, the impact of the CO<sub>2</sub> price and technological developments in direct air capture can lead to lower carbon provision costs in the medium term. Especially low-cost renewable electricity at certain locations and lower transport needs can favour this development.

Regarding transport, the costs for pipeline transport of hydrogen and methane depend heavily on the transport distance and increase significantly with distance. This is because pipelines need to be extended for longer transport distances and the energy used for compressors that transport the gas also increases. Ship transport, on the other hand, depends only weakly on transport distance, as costs are mainly incurred by the harbour infrastructure and the transport vessels. For transport distances over approx. 5000 km, hydrogen is transported at lower costs via ships as liquid hydrogen or carrier molecules.

The data and analyses compiled in this paper provide a comprehensive overview of the study landscape on the cost development of selected electricity-based energy carriers. It becomes apparent that cost estimates primarily consider techno-economic cost contributions and parameters. Environmental and socio-economic aspects and their regional differences are not included in the cost analysis.

## 1 Hintergrund und Zielsetzung

Im politischen und öffentlichen Diskurs zur Transformation der Energieversorgung mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität spielen strombasierte erneuerbare Energieträger und Einsatzstoffe mittlerweile eine zentrale Rolle. Um fossile Energieträger und Rohstoffe insbesondere in industriellen Prozessen und im Langstreckenschiffs- und -flugverkehr zu ersetzen sowie zur saisonalen Energiespeicherung werden, je nach betrachtetem Szenario erhebliche Mengen erneuerbaren Wasserstoffs und seiner Derivate zum Einsatz als Kraftstoff, Energieträger und Einsatzstoff in industriellen Prozessen benötigt<sup>1</sup>. Für die zu erwartenden Bereitstellungskosten dieser strombasierten Energieträger gibt es inzwischen eine reichhaltige Landschaft an Studien und Forschungsberichten. Die Studienlage bildet unterschiedliche Bereitstellungskosten z. B. durch lokale Potentiale der Bereitstellung von erneuerbarer Energie, ebenso wie teils stark differierende Annahmen zu Technologieentwicklungen ab. Dies führt zu einer hohen Bandbreite an prognostizierten Bereitstellungskosten strombasierter erneuerbarer Energieträger in der Literatur.

Ziel dieses Kurzpapiers ist es einen Überblick über die Kostenentwicklung der wichtigsten erneuerbaren Energieträger bis zum Jahr 2050 zu geben. Hierbei stehen die Zusammenfassung und übersichtliche Darstellung der Ergebnisse aus den verschiedenen Studien und Forschungsberichten im Vordergrund. Zusätzlich sollen die unterschiedlichen Ansätze zur Kostenabschätzung sowie die wichtigsten Kostenbeiträge und deren potentielle regionale und zeitliche Variation qualitativ beschrieben werden. Insbesondere der Einfluss der Kohlenstoff-Quelle auf die Herstellungskosten wird im Rahmen einer Detailbetrachtung gesondert beleuchtet. Abschließend findet eine kurze Einordnung und Bewertung der dargestellten Kostenentwicklungen statt und mögliche Fehlstellen in Form von zusätzlichen Kostenbeiträgen bei nachhaltiger Bereitstellung werden genannt.

Als Zielgröße für die quantitative Analyse wurden die Kosten für die Bereitstellung der jeweiligen Energieträger in Deutschland (Bereitstellungskosten) im Rahmen dieses Kurzpapiers gewählt. Die Bereitstellungskosten beinhalten sowohl die Produktionskosten als auch die Transportkosten, welche im vorliegenden Papier getrennt dargestellt werden. Diese Aufteilung dient insbesondere dazu, um auch solche Studien einbeziehen zu können, die ausschließlich die Produktionskosten ausweisen. Grundsätzlich beinhalten die Bereitstellungskosten alle Kosten entlang der Prozesskette von Energiebereitstellung in Form von Strom und Wärme aus erneuerbaren Quellen über die Bereitstellung von Inputs wie Kohlenstoff, Stickstoff, Wasser (ggf. über Entsalzung), Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse, Syntheseschritte sowie ggf. Umwandlung in transportable Form je nach Energieträger und gewählter Transportform. Bei Betrachtung der Transportkosten wird die Transportdistanz in Abhängigkeit der jeweiligen, betrachteten Herstellungsregion, der Transportart und ggf. notwendiger Rückwandlung in Deutschland zu Wasserstoff betrachtet. Es werden hierbei sowohl die Betriebs- als auch anteilig die Investitionskosten bei der Betrachtung der Bereitstellungskosten einbezogen sofern die Datenlage der einzelnen Studien dies zulässt.

In diesem Kurzpapier werden die Bereitstellungskosten für die grünen strombasierten Energieträger Wasserstoff (gH<sub>2</sub>), Ammoniak (gNH<sub>3</sub>), Methan (SNG vom Englischen *synthetic natural gas*), Methanol (MeOH) und Dimethylether (DME) sowie Fischer-Tropsch Produkte wie

---

<sup>1</sup> Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2023) geht für das Jahr 2030 von einem Gesamtbedarf an Wasserstoff und Wasserstoffderivaten wie Ammoniak, Methanol oder synthetischen Kraftstoffen von 95 bis 130 TWh aus. Dieser Bedarf beinhaltet sowohl den bereits heute bestehenden und über CO<sub>2</sub>-intensiven Wasserstoff gedeckten Bedarf (ca. 55 TWh) als auch den zukünftigen Bedarf auf Grund der Umstellung auf klimaneutrale Technologien beispielsweise in der Industrie und im Langstreckentransport.

Kerosin<sup>2</sup> betrachtet. Als Referenz werden zusätzlich die Kosten für fossilen blauen Wasserstoff (bH<sub>2</sub>) und darauf basierendem blauem Ammoniak (bNH<sub>3</sub>) betrachtet. Es wird in die Herstellungsregionen MENA<sup>3</sup>, Nordamerika, Südamerika, Subsahara-Afrika, Australien, Nordeuropa, Iberische Halbinsel, Deutschland sowie restliches Europa unterscheiden.

---

<sup>2</sup> Je nach Quelle werden nicht weiter spezifizierte Fischer-Tropsch Produkte (FT), Kerosin aus der Fischer-Tropsch Route (JF-FT vom Englischen *jet fuel*) sowie auch Kerosin aus der Methanol-Route (JF-MeOH) betrachtet.

<sup>3</sup> Nahost und Nordafrika (vom Englischen *Middle East and North Africa*)

## 2 Methodik und Definitionen

### Studienauswahl

Im Fokus dieses Kurzpapiers steht die übersichtliche Zusammenstellung sowie qualitative Bewertung und Einordnung der Bereitstellungskosten von strombasierten erneuerbaren Energieträgern und Einsatzstoffen für eine große Bandbreite an Produkten und Herstellungsregionen für den Zeithorizont bis 2050. Eine Analyse oder Bewertung der in den Studien angewendeten Methoden oder der getroffenen Annahmen ist nicht Teil dieses Kurzpapiers. Daher und um eine hohe Bandbreite an Produkten und Regionen abzubilden, wurden bei der Studienauswahl keine Einschränkungen auf die in den Studien angewendeten Methoden (siehe auch Abschnitt 3) oder im Hinblick auf getroffene Annahmen gesetzt.

Es wurden Studien der letzten fünf Jahre (Erscheinungsjahr 2019 oder jünger) berücksichtigt<sup>4</sup>. Dies schließt also insbesondere auch Studien mit ein, die aus der Zeit vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und dem damit verbundenen Energiepreissprung stammen. Dies ist gerechtfertigt, da zum einen die Energiepreise mittlerweile wieder stark rückläufig sind und sich zum Teil wieder auf einem Niveau von vor dem russischen Angriffskrieg befinden. Zum anderen handelt es sich bei den Ergebnissen in allen Studien um Projektionen zukünftiger Kosten, die prinzipiell keine sprunghaften kriegs- oder krisenbedingten Kostenänderungen erfassen können.

Für den Fall, dass Studien die Kostenentwicklungen für unterschiedliche Klimaneutralitätsszenarien berechnet haben, werden nur solche Szenarien berücksichtigt, die eine Treibhausgasneutralität bis 2050 oder früher annehmen.

### Vereinheitlichung der Kosteneinheiten

Um eine Vergleichbarkeit der Bereitstellungskosten der Studien aus verschiedenen Jahren und gegebenenfalls Währungen herzustellen wurden zunächst alle nicht-Euro Währungen auf Euro umgerechnet. Hierzu wurde der durchschnittliche Wechselkurs (EZB Referenzkurs, siehe (Deutsche Bundesbank 2024)) aus dem Erscheinungsjahr der Studie verwendet oder, falls angegeben, aus dem in der Studie verwendeten Basisjahr. Im zweiten Schritt wurden unter Berücksichtigung der Inflationsrate in Deutschland alle Kosten in Euro auf das Basisjahr 2020 normiert.

Für die Darstellung der Bereitstellungskosten in Abschnitt 4 wurde als Bezugswert für alle Kosten der Energiegehalt in MWh bezogen auf den Heizwert (LHV – *lower heat value*) des jeweiligen Produkts gewählt. Zur Umrechnung der Kosten aus Studien, die einen masse- oder brennwertbezogenen Referenzwert gewählt hatten, wurden die Heiz- und Brennwerte aus Tabelle 5 im Anhang genutzt. Für Studien, die einen energiebezogenen Referenzwert genutzt haben, in denen aber keine explizite Angabe zu finden war ob dieser sich auf den Heiz- oder Brennwert bezieht, wurde angenommen, dass es sich hier ebenfalls um heizwertbezogene Referenzwerte handelt.

### Definition Bereitstellungskosten und Abgrenzung zu Preisen

Die Zielgröße für die quantitative Datenzusammenfassung in diesem Kurzpapier sind die Bereitstellungskosten. Die berücksichtigten Kostenbeiträge zu den Bereitstellungskosten sind in Abschnitt 3.1 aufgeführt. In Abgrenzung zu den Preisen von aktuell gehandelten Energieträgern sind in den Bereitstellungskosten keine Steuern, Gebühren (abgesehen vom CO<sub>2</sub>-Preis),

---

<sup>4</sup> Die Studiensammlung wurde im Februar 2024 beendet. Entsprechend sind kürzlich erschienene Studien noch nicht in dieses Kurzpapier eingeflossen.

Subventionen oder Gewinne enthalten. Dies gilt es zu berücksichtigen, wenn die angegebenen Kosten in Bezug zu Preisen heutiger Energieträger gesetzt werden sollen.

### 3 Beschreibung der Studienlandschaft zur Kostenentwicklung strombasierter Energieträger

Die in diesem Kurzpapier betrachteten Studien und Veröffentlichungen sind in Tabelle 6 im Anhang aufgelistet. Die Studien lassen sich neben der Variation der betrachteten Produkte, Herstellungsregionen und des Zeithorizonts nach zwei verschiedenen methodischen Ansätzen unterscheiden.

#### Bottom-Up Studien

Auf der einen Seite stehen Arbeiten, die im Rahmen von Bottom-Up Simulationen die Prozesskette vom Aufbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten über Elektrolyse und Synthese bis zum Transport der Produkte nach Deutschland entweder als Ganzes oder in Teilen abbilden und mit Hilfe von Optimierungsmodellen die günstigsten Herstellungspfade und die daraus resultierenden Kosten bestimmen. Viele dieser Studien basieren zudem auf GIS-basierten Analysen der EE-Potentiale in den Herstellungsregionen mit deren Hilfe die optimalen Standorte für EE-Stromerzeugung bestimmt werden. Beispiele hierfür sind (Hank et al. 2023) oder (Braun et al. 2022). Die hieraus resultierenden Ergebnisse bilden also in der Regel Herstellungskosten unter optimierten Bedingungen ab, die in realen Projekten vermutlich nicht immer erreicht werden können.

#### Top-Down Studien

Auf der anderen Seite stehen Arbeiten, die für verschiedene Zwischenprodukte bzw. Inputs wie erneuerbaren Strom, Wasser, Wasserstoff oder CO<sub>2</sub> Kostenannahmen treffen und basierend darauf die Bereitstellungskosten der Produkte berechnen. Häufig steht hierbei gezielt der Einfluss einer oder mehrerer Kostenbeiträge auf die Bereitstellungskosten im Fokus (Sensitivitätsbetrachtung). Beispiele hierfür sind (Kreidelmeyer et al. 2020) oder (Carels et al. 2023). Alternativ werden in solchen Arbeiten einzelne Komponenten der Bereitstellungskosten im Detail berechnet, während für andere Komponenten in der Regel auf Basis anderer Referenzen feste Annahmen getroffen werden. So werden beispielsweise in (Staiß et al. 2022) feste Annahmen für Wasserstoffherstellungskosten und Stromkosten getroffen, aber die Kosten für unterschiedliche Transporttechnologien im Detail berechnet. Diese Ansätze bilden daher nicht immer reale Kombinationen von Parametern ab, so dass die berechneten Kosten in tatsächlichen Projekten abweichen können. Wenn Studien feste Annahmen für Kostenbestandteile wie beispielsweise die Wasserstoff-Produktionskosten treffen, ohne diese nachvollziehbar zu berechnen, so werden diese Kostenbestandteile in der Übersichtsdarstellung im Rahmen dieses Papiers nicht berücksichtigt.

Für beide methodische Ansätze finden sich neben klassischen Studien und wissenschaftlichen Papieren auch teils umfangreiche Web- oder Tabellenkalkulationsanwendungen, mit deren Hilfe für eine Vielzahl an Konfigurationen (Produkte, Produktionspfade), Regionen und Zeithorizonte die Bereitstellungskosten berechnet werden können - siehe (Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023; Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023; Staiß et al. 2022).

Die unterschiedlichen methodischen Ansätze und die Vielzahl an Variationsmöglichkeiten zur Berechnung der Bereitstellungskosten (siehe auch Abschnitt 3.1) führen, wie in Abschnitt 4 zu sehen ist, zu einer großen Bandbreite in den Endergebnissen.

Die in den Studien typischerweise betrachteten Kostenbeiträge, die Parameter welche die Höhe der einzelnen Beiträge beeinflussen können sowie die Ursachen für zeitliche und regionale Variationen der Kostenbeiträge werden in den folgenden Unterabschnitten kurz erläutert. Zu

beachten ist, dass nicht alle Studien alle der genannten Beiträge berücksichtigen bzw. teilweise mit sehr unterschiedlichen Ansätzen arbeiten.

### 3.1 Kostenbeiträge

Grundsätzlich setzen sich die Kostenbeiträge aus Investitions-, Betriebs- und Kapitalkosten zusammen.

- ▶ **Investitionskosten** (CAPEX vom Englischen *Capital Expenditures*) für die Planung und den Bau von Anlagen beispielsweise zur Erzeugung von erneuerbarem Strom und Wärme, zur Meerwasserentsalzung oder von Elektrolyseuren, Syntheseanlagen oder Reformern. Am Beispiel der Bereitstellung von erneuerbarem Strom mittels Photovoltaik umfassen die Investitionskosten u. a. die Kosten für die Genehmigung und Planung der Anlage, für Photovoltaikmodule, Aufständerung, Stromkabel, Elektronik, Netzanschluss und Montage.
- ▶ **Betriebskosten** (OPEX vom Englischen *Operating Expenditures*) für Betrieb, Wartung und Reparatur der Anlagen. Hierzu zählen u. a. Lohnkosten und Kosten für extern zur Verfügung gestellte Energie in Form von Strom, Wärme oder anderen Energieträgern.
- ▶ **Kapitalkosten** (WACC vom Englischen *Weighted Average Cost of Capital*) in Form von Zinsen und anderen Abgaben für Kredite zur Finanzierung der Projekte.

Zur Gliederung entlang der Produktions- und Bereitstellungskette strombasierter Energieträger werden die Kostenbeiträge im Folgenden in Teilschritte aufgeschlüsselt:

1. Erzeugung von Wasserstoff über Elektrolyse mittels erneuerbaren Stroms
2. Synthese von Wasserstoff-Derivaten
3. Transport der finalen Produkte nach Deutschland
4. Ggf. Rückwandlung der Derivate oder Transportmoleküle in reinen Wasserstoff<sup>5</sup>.

#### 3.1.1 Wasserstoff-Erzeugung

- ▶ **Erzeugung bzw. Bereitstellung erneuerbaren Stroms zur Wasserelektrolyse** primär aus Wind und Sonne. Hierzu können auch Kosten für Stromnetze, Speicher und andere Infrastrukturen zählen.<sup>6</sup>
- ▶ **Wasseraufbereitung:** Je nach Region und vorliegender Wasserquelle beinhaltet dies beispielsweise die Entsalzung und Aufbereitung von Wasser als Input für die Elektrolyse.
- ▶ **Elektrolyse** zur Erzeugung von Wasserstoff. Neben den schon genannten Kosten für Strom und Wasser fallen hier vor allem Investitionskosten für den Aufbau der Anlagen an.

#### 3.1.2 Synthese von Wasserstoff-Derivaten

- ▶ **CO<sub>2</sub> Abscheidung** aus der Luft oder von industriellen Punktquellen<sup>7</sup> als Input für die Synthese kohlenstoffbasierter Energieträger. Hierfür werden neben den Investitionskosten

---

<sup>5</sup> Je nach verwendetem Transportmolekül fallen zusätzliche Kosten für den Rücktransport des Transportmoleküls an.

<sup>6</sup> Erneuerbarer Strom wird auch in anderen Prozessschritten wie beispielsweise der Synthese von Wasserstoff-Derivaten genutzt. Da der überwiegende Anteil aber für die Wasserelektrolyse verwendet wird, wird die Stromerzeugung in diesem Prozessschritt geführt.

<sup>7</sup> Industrielle Punktquellen für CO<sub>2</sub> sind beispielsweise Anlagen für die Zementherstellung oder die thermische Abfallbehandlung. Der Beitrag zur realen Emissionsminderung und zum Klimaschutz der unter Verwendung solcher Punktquellen hergestellten synthetischen Energieträger variiert je nach Punktquelle stark.

für die Anlagen erhebliche Mengen Energie benötigt die entweder extern eingekauft oder über dedizierte projektinterne EE-Anlagen bereitgestellt werden müssen.

- ▶ **Luftzerlegung** für die Bereitstellung von Stickstoff für die Ammoniaksynthese.
- ▶ **Synthese** der strombasierten Energieträger aus Wasserstoff und Kohlenstoff oder Stickstoff, beispielsweise zu Methanol oder Ammoniak.
- ▶ **Zwischenspeicherung** der Inputs Wasserstoff, Kohlenstoff, Stickstoff oder der synthetisierten Energieträger kann nötig sein um einen durchgehenden Betrieb von Syntheseanlagen zu gewährleisten oder die Energieträger für den Schiffstransport zu sammeln.

### 3.1.3 Transport nach Deutschland

- ▶ **Umwandlung in einen transportfähigen Zustand** kann je nach Energieträger nötig sein. Hierzu zählt beispielsweise die Verdichtung von Wasserstoff für den Pipeline-Transport oder die Verflüssigung oder chemische Bindung an ein Transportmolekül<sup>8</sup> für den Schiffstransport.
- ▶ **Transport** der Energieträger. Die Transportkosten setzen sich aus Investitionen für Neu- oder Umbau von Pipelines oder Hafeninfrastrukturen und der Anschaffung von Transportschiffen sowie aus Betriebskosten u. a. für Schiffstreibstoffe oder Energiekosten für den Pipelinebetrieb zusammen.

### 3.1.4 Rückwandlung in Wasserstoff und ggf. Verteilung

- ▶ **Rückwandlung**  
Energieträger wie beispielsweise Ammoniak kommen für eine Rückwandlung in Wasserstoff in Betracht. Hierfür bedarf es spezieller Anlagen, die unter Einsatz von Energie das Ammoniak in seine Bestandteile zerlegen um Wasserstoff bereitzustellen.
- ▶ **Aufbereitung und Verteilung im Importland:** Zur Bereitstellung der Energieträger am Verwendungsort müssen diese gegebenenfalls noch für die Verteilung vor Ort aufbereitet (bspw. verdichtet) und zum Verwendungsort transportiert werden. Hierfür bedarf es entsprechender Infrastruktur für deren Aufbau und Betrieb.

## 3.2 Parameter, die die Kostenbeiträge beeinflussen

Für die aufgeführten Kostenbeiträge gibt es eine Vielzahl an Parametern, welche die Höhe der einzelnen Beiträge zum Teil stark beeinflussen können. Die wichtigsten dieser Parameter sind:

- ▶ **Die ausgewählte Technologie**  
Die Kosten für erneuerbaren Strom unterscheiden sich je nach gewählter Technologie (PV, Wind On-, Off-shore, Hybrid-Anlagen). Genauso haben die Wahl der Elektrolyse-

---

<sup>8</sup> Einige der hier betrachteten Energieträger wie Ammoniak, Methanol oder Dimethylether können neben ihrer Funktion als Energieträger auch als Transportmolekül für Wasserstoff betrachtet werden, wenn sie in der Import-Region wieder in Wasserstoff rückgewandelt werden. Darüber hinaus wird zusätzlich die Nutzung von flüssigen organischen Transportmolekülen - sogenannten *Liquid Organic Hydrogen Carrier* (LOHC) - erforscht. Hierbei handelt es sich um organische Moleküle, die ausschließlich als Transportmolekül vorgesehen sind und nicht selbst als Energieträger in Frage kommen. Je nach verwendetem Transportmolekül muss auch der Rücktransport des Transportmoleküls in den Kostenbetrachtungen berücksichtigt werden.

Technologie<sup>9</sup> und die Bezugsquelle für CO<sub>2</sub> (DAC<sup>10</sup>, industrielle Punktquelle) teils großen Einfluss auf die Kosten.

► **Annahmen für die Effizienz der ausgewählten Technologien**

Insbesondere für Technologien wie Elektrolyse oder DAC, die noch nicht großtechnisch etabliert sind und daher noch wenig Erfahrungswerte für tatsächlich realisierbare Effizienzgrade existieren, können die Annahmen zur Effizienz der entsprechenden Prozesse stark variieren.<sup>11</sup>

► **Annahme für die Volllaststunden einzelner Prozesse**

Eine höhere Anzahl an Volllaststunden verteilt die Investitionskosten und andere Fixkosten auf mehr erzeugte Energieeinheiten (kWh Strom, kg Wasserstoff, o. ä.) und senkt damit deren relativen Beitrag zu den Bereitstellungskosten.

► **Die Amortisationszeiten der Anlagen**

Annahmen für die Lebensdauer bzw. den Abschreibungszeitraum der Anlagen für erneuerbaren Strom, Elektrolyse, Synthese oder Transport entscheiden auf welchen Zeitraum die Investitionskosten gestreckt werden und somit wie hoch ihr Beitrag je erzeugter Einheit des entsprechenden Produktes ist.

► **Die Höhe der Kapitalkosten**

Die Zinssätze für Eigen- und Fremdkapital werden in der Regel über die sogenannten gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) ausgedrückt. Die Höhe der WACC wird u. a. durch die politische Stabilität im Land und damit durch Risikoeinschätzung des Projektes beeinflusst. Ihre Höhe wirkt sich auf die Gesamtkosten eines Projekts aus.

► **Die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises**

Für den Fall von fossil basiertem blauem Wasserstoff wird die Höhe des CO<sub>2</sub> Preises ein wichtiger Parameter. Auch für den Fall, dass extern zur Verfügung gestellte Energie beispielsweise für Entsalzung oder CO<sub>2</sub> Abscheidung aus fossilen Quellen stammt, wird der CO<sub>2</sub> Preis relevant für die Gesamtkosten. Hierbei ist je nach Prozess und Herstellungsregion der EU-ETS, der CO<sub>2</sub>-Preis vor Ort oder der CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM von *Carbon Border Adjustment Mechanism*) relevant. Für den Vergleich der Endenergien im Verkehr in Europa wird der EU-ETS2 relevant werden.

### 3.3 Zeitliche und regionale Variationen der Parameter

Alle hier genannten Parameter unterliegen im Zeitverlauf Variationen, die insbesondere bei der Abschätzung von zukünftigen Bereitstellungskosten berücksichtigt werden müssen und ein hohes Maß an Unschärfe in die Abschätzungen bringen können. Außerdem gibt es regionale Variationen, die zu sehr unterschiedlichen Kostenbeiträgen in den verschiedenen Regionen, Ländern oder an Standorten führen können. Im Rahmen dieses Kurzpapiers werden verschiedene Weltregionen betrachtet, so dass überregionale Durchschnittswerte, beispielsweise für das EE-Potential, relevant sind. Standort spezifische Faktoren, die selbst innerhalb kleiner Regionen stark variieren können (beispielsweise lokale Wasserverfügbarkeit), werden zwar in einigen Studien betrachtet, stehen aber nicht im Fokus dieses Kurzpapiers.

---

<sup>9</sup> Alkalischen Elektrolyse (AEL), Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyse (PEMEL), Hochtemperatur Elektrolyse (HTEL)

<sup>10</sup> DAC steht für *direct air capture* und bezeichnet die Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus der Luft.

<sup>11</sup> Einige der Technologien haben sich in dem hier betrachteten Zeitraum (Studien der letzten 5 Jahre) bereits erheblich weiterentwickelt. Dies muss bei der Bewertung der Ergebnisse aus Studien verschiedener Jahre berücksichtigt werden.

Zeitliche und regionale Variationen der einzelnen Kostenbeiträge werden insbesondere durch die folgenden Faktoren bestimmt.

► **Technologische Fortschritte**

Im Laufe der Zeit sind signifikante Fortschritte in einigen beteiligten Technologien (beispielsweis bei der CO<sub>2</sub> Abscheidung aus der Luft) zu erwarten. Diese Fortschritte werden insbesondere zu einer kontinuierlichen Verbesserung der Effizienz und einer Reduzierung der Investitions- und Betriebskosten und somit insgesamt zu geringeren Bereitstellungskosten führen.

► **Skaleneffekte**

Mit zunehmendem Ausbau der relevanten Anlagen können Skaleneffekte dazu beitragen, die Kosten zu senken. Größere Produktionsanlagen, gesteigerte Produktionsmengen und mehr Erfahrung in der Umsetzung der entsprechenden Projekte und der Anlagenführung können zu Kosteneinsparungen führen.<sup>12</sup>

► **Politische und regulatorische Veränderungen**

Politische und regulatorische Rahmenbedingungen werden sich mit der Zeit verändern und weisen regionale Unterschiede auf. Hierdurch kann beispielsweise die Risikoeinstufung für Projekte variieren, was die Kapitalkosten beeinflussen kann. Auch Regulierungen, die beispielsweise den CO<sub>2</sub> Preis oder andere Abgaben betreffen, können sich mit der Zeit verändern. Allgemein sind politische und regulatorische Veränderungen nur in begrenztem Maß vorherzusehen und ihr Einfluss auf zukünftige Bereitstellungskosten ist daher mit erheblichen Unsicherheiten verbunden.

► **Fossile Brennstoffe**

Insbesondere die Kostenentwicklung für blauen Wasserstoff und blauen Ammoniak, für deren Herstellung fossile Brennstoffe als Rohstoff und Energiequellen genutzt werden, sind stark abhängig von der Kostenentwicklung dieser fossilen Brennstoffe.

---

<sup>12</sup> Im Bereich der Photovoltaikanlagen ist es beispielsweise in der Vergangenheit durch die genannten Aspekte sowie der Verringerung von Materialeinsätzen und gestiegenem Automationsgrad in der Fertigung zu massiven Kostenreduktionen gekommen. Ähnlich Entwicklungen können sich bei Technologien wie beispielsweise der Elektrolyse wiederholen. Siehe beispielsweise (Our World In Data 2024).

## 4 Übersicht der Kostenabschätzungen für strombasierte Energieträger

In diesem Abschnitt werden die Kostenabschätzungen aus den zusammengetragenen Studien und Veröffentlichungen gesammelt und in übersichtlicher Form grafisch dargestellt. Je betrachteter Region<sup>13</sup> werden die Kosten für die Produktion der Energieträger (Abschnitt 4.1) sowie für den Transport nach Deutschland bzw. Mitteleuropa<sup>14</sup> (Abschnitt 4.2) in separaten Grafiken präsentiert.<sup>15</sup> Die in der Regel enthaltenen Kostenbeiträge für Produktion bzw. Transport sind in Abschnitt 3.1 zusammengefasst. Zu beachten ist, dass nicht alle Studien alle der genannten Beiträge berücksichtigen bzw. teilweise mit sehr unterschiedlichen Ansätzen arbeiten. In den hier dargestellten Produktionskosten sind die Kosten für Wasserstoff-Erzeugung und im Falle von Derivaten die Kosten für deren Synthese enthalten. Die Transportkosten enthalten sowohl die Aufbereitung für den Transport als auch den Transport selbst und gegebenenfalls eine Rückwandlung in Wasserstoff. Dies bedeutet, dass für den Transport von Wasserstoff gebunden an ein Transportmolekül (LOHC oder Ammoniak) die Transportkosten auch die Synthese des Transportmoleküls<sup>16</sup> im Exportland und die Rückwandlung in Wasserstoff in Deutschland beinhalten. Wird hingegen Ammoniak als Energieträger oder Einsatzstoff betrachtet, so sind die Kosten für die Ammoniak-Synthese in den Produktionskosten enthalten und die Kosten der Rückumwandlung entfallen.

### 4.1 Kosten für Wasserstoff-Erzeugung und Synthese

In den folgenden Abbildungen (Abbildung 1 bis Abbildung 9) werden die Produktionskosten der im Rahmen dieses Kurzpapiers betrachteten strombasierten Energieträger sowie von blauem Wasserstoff und blauem Ammoniak für die betrachteten Regionen dargestellt.<sup>17</sup>

Allgemein zeigt sich in allen Regionen eine hohe Bandbreite in den Kostenangaben sowohl beim Vergleich unterschiedlicher Studien als auch zum Teil innerhalb einzelner Studien. Diese hohe Bandbreite ist in erster Linie auf zum Teil stark variierende methodische Ansätze und Unterschiede in den getroffenen Annahmen für einzelne Kostenbeiträge in den verschiedenen Studien zurückzuführen. Zur Identifikation von Trends in den Kosten sollten daher vor allem Ergebnisse innerhalb einzelner Studien verglichen werden. Daher wird im Folgenden zur qualitativen Bewertung und Einordnung der Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Regionen speziell auf solche Studien eingegangen, die in sich eine Vielzahl unterschiedlicher Regionen betrachten.

Eine Beschreibung und Einordnung der über die verschiedenen Regionen übergreifenden Trends und Besonderheiten der einzelnen Studien findet am Ende dieses Abschnitts statt - siehe Seite 34.

---

<sup>13</sup> MENA, Subsahara-Afrika, Nordamerika, Südamerika, Australien, Nordeuropa, Iberische Halbinsel, restliches Europa (ohne Deutschland) und Deutschland.

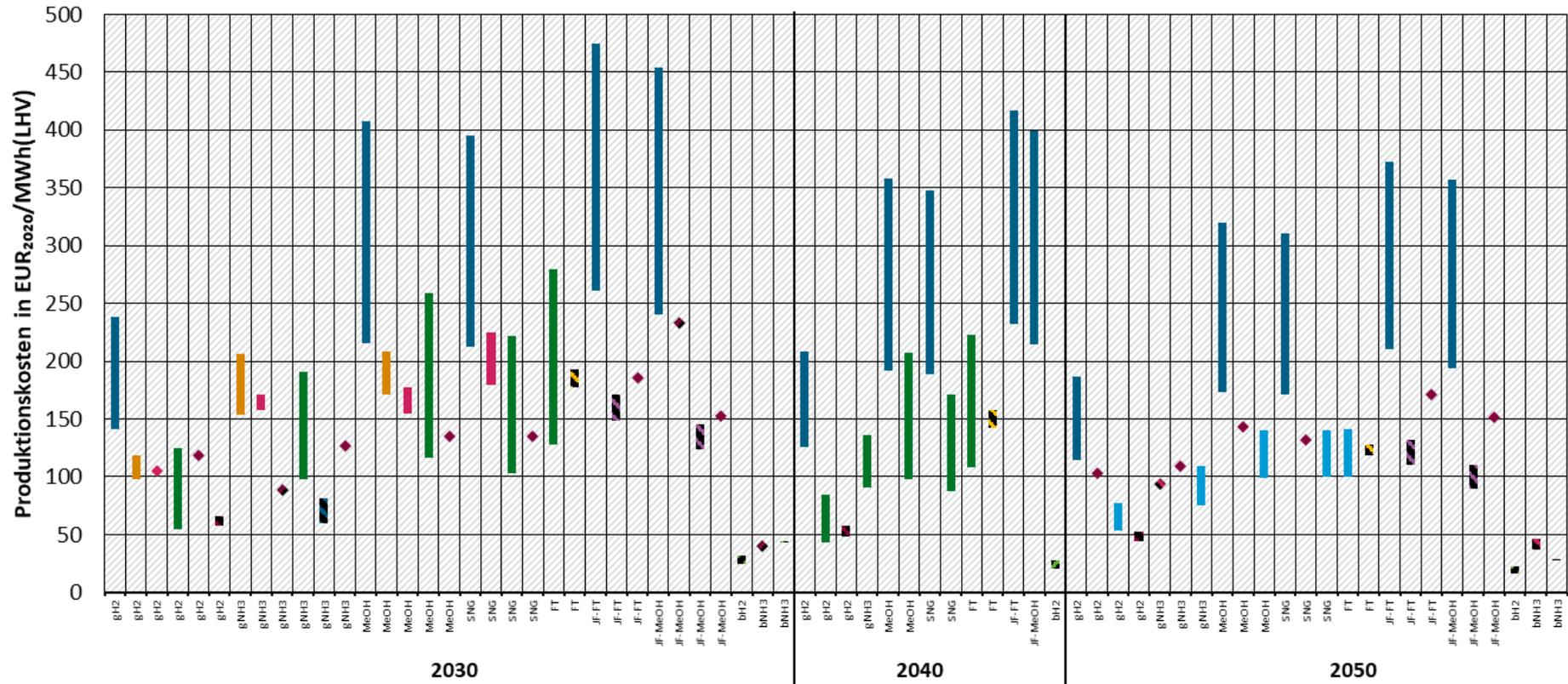
<sup>14</sup> Einige Studien betrachten eine Anlandung der Energieträger in Rotterdam.

<sup>15</sup> In den Grafiken sind Daten, für die eine Kostenspanne in den Studien angegeben wurden, als vertikale Balken dargestellt, die der Kostenspanne entsprechen. Als Raute dargestellte Datenpunkte entsprechen Werten für die keine Kostenspanne angegeben wurde.

<sup>16</sup> Ebenso wurden bei entsprechender Datenverfügbarkeit Kosten, die durch Umwandlungsverluste bei der Synthese oder Verflüssigung entstehen in die Transportkosten einbezogen.

<sup>17</sup> Beim Vergleich von Kosten aus verschiedenen Abbildungen sind die unterschiedlichen Skalierungen der y-Ache zu beachten.

Abbildung 1: Produktionskosten in der MENA-Region



- Kreidelmeyer et al. 2020
- Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023
- Braun et al. 2022
- Arnaiz Del Pozo und Cloete 2022
- ◆ Soler et al. 2022
- Hank et al. 2023
- Franzmann et al. 2023
- Batteiger et al. 2022
- Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023
- International Energy Agency (IEA) 2023
- Carels et al. 2023
- Nayak-Luke und Bañares-Alcántara 2020
- Tatsutani et al. 2023
- ◆ Carels et al. 2023
- ◆ Arnaiz Del Pozo und Cloete 2022

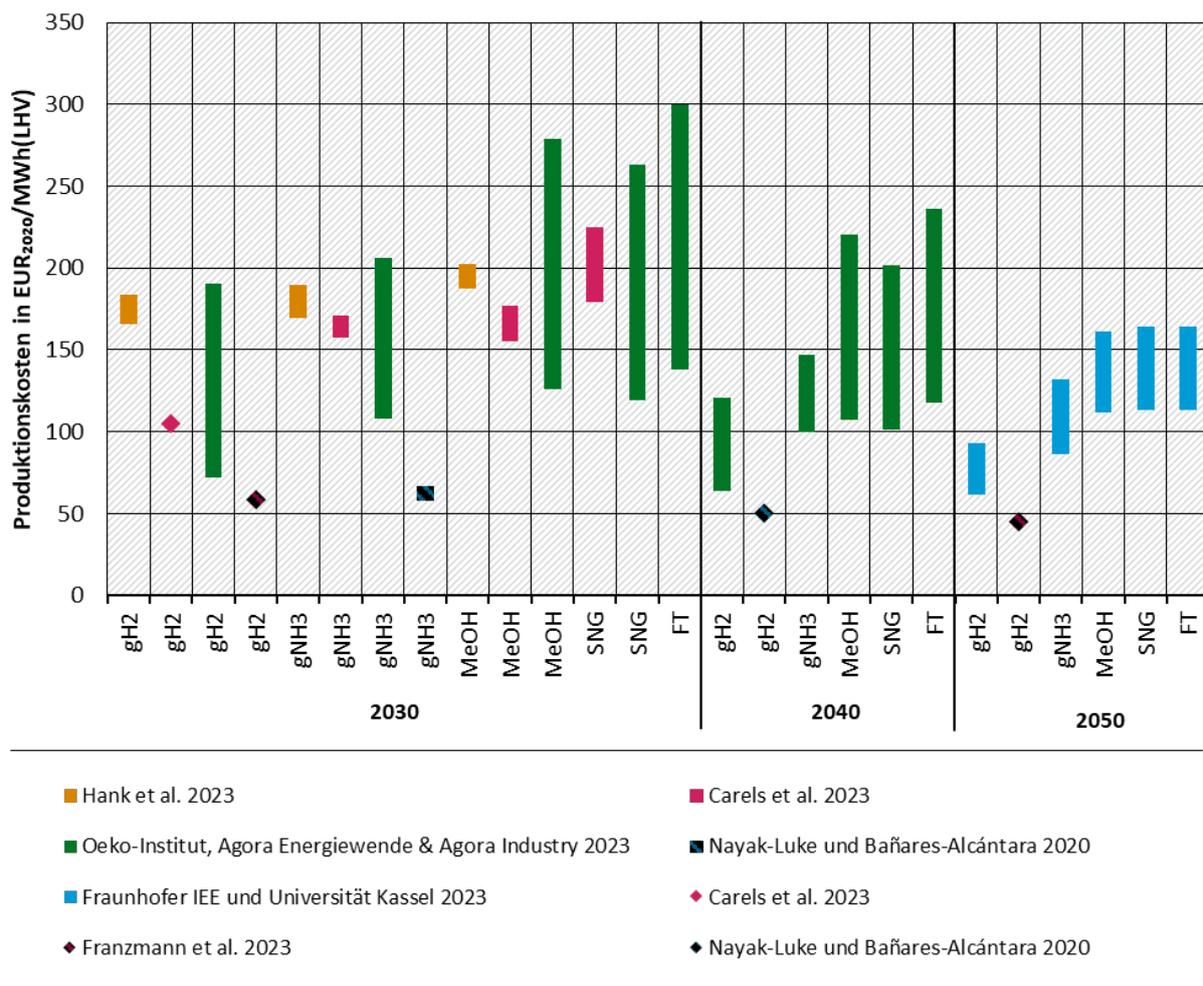
Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

Für diese Region gibt es im Vergleich zu den anderen Regionen die größte Zahl an Datenpunkten. Grund hierfür ist vermutlich die geographische Nähe zu Deutschland bzw. Zentraleuropa zusammen mit den guten Bedingungen für Solarenergie und die daraus folgende prominente Rolle, die der Region als Exporteur für erneuerbare Energien in der politischen Debatte zugeschrieben wird.

Die Produktionskosten für grünen Wasserstoff in 2030 von etwa 100 – 120 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> (Hank et al. 2023) bzw. etwa 50 – 125 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> (Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023) liegen im Vergleich zu den übrigen betrachteten Regionen im unteren Bereich.

Für das Jahr 2050 liegen laut dem PtX Atlas (Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023) die Kosten für grünen Wasserstoff aus der MENA-Region bei etwa 55 – 75 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>.

**Abbildung 2: Produktionskosten in Subsahara-Afrika**



Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

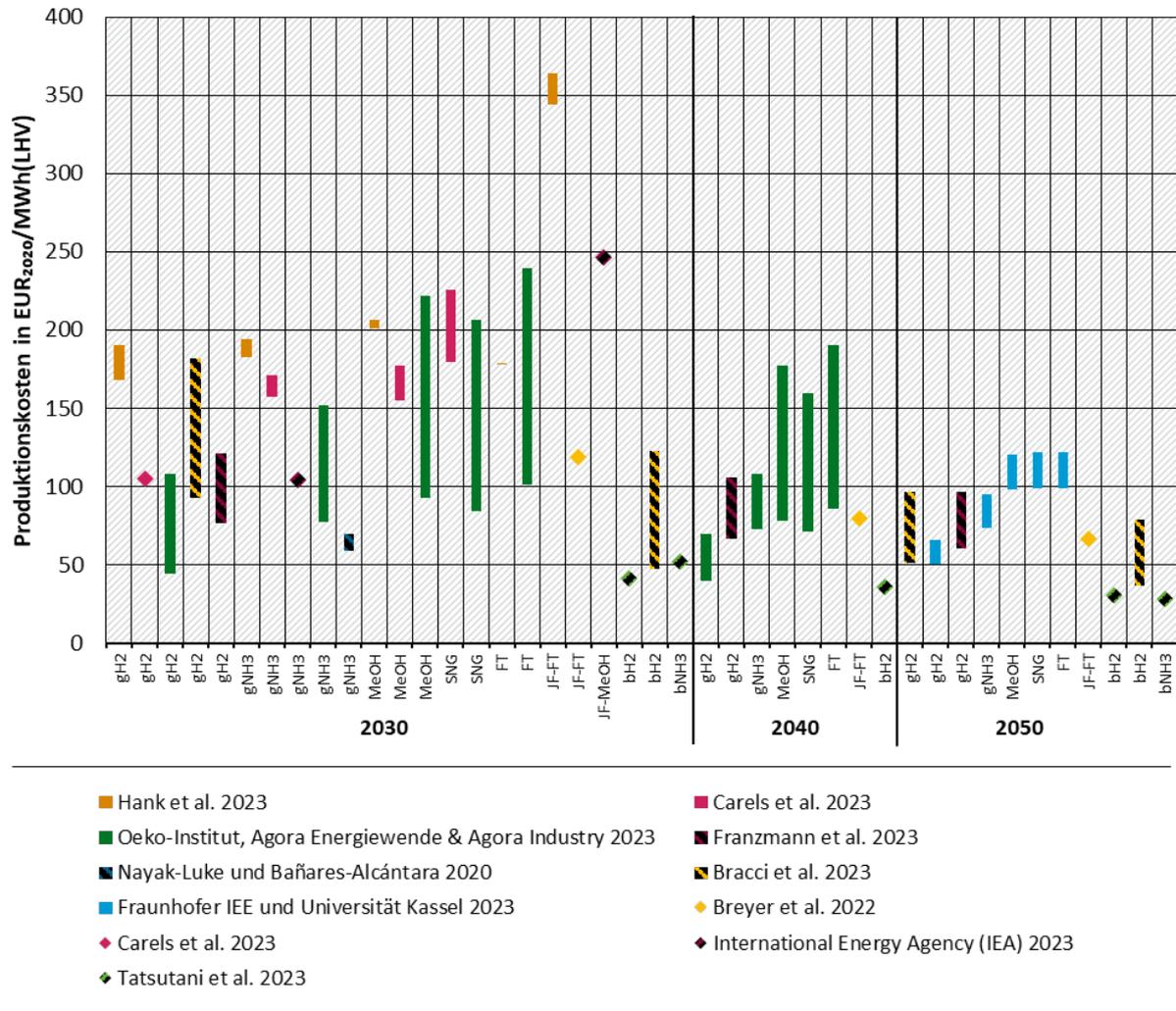
Im Vergleich zur MENA-Region und auch zu anderen Regionen zeigt sich hier eine deutlich geringere Zahl an Datenpunkten, da diese Region in deutlich weniger Studien behandelt wird.

Die Produktionskosten für grünen Wasserstoff im Jahr 2030 liegen hier mit etwa 200 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> (Hank et al. 2023) bzw. etwa 75 – 190 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> (Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023) deutlich höher als in der MENA-Region in den entsprechenden Studien. Dahingegen kommt die Studie von Franzmann (Franzmann et al. 2023)

für das Jahr 2030 auf vergleichbare Produktionskosten für grünen Wasserstoff in der MENA-Region und in Subsahara-Afrika von etwa 60 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>.

Für das Jahr 2050 liegen laut dem PtX Atlas (Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023) die Kosten für grünen Wasserstoff aus Subsahara-Afrika mit 60 – 90 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> leicht oberhalb der Kosten in der MENA-Region.

**Abbildung 3: Produktionskosten in Nordamerika**

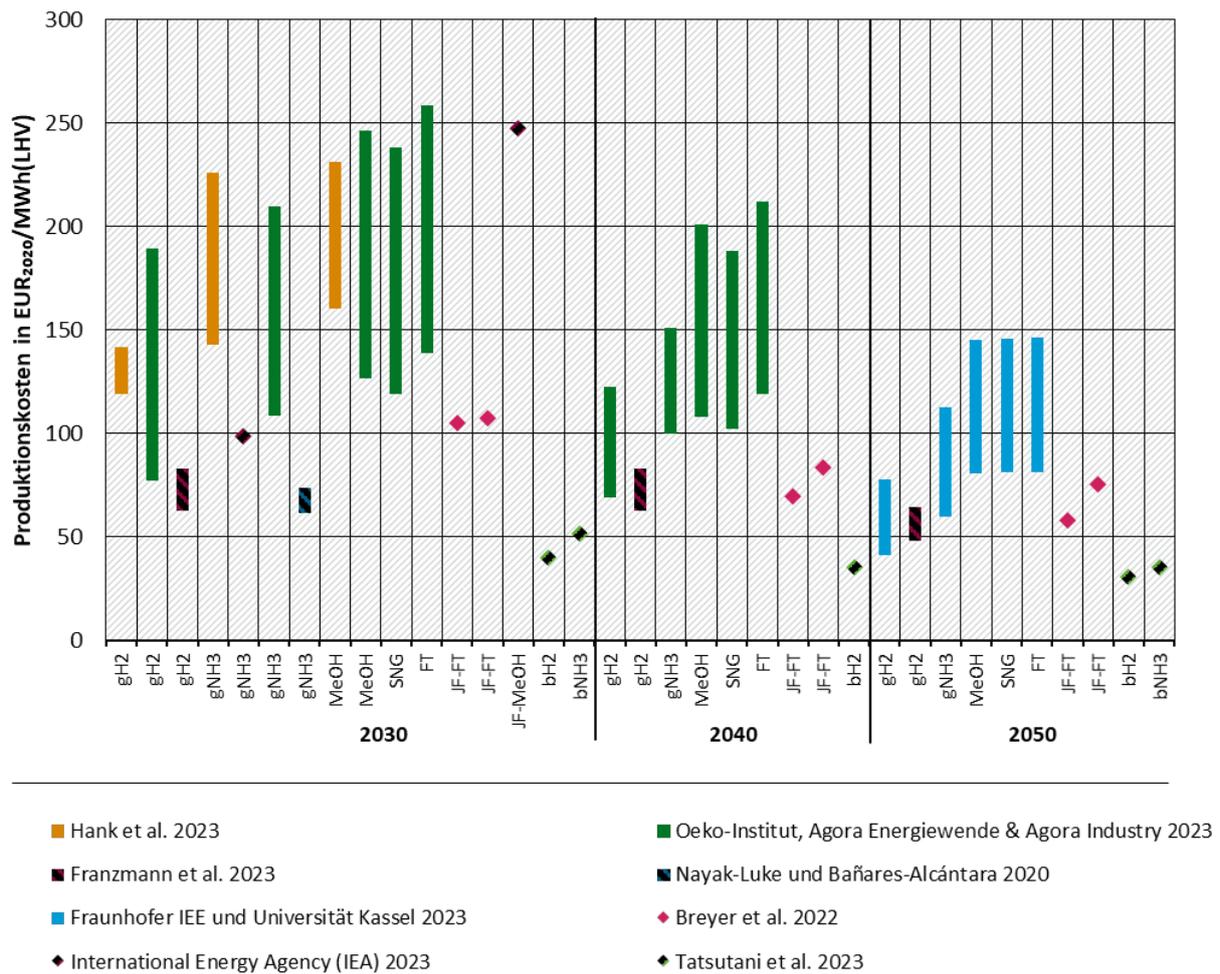


Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

Laut der Studie von Hank et al. (Hank et al. 2023) liegen hier die Produktionskosten für grünen Wasserstoff im Jahr 2030 bei etwa 190 – 220 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>, was im Vergleich der Regionen in dieser Studie dem oberen Bereich entspricht. Die Arbeit von Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023) hingegen kommt für Nordamerika im Jahr 2030 auf Produktionskosten für grünen Wasserstoff von etwa 50 – 100 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>, was wiederum im Vergleich der Regionen in dieser Studie dem unteren Bereich entspricht.

Für das Jahr 2050 liegen laut dem PtX Atlas (Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023) die Produktionskosten mit etwa 50 – 65 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> für grünen Wasserstoff aus Nordamerika leicht unterhalb der Kosten in der MENA-Region und in Subsahara-Afrika.

Abbildung 4: Produktionskosten in Südamerika

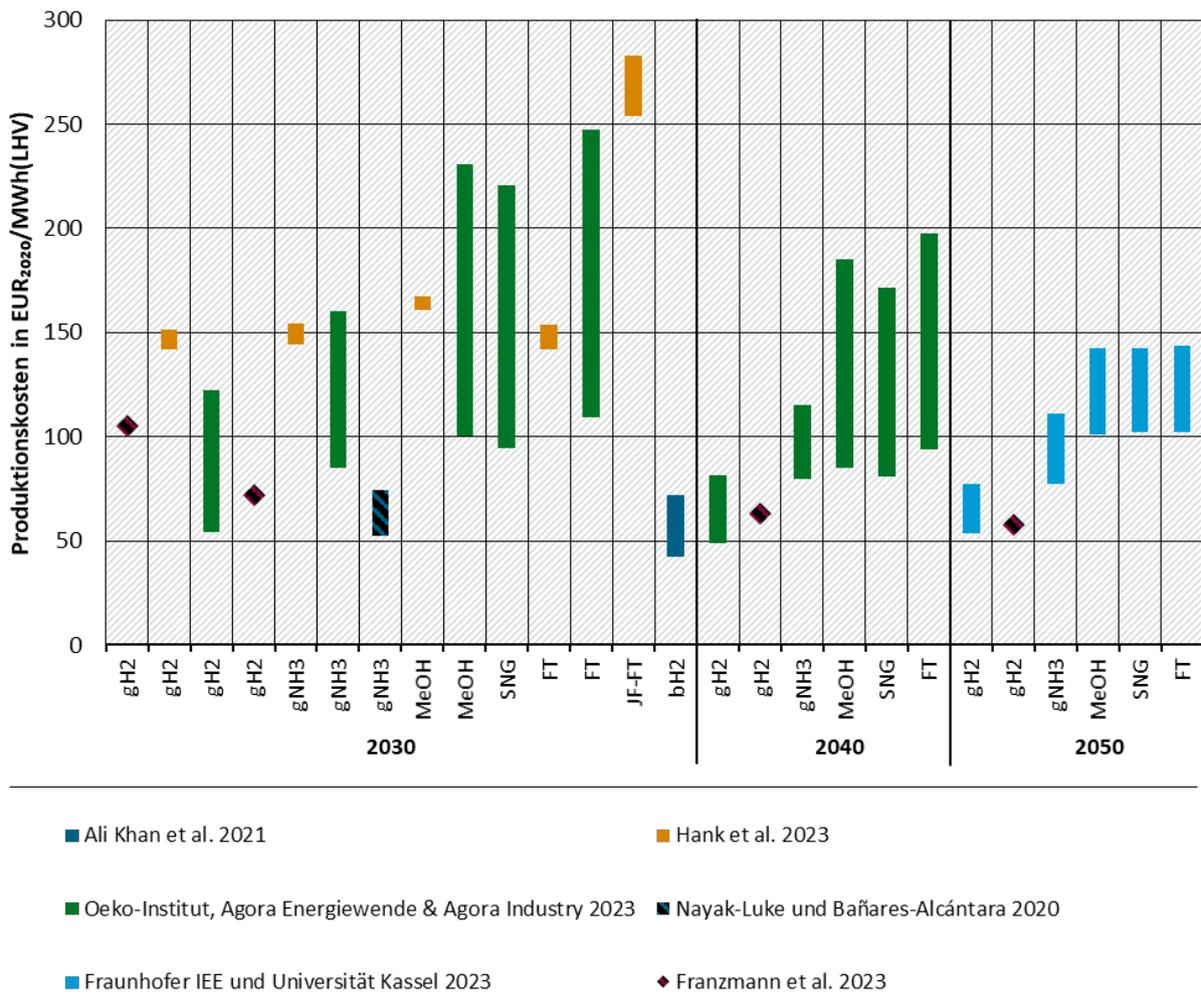


Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

Für grünen Wasserstoff liegen laut der Studie von Hank et al. (Hank et al. 2023) in 2030 die Produktionskosten bei 140 – 240 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>. Im Rahmen dieser verhältnismäßig hohen Bandbreite liegen die Kosten damit auf einem ähnlichen Niveau wie in den übrigen Regionen in dieser Studie. Die Arbeit von Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023) kommt für Südamerika im Jahr 2030 auf Produktionskosten für grünen Wasserstoff von etwa 80 – 190 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>, was im Vergleich der Regionen in dieser Studie dem oberen Bereich entspricht.

Der PtX Atlas (Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023) kommt für das Jahr 2050 auf Produktionskosten von etwa 40 – 75 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> für grünen Wasserstoff aus Südamerika. Diese verhältnismäßig hohe Bandbreite für Südamerika deckt damit nahezu den gesamten Kostenbereich der anderen Regionen in dieser Studie ab.

Abbildung 5: Produktionskosten in Australien



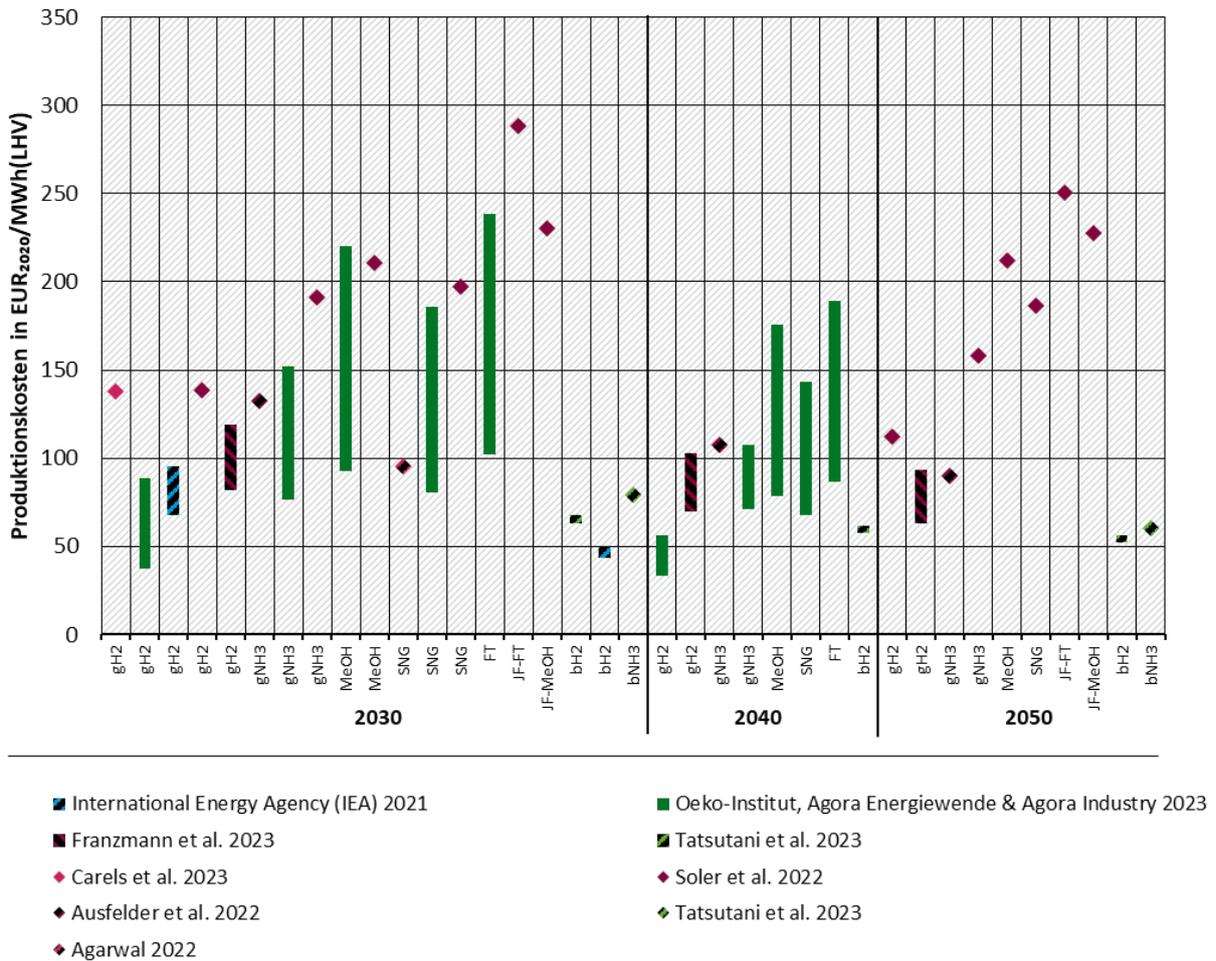
Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

Im Vergleich zu den übrigen Regionen ist hier die Datendichte deutlich geringer.

Die Studie von Hank et al. (Hank et al. 2023) gibt für Australien für das Jahr 2030 Produktionskosten von grünem Wasserstoff von 160 – 170 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> an. Diese Spanne liegt im unteren Bereich im Vergleich der Regionen aus dieser Studie, wenn auch noch oberhalb der Kosten in der MENA-Region. Die Arbeit von Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023) kommt für Australien im Jahr 2030 auf Produktionskosten für grünen Wasserstoff von etwa 55 – 125 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>, was im Vergleich der Regionen in dieser Studie ebenfalls dem unteren Bereich entspricht.

Der PtX Atlas (Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023) kommt für das Jahr 2050 auf Produktionskosten von etwa 55 – 75 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> für grünen Wasserstoff aus Australien. Diese verhältnismäßig hohe Bandbreite für Australien deckt damit ebenfalls nahezu den gesamten Kostenbereich der anderen Regionen in dieser Studie ab, wenngleich die Bandbreite leicht oberhalb der Bandbreite in Südamerika ansetzt.

Abbildung 6: Produktionskosten in Nordeuropa



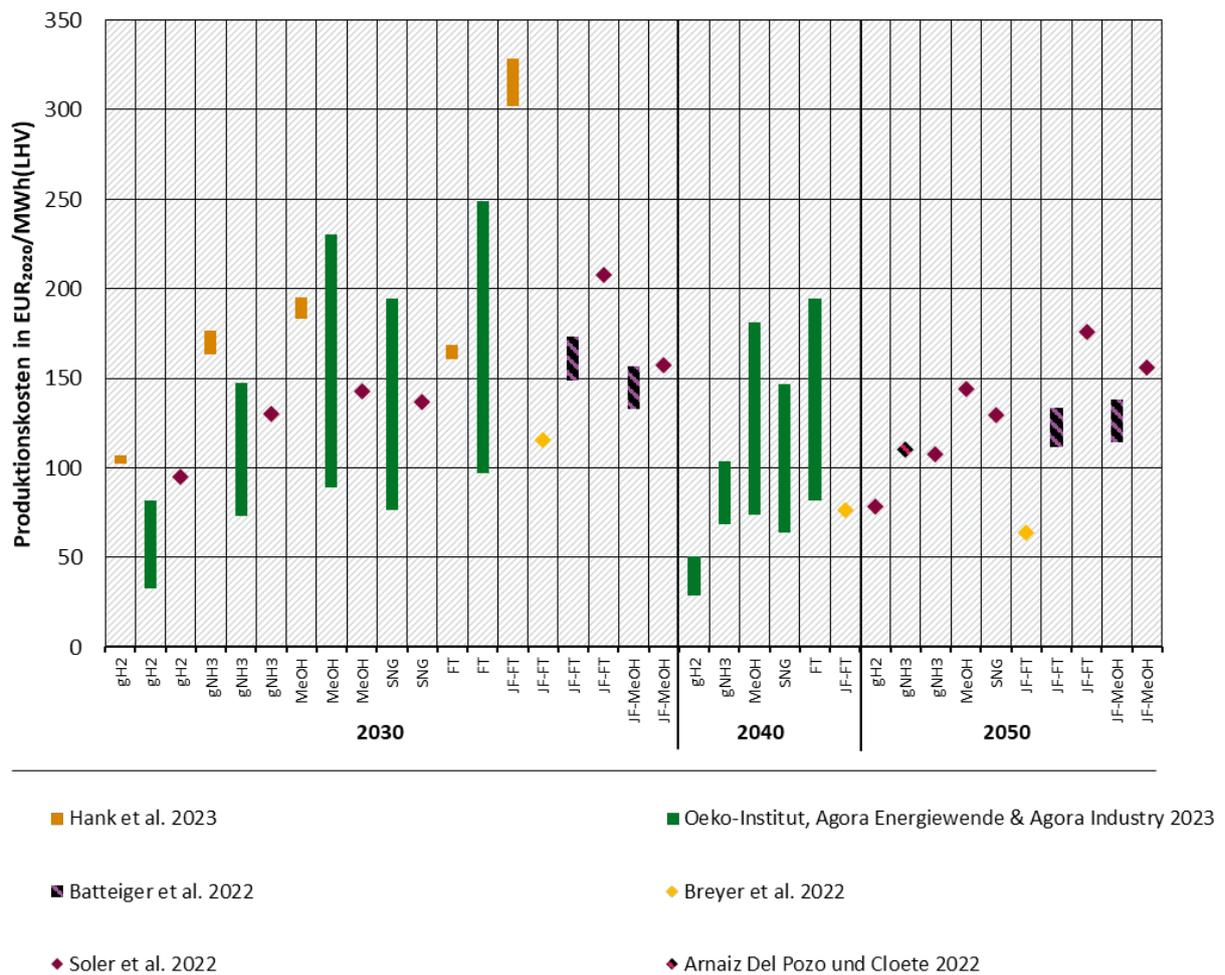
Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

Allgemein zeigen die europäischen Regionen eine geringere Datendichte als die meisten der außereuropäischen Regionen.

Die Studie von Hank et al. (Hank et al. 2023) hat keine Standorte in Nordeuropa untersucht. Die Arbeit von Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023) kommt für grünen Wasserstoff aus Nordeuropa im Jahr 2030 auf Produktionskosten von etwa 40 – 80 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>, was im Vergleich der Regionen in dieser Studie zu den geringsten Werten gehört.

Auch der PtX Atlas (Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023) hat keine Standorte in Nordeuropa untersucht.

Abbildung 7: Produktionskosten auf der iberischen Halbinsel

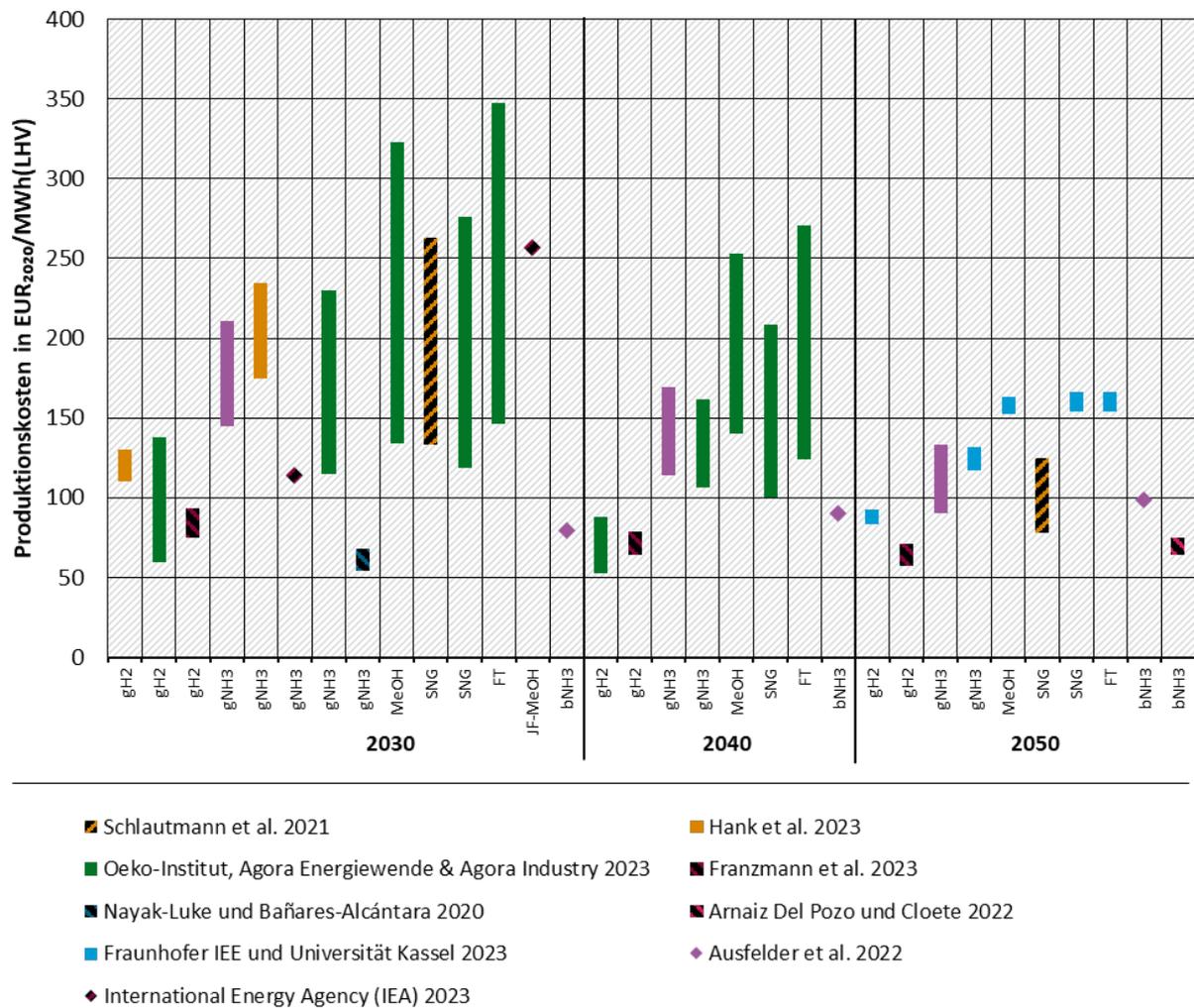


Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

Laut der Studie von Hank et al. (Hank et al. 2023) liegen hier die Produktionskosten für grünen Wasserstoff im Jahr 2030 bei knapp über 100 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>, was im Vergleich zu anderen europäischen Regionen in dieser Studie den günstigsten Produktionskosten entspricht. Auch im Vergleich zu den außereuropäischen betrachteten Regionen liegen die Kosten hier im unteren Bereich. Nur die MENA-Region weist für grünen Wasserstoff im Jahr 2030 in dieser Studie geringere Produktionskosten auf. Die Arbeit von Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023) kommt für die iberische Halbinsel im Jahr 2030 auf Produktionskosten für grünen Wasserstoff von etwa 35 – 80 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>. Auch dies entspricht im Vergleich zu den übrigen Regionen in dieser Studie (inner- wie außereuropäisch) dem unteren Bereich der Produktionskosten.

Der PtX Atlas (Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023) hat keine Standorte auf der iberischen Halbinsel untersucht.

Abbildung 8: Produktionskosten im restlichen Europa<sup>18</sup> (ohne Deutschland)



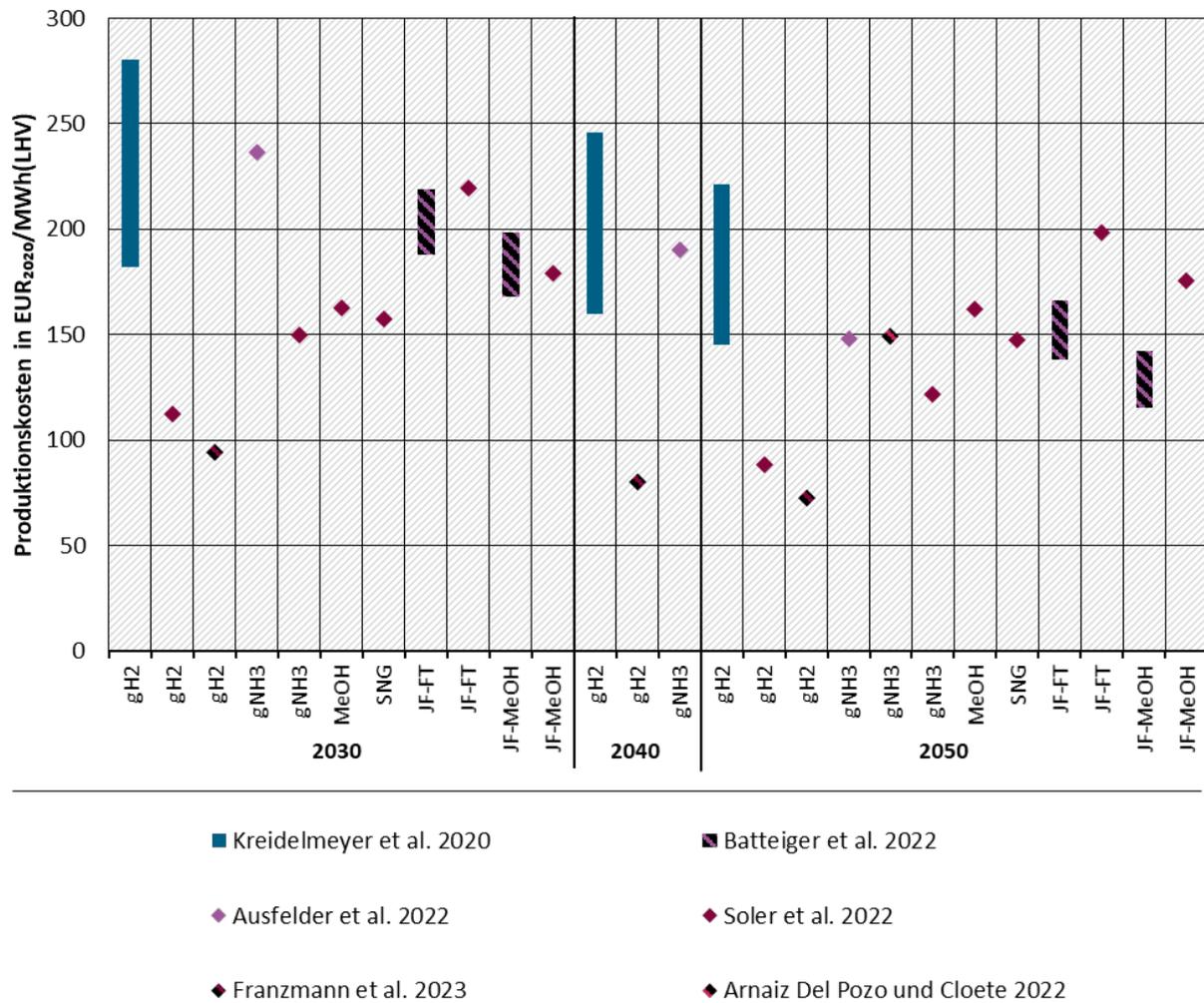
Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

Laut der Studie von Hank et al. (Hank et al. 2023) liegen hier die Produktionskosten für grünen Wasserstoff im Jahr 2030 bei etwa 110 – 130 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>. Damit liegen die Kosten hier leicht oberhalb der günstigsten Kosten innerhalb Europas, welche in dieser Studie für die iberische Halbinsel bestimmt wurden. Im Vergleich zu den außereuropäischen Regionen liegen diese Kosten dennoch im unteren Bereich. Die Arbeit von Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023) kommt für das restliche Europa im Jahr 2030 auf Produktionskosten für grünen Wasserstoff von etwa 60 – 140 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>. Dies entspricht im Vergleich zu den übrigen Regionen in dieser Studie (inner- wie außereuropäisch) dem mittleren Bereich der Produktionskosten.

Der PtX Atlas (Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023) kommt für das Jahr 2050 auf Produktionskosten von etwa 80 – 90 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> für grünen Wasserstoff aus dem übrigen Europa (Ukraine in dem konkreten Fall). Diese Kosten liegen im oberen Bereich der Ergebnisse aus dieser Studie.

<sup>18</sup> Regionen, die nicht in Abbildung 6, Abbildung 7 oder Abbildung 9 betrachtet wurden. Dies entspricht insbesondere Süd- und Osteuropa.

Abbildung 9: Produktionskosten in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

Weder die Studie von Hank et al. (Hank et al. 2023), die Arbeit von Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023) noch der PtX Atlas (Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023) haben Produktionskosten in Deutschland betrachtet. Eine Einordnung der Kosten in Deutschland im globalen Vergleich auf Basis dieser Studien ist daher nicht möglich.

Die Studie von Kreidelmeyer et al. (Kreidelmeyer et al. 2020) gibt für Deutschland im Jahr 2030 Produktionskosten von grünem Wasserstoff von etwa 170 – 260 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> an. Im Vergleich zu den Kosten in der MENA-Region aus dieser Studie (etwa 145 – 240 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>) liegen die Kosten in Deutschland damit etwas höher. Die Arbeit von Franzmann et al. (Franzmann et al. 2023) kommt hingegen für Deutschland im Jahr 2030 auf Produktionskosten von grünem Wasserstoff von knapp 100 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>. Auch in dieser Studie liegen die Kosten für grünen Wasserstoff damit aber höher als in der MENA-Region (etwa 55 – 65 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>).

### Regionenübergreifende Trends und Besonderheiten einzelner Studien

Die in den vorangehenden Abbildungen dargestellten Kostenabschätzungen aus einigen Studien weisen selbst für einzelne Produkte zum Teil relativ hohe Bandbreiten auf. Als Ursache für diese relativ hohen Bandbreiten liegen unterschiedliche Gründe vor.

So werden beispielsweise in (Hank et al. 2023), (Franzmann et al. 2023) und (Bracci et al. 2023) die Kosten für verschiedene Standorte bzw. Länder innerhalb der einzelnen Regionen berechnet. Für die einzelnen Standorte ergeben sich unterschiedliche Produktionskosten für die strombasierten Energieträger, da die verschiedenen Standorte insbesondere unterschiedliche EE-Potentiale und somit unterschiedliche Stromgestehungskosten aufweisen. Aber auch andere Kostenbeiträge wie die Kapitalkosten oder die Kosten für die Bereitstellung von Wasser können zwischen den Standorten oder Ländern variieren. Die Bandbreite in diesen Studien folgt also aus der Betrachtung verschiedener Standorte innerhalb der Regionen.

Andere Studien wie beispielsweise (Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023) betrachten zusätzlich zu den unterschiedlichen Standorten verschiedene Technologien zur EE-Stromerzeugung je Standort. Für viele Standorte zeigt sich hierbei, dass Hybrid-Anlagen, die PV- und Windkraftanlagen kombinieren und damit hohe Volllaststunden zur Stromerzeugung ermöglichen, zu den günstigsten Produktionskosten für strombasierte Energieträger führen. Allerdings ist die optimale EE-Technologie auch abhängig vom Standort und den dortigen Bedingungen für PV und Wind. Es gibt daher auch Standorte wie beispielsweise in Chile, an denen die alleinige Nutzung von Windkraft zu den günstigsten Produktionskosten für strombasierte Energieträger führt.

In wieder anderen Studien ergibt sich die Bandbreite aus der Betrachtung unterschiedlicher technologischer Details entlang der Prozesskette. So werden in (Kreidelmeyer et al. 2020) und (Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023) unterschiedliche Elektrolyse-Technologien betrachtet. Hierbei zeigt sich, dass die alkalische Elektrolyse (AEL) zu den günstigsten Produktionskosten für strombasierte Energieträger führt während die SOEC (Englisch: *Solid Oxide Electrolyser Cell*) Elektrolyse bzw. die Hochtemperaturelektrolyse zu vergleichsweise hohen Produktionskosten für strombasierte Energieträger führt. In (Carels et al. 2023) werden Technologiepfade mit und ohne integrierter und kostenfreier Abwärmenutzung verglichen, was einen Beitrag zur Bandbreite der Ergebnisse liefert.

Selbst über die hohen Bandbreiten und über die unterschiedlichen Studien hinweg lässt sich eine deutliche Reduktion der Produktionskosten über die Jahre 2030, 2040 und 2050 in allen Regionen erkennen. Diese Kostenreduktion wird beispielsweise in (Tatsutani et al. 2023) auf gesteigerte Produktionsvolumen in den späteren Jahren zurückgeführt. In (Kreidelmeyer et al. 2020) werden unter anderem eine Steigerung der Effizienz der Elektrolyse wie auch Skaleneffekte, die zu verringerten Anlagenkosten führen als Begründung für die Kostenreduktion genannt.

Ein Vergleich der Produktionskosten unterschiedlicher Produkte innerhalb einer Studie zeigt, dass auf Seiten der erneuerbaren Energieträger grüner Wasserstoff die geringsten Produktionskosten aufweist. Wasserstoff-Derivate wie Ammoniak, Methanol oder Kerosin weisen grundsätzlich höhere Produktionskosten im Vergleich zu Wasserstoff auf, da hier höhere Anlagenkosten und Energiekosten für die weiteren Syntheseschritte zu Buche schlagen.

Ein direkter Vergleich der Produktionskosten von auf fossilem Gas basierendem blauem Wasserstoff und Ammoniak mit den erneuerbaren Äquivalenten grünem Wasserstoff und Ammoniak findet nur in wenigen Studien statt. Siehe (Ausfelder et al. 2022; Bracci et al. 2023) in Abbildung 3 bzw. Abbildung 8. Hier zeigt sich, dass im Zeitverlauf über die Jahre 2030, 2040 und 2050 sich die Kosten annähern bzw. grüner Ammoniak günstiger wird als blauer Ammoniak. Dies liegt zum einen an einer Kostenreduktion über die Zeit für die grünen Produkte auf Grund von bspw. Effizienzsteigerungen in der Elektrolyse (Ausfelder et al. 2022) und zum anderen an einer Kostensteigerung der blauen Produkte auf Grund von steigendem CO<sub>2</sub>-Preis (Bracci et al. 2023).

Gleichzeitig zeigen Studien, die die Produktionskosten für blauen Wasserstoff bzw. Ammoniak im Zeitverlauf betrachtet haben (Ausfelder et al. 2022; Bracci et al. 2023; Tatsutani et al. 2023), unterschiedliche Trends über die Jahre 2030, 2040 und 2050.

So wird in (Ausfelder et al. 2022) eine Steigerung der Produktionskosten von blauem Ammoniak in Europa von etwa 80 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> in 2030 auf etwa 100 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> in 2050 ausgewiesen (siehe Abbildung 8) und dies auf die steigend Bepreisung der Restemissionen im Rahmen des Emissionshandels zurückgeführt.

In (Tatsutani et al. 2023) hingegen sinken die Produktionskosten für blauen Wasserstoff in Nordeuropa (Norwegen) von etwa 70 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> in 2030 auf etwa 55 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> in 2050 (siehe Abbildung 6). Ein ähnlicher Trend aber auf niedrigerem absolutem Niveau wird für Nordamerika ausgewiesen (siehe Abbildung 3). Diese Kostenreduktion wird hier mit einer Skalierung der Anlagen und höheren Produktionsvolumen begründet. In der Studie sind dabei aber keine Angaben über eine Bepreisung von Restemissionen vorhanden und Emissionen aus der Methan-Vorkette werden nicht betrachtet.

(Bracci et al. 2023) weist für die Produktionskosten von blauem Wasserstoff aus Nordamerika ebenfalls eine Kostenreduktion aus – wenn auch mit hohen Bandbreiten, die aus der Betrachtung von unterschiedlichen Methan-Leckageraten in der Vorkette kommen: Von 50 – 125 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> in 2030 auf 35 – 75 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> in 2050 (siehe Abbildung 6). Diese Kostenreduktion folgt aus fortschreitender Technologieentwicklung insbesondere auch bei den Technologien für Negativemissionen die zur Kompensation der verbleibenden Restemissionen angenommen werden.

Grundsätzlich muss bei einem Vergleich der Kosten von grünem und blauem Wasserstoff oder Ammoniak beachtet werden, dass bei der Kostenberechnung für blauen Wasserstoff nicht für alle Kostenbestandteile verlässliche Abschätzungen getroffen werden können. So sind die Kosten für die Einlagerung von CO<sub>2</sub> über mehrere Jahrtausende heute noch nicht verlässlich abzuschätzen. Zusätzlich führt die Einlagerung von CO<sub>2</sub> aus der Produktion von blauem Wasserstoff zu erhöhten Bedarfen an Kapazität der CO<sub>2</sub>-Lagerstätten wodurch Kostensteigerungen für die Einlagerung entstehen können. Ebenso gibt es heute noch keine flächendeckenden und verlässlichen Monitoring-Mechanismen für Methan-Emissionen bei der Erdgasförderung, ohne die eine korrekte Bepreisung der Restemissionen von blauem Wasserstoff nicht möglich ist.

## 4.2 Transportkosten

In den folgenden Abbildungen (Abbildung 10 bis Abbildung 19) werden die Transportkosten der im Rahmen dieses Kurzpapiers betrachteten strombasierten Energieträger sowie von blauem Wasserstoff und blauem Ammoniak dargestellt. Regionen mit ähnlicher Transportentfernung sind in je einer Abbildung zusammengefasst. Je Transportentfernung wird eine Gesamtdarstellung gezeigt sowie eine Detailansicht, welche die Transportkosten, die unterhalb von 14 EUR/MWh liegen, genauer zeigt.

Auch die Transportkosten weisen zwischen den verschiedenen Studien und teilweise auch innerhalb einzelner Studien hohe Bandbreiten auf. Dies ist ebenso wie bei den Produktionskosten auf Unterschiede in den methodischen Ansätzen und den zu Grunde gelegten Kostenannahmen zurückzuführen. Wichtige Einflussfaktoren, für die unterschiedliche Annahmen getroffen werden sind die Art des verwendeten Treibstoffs (beispielsweise Schweröl, Diesel oder der transportierte Energieträger selbst) sowie die Größe, Anzahl und Geschwindigkeit der Transportschiffe wie auch die Größe der verwendeten Pipelines. Für diese

Faktoren können feste Annahmen getroffen werden oder sie können im Rahmen von Optimierungen bestimmt werden.

So wird bei der Berechnung der Transportkosten im PtX Atlas (Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023) beispielweise angenommen, dass die Transportschiffe in 2050 stets mit dem transportierten Energieträger und zum Teil dessen Ausdampfung (*Boil-off*) betrieben werden, was eine Entwicklung der entsprechenden Antriebssysteme voraussetzt. Die Schiffsgröße und Schiffsgeschwindigkeit werden hier als fest angenommen.

In der Arbeit von (Staiß et al. 2022) wird für 2030 angenommen, dass die Transportschiffe unabhängig vom transportierten Energieträger mit Schweröl betrieben werden. Des Weiteren werden für Flüssigwasserstoff zwei unterschiedliche Schiffsgrößen betrachtet. Ebenso werden beim Pipelinetransport von Wasserstoff die Transportkosten bei Neubau von Pipelines mit zwei unterschiedlichen Rohrdurchmessern mit den Kosten aus der Umrüstung bestehender Erdgasleitungen zu Wasserstoffleitungen verglichen.

Die Studie von (Hank et al. 2023) führt für Einflussfaktoren wie der Anzahl an eingesetzten Transportschiffen und der Größe der am Hafen verwendeten Verflüssigungsanlagen und Zwischenspeicher Optimierungen durch während für die Schiffsgröße feste Annahmen je transportiertem Energieträger getroffen werden. Als Treibstoff der Transportschiffe wird Schweröl angenommen. Für den Pipelinetransport werden zwei Szenarien verglichen: Die Nutzung einer speziell für den betrachteten Standort gebauten Pipeline bis nach Deutschland und die Nutzung eines in Europa etablierten Pipeline-Netzwerks.

Für den Transport von Wasserstoff zeigt sich über die Gesamtschau der Studien, dass für Transportentfernungen, die der MENA-Region entsprechen oder kürzer sind (Abbildung 10 bis Abbildung 15) der Transport per Pipeline geringere Kosten aufweist als der Transport per Schiff<sup>19</sup>. Für längere Transportentfernungen über ca. 5000 km wird der Schiffstransport von Wasserstoff in Form von Flüssigwasserstoff oder Trägermolekülen günstiger (Vergleich Abbildung 14 und Abbildung 16). Ein ähnliches Bild zeigt sich für den Transport von synthetischem Methan, welches ebenfalls gasförmig per Pipeline oder verflüssigt per Schiff transportiert werden kann. Hier ist der Transport per Pipeline die günstigere Alternative für Transportentfernungen unter ca. 1500 km. Für längere Transportentfernungen wird der Transport per Flüssiggastanker kostengünstiger (Vergleich Abbildung 12 und Abbildung 14).

Grundsätzlich zeigt sich, dass die Kosten für den Pipelinetransport stark von der Transportentfernung abhängen und mit zunehmender Entfernung deutlich steigen, da hier für längere Transportentfernungen auch längere Pipelines gebaut werden müssen und der Energiebedarf für den Betrieb der Verdichter, die letztendlich den Transport bewerkstelligen steigt. Der Schiffstransport hingegen zeigt nur eine schwache Abhängigkeit von der Transportentfernung, da hier unabhängig von der Entfernung der Großteil der Kosten durch die Hafeninfrastruktur und die Transportschiffe entsteht. Der mit steigender Entfernung steigende Treibstoffverbrauch der Schiffe und die steigenden Verdampfungsverluste haben einen geringen Einfluss auf die Gesamttransportkosten. Diese Zusammenhänge sind im Detail analysiert in (Staiß et al. 2022).

Für die Wasserstoffderivate Ammoniak, Methanol, Kerosin und Dimethylether steht realistisch nur der Transport per Schiff zur Verfügung.<sup>20</sup> Dieser ist systematisch günstiger als der Transport von Wasserstoff, da es sich bei den Produkten um flüssige oder im Fall von Ammoniak leicht zu

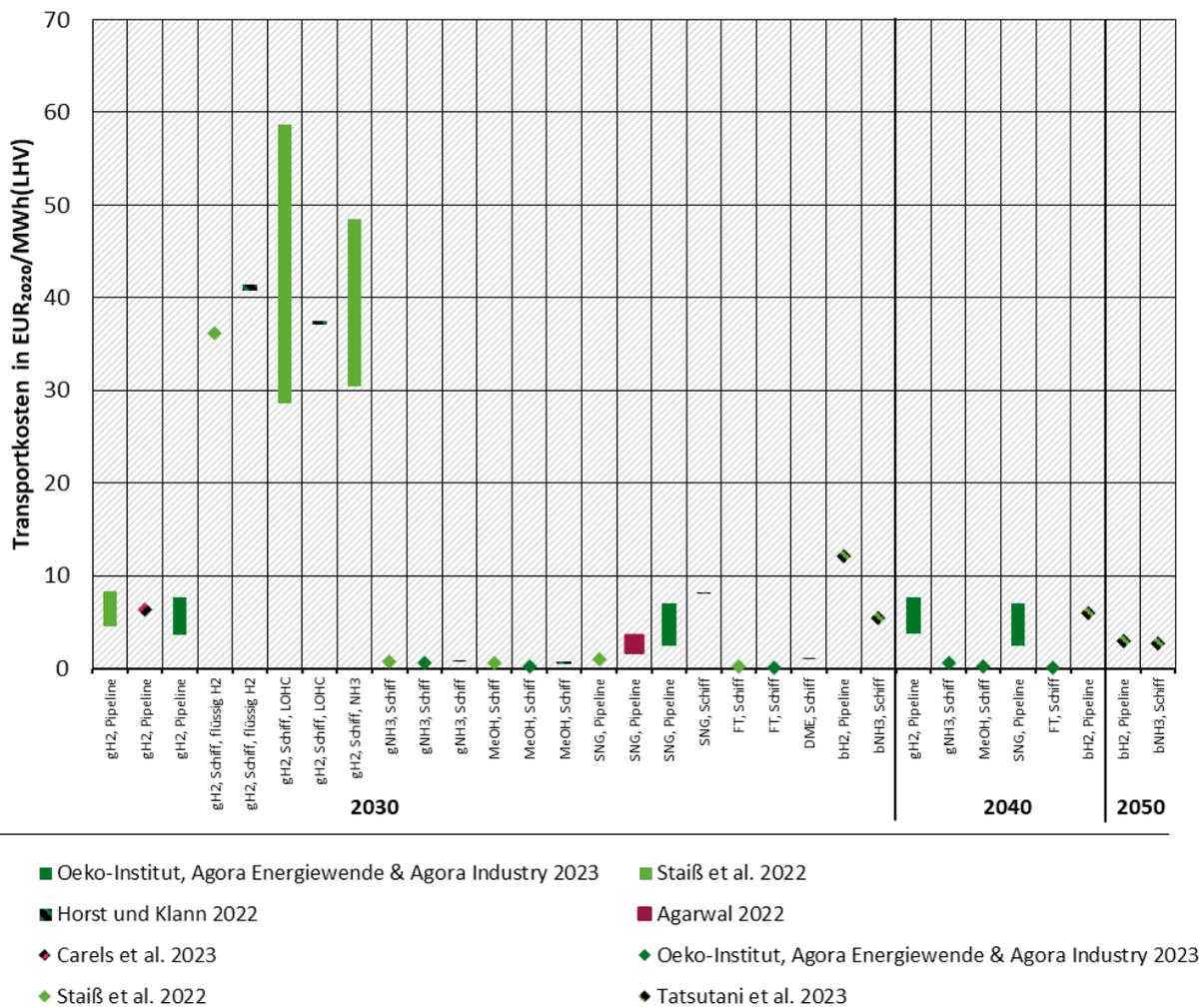
---

<sup>19</sup> In Form von Flüssigwasserstoff oder Trägermolekülen.

<sup>20</sup> In der Studie von (Kreidelmeyer et al. 2020) wurde der hypothetische Fall eines Pipeline-Transports für einen Teil dieser Energieträger betrachtet. Die Transportkosten liegen für diese Energieträger auch per Pipeline deutlich unterhalb der Transportkosten von Methan oder Wasserstoff.

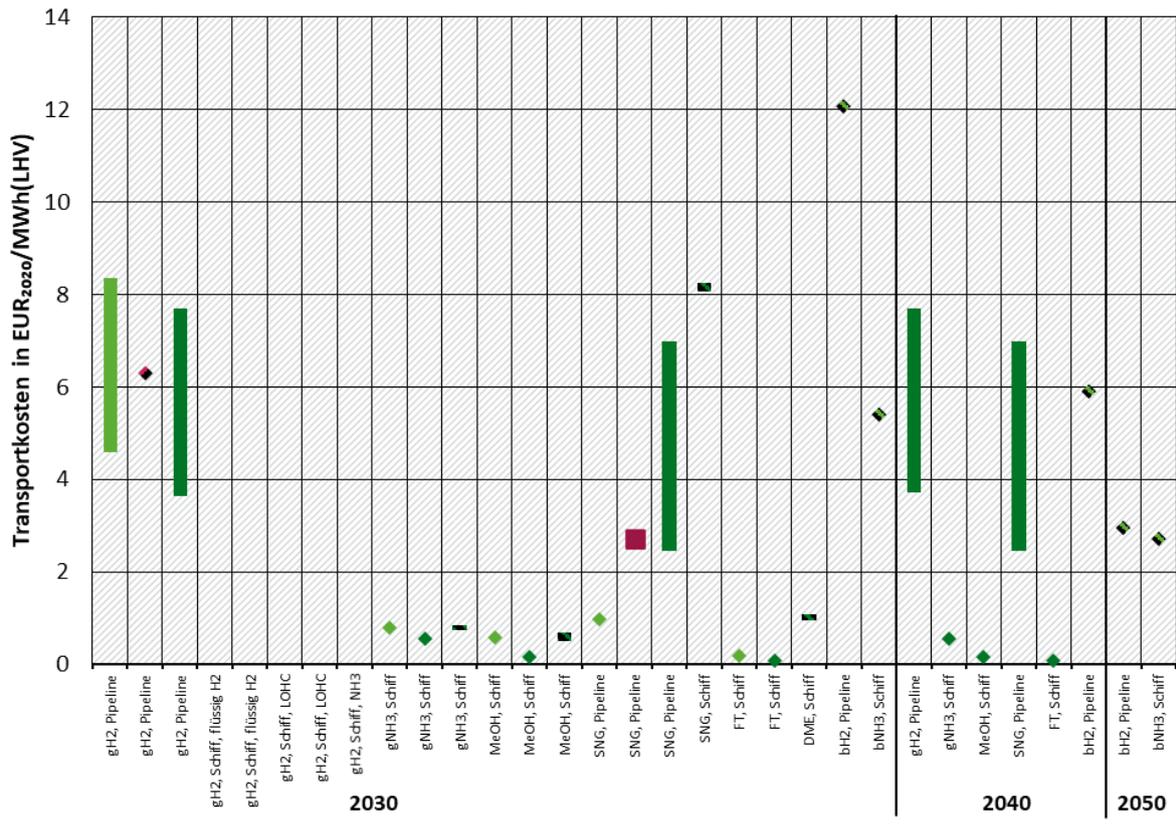
verflüssigende Produkte mit hoher volumetrischer Energiedichte handelt, welche bei deutlich geringeren Drücken und höheren Temperaturen transportiert werden können. Hinzu kommt, dass der Transport dieser Produkte per Schiff bereits heute etabliert und dadurch vergleichsweise weit entwickelt ist. Zu beachten sind hier aber die höheren Produktionskosten dieser Derivate im Vergleich zu Wasserstoff durch die weiteren Syntheseschritte (siehe Abschnitt 4.1) sowie zusätzliche Kosten für die Rückwandlung (siehe Abschnitt 4.3) für den Fall das reiner Wasserstoff bereitgestellt werden soll. Der Transport von Wasserstoff über Derivate stellt sich daher im Vergleich zu direkten Wasserstofftransport nicht zwingend als gewinnbringend heraus. Anders stellt es sich dar, wenn Derivate zur direkten Nutzung importiert werden.

**Abbildung 10: Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 500-1000 km (entspricht dem Großteil der europäischen Länder) – Gesamtdarstellung**



Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

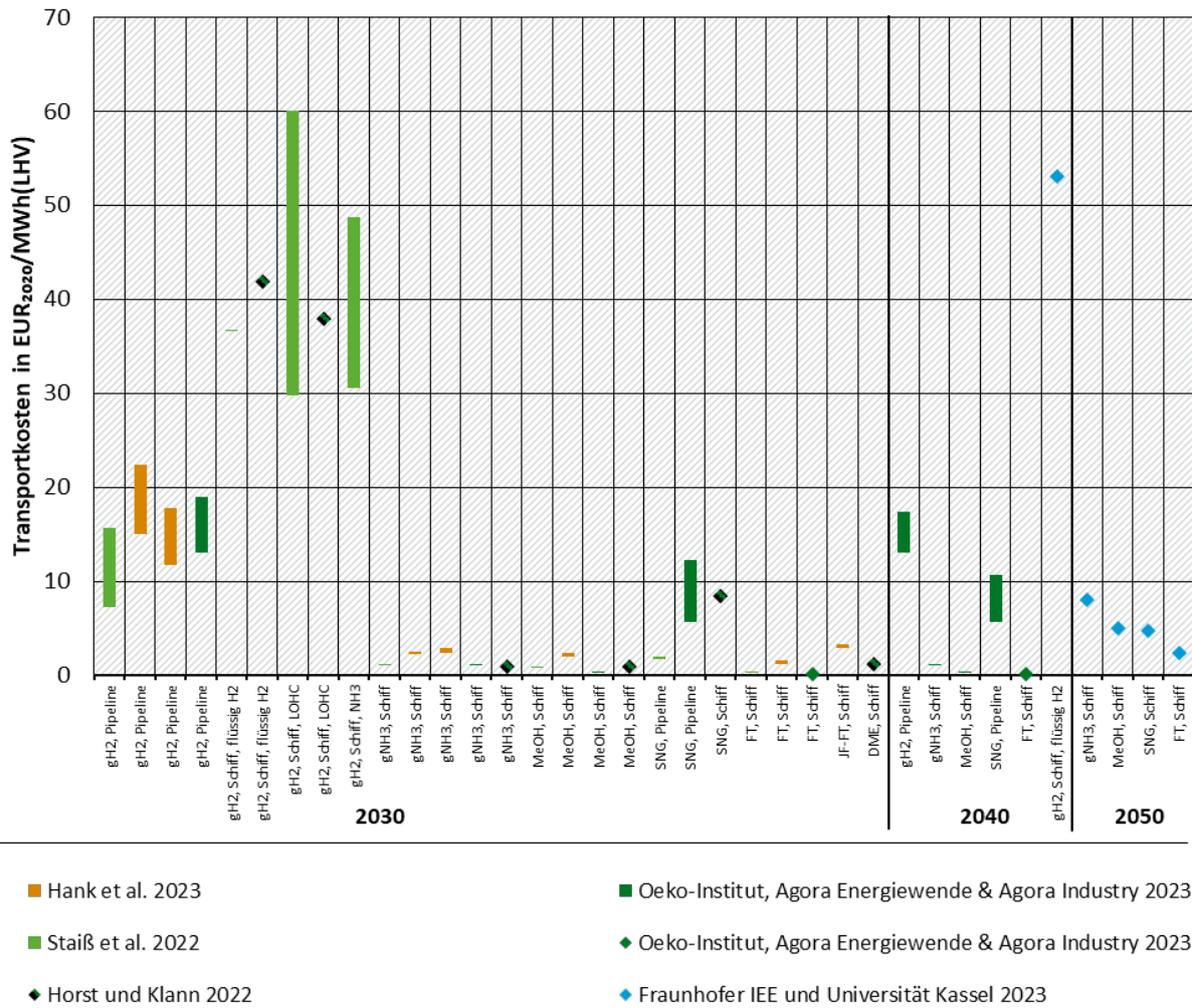
**Abbildung 11: Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 500-1000 km (entspricht dem Großteil der europäischen Länder) - Detailsicht**



- Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023
- Horst und Klann 2022
- ◆ Carels et al. 2023
- ◆ Staiß et al. 2022
- Staiß et al. 2022
- Agarwal 2022
- ◆ Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023
- ◆ Tatsutani et al. 2023

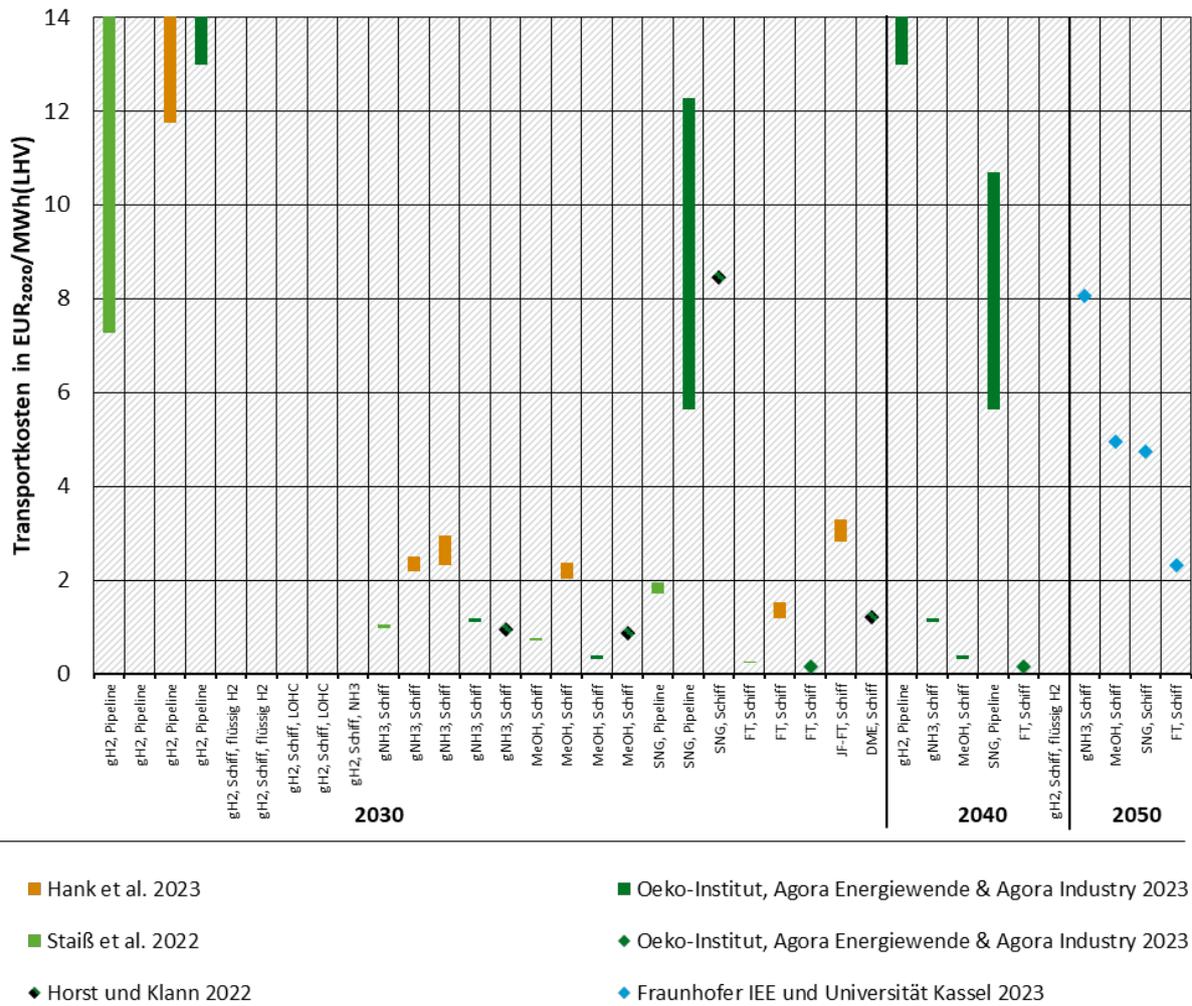
Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

**Abbildung 12: Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 1400-1600 km (entspricht der iberischen Halbinsel) - Gesamtdarstellung**



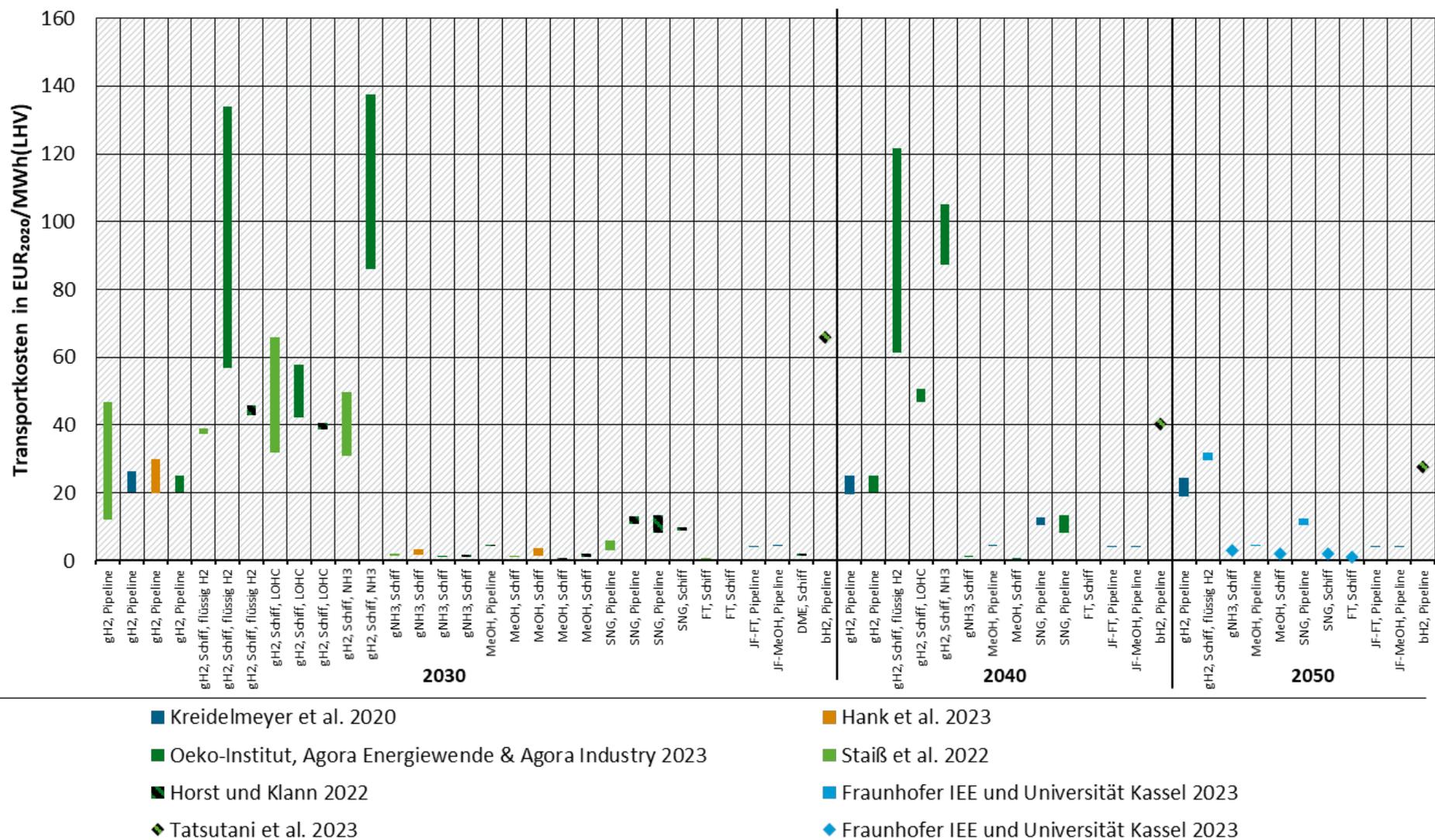
Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

**Abbildung 13: Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 1400-1600 km (entspricht der iberischen Halbinsel) - Detailansicht**



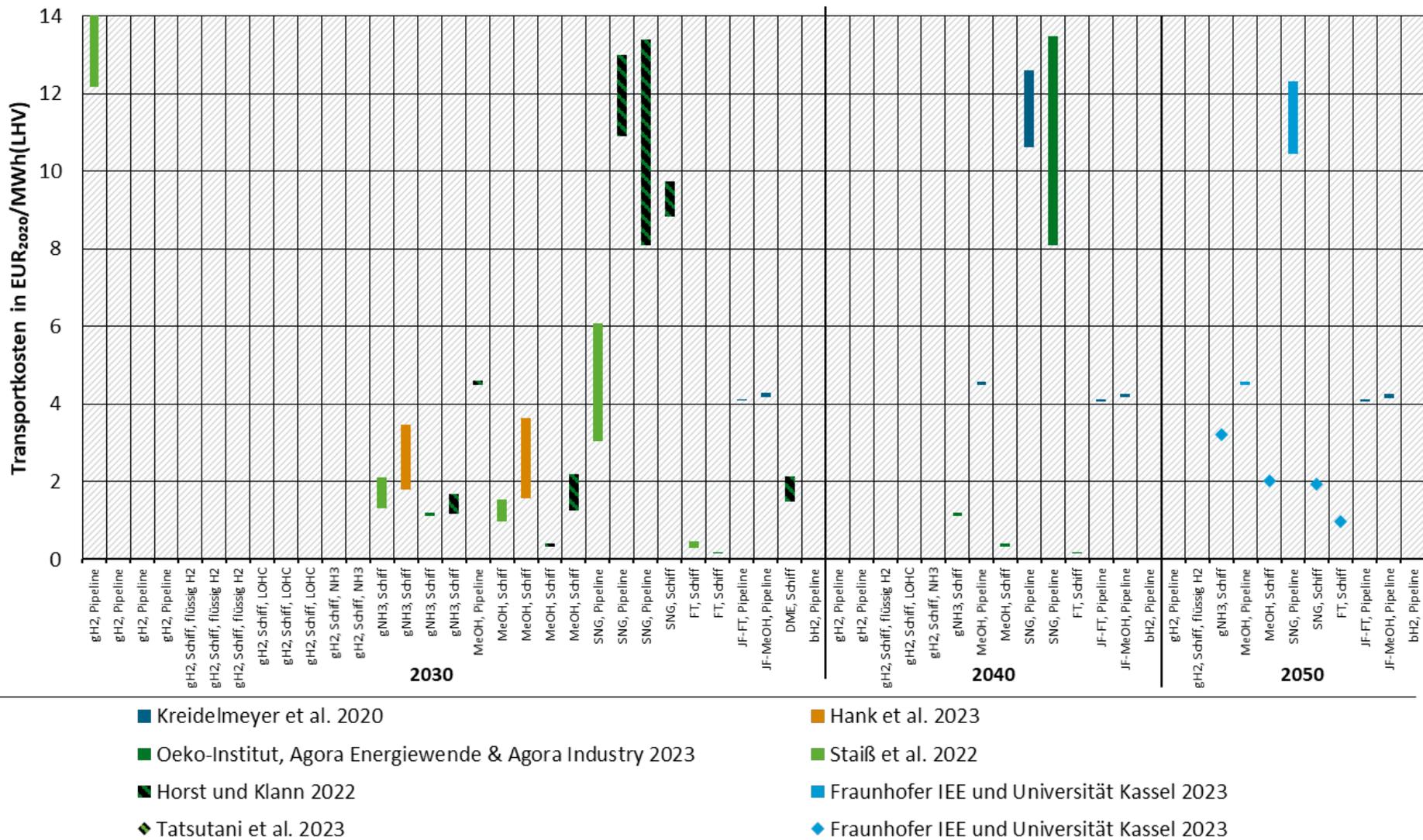
Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

Abbildung 14: Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 2500-5000 km (entspricht der MENA-Region) – Gesamtdarstellung



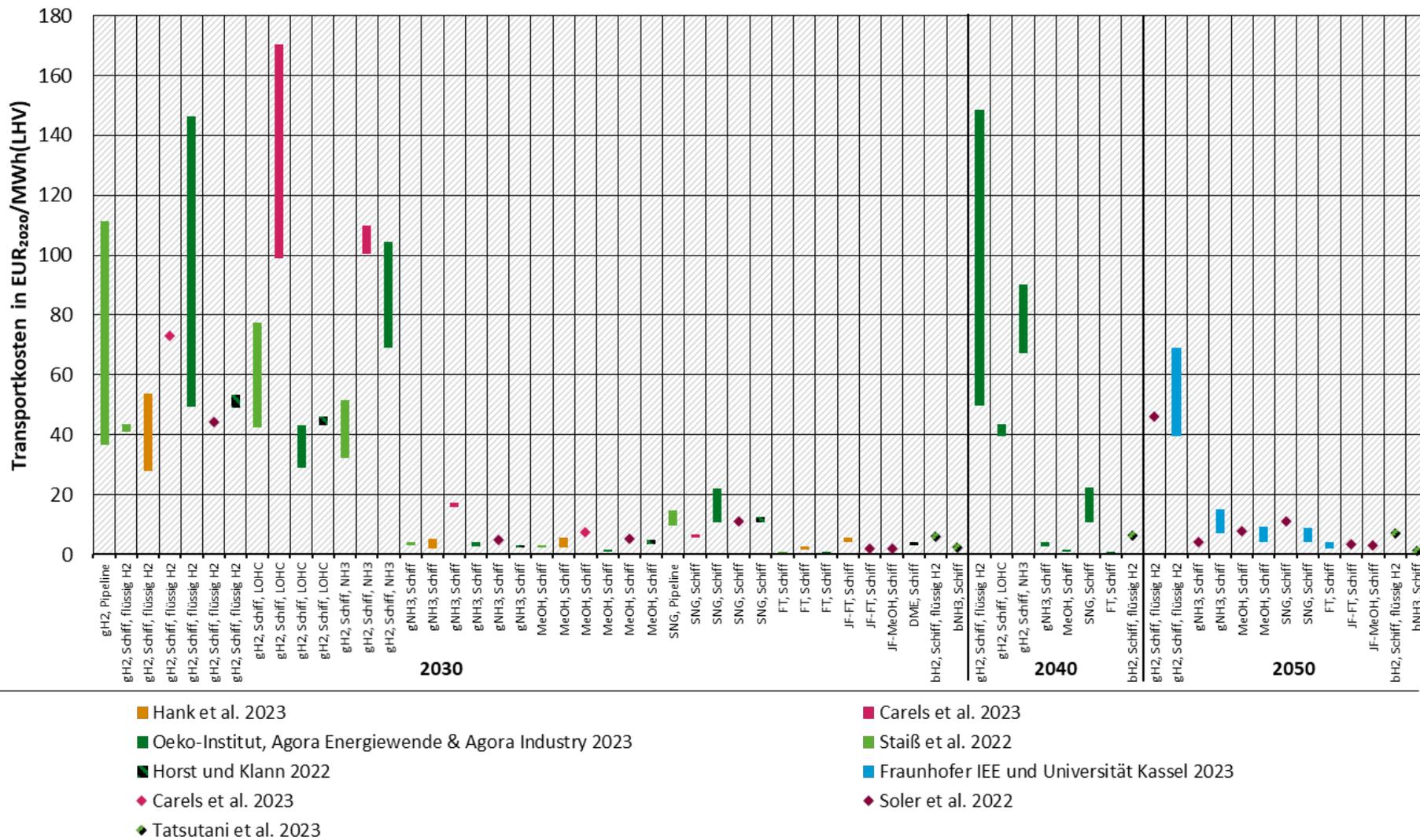
Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

Abbildung 15: Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 2500-5000 km (entspricht der MENA-Region) – Detailansicht



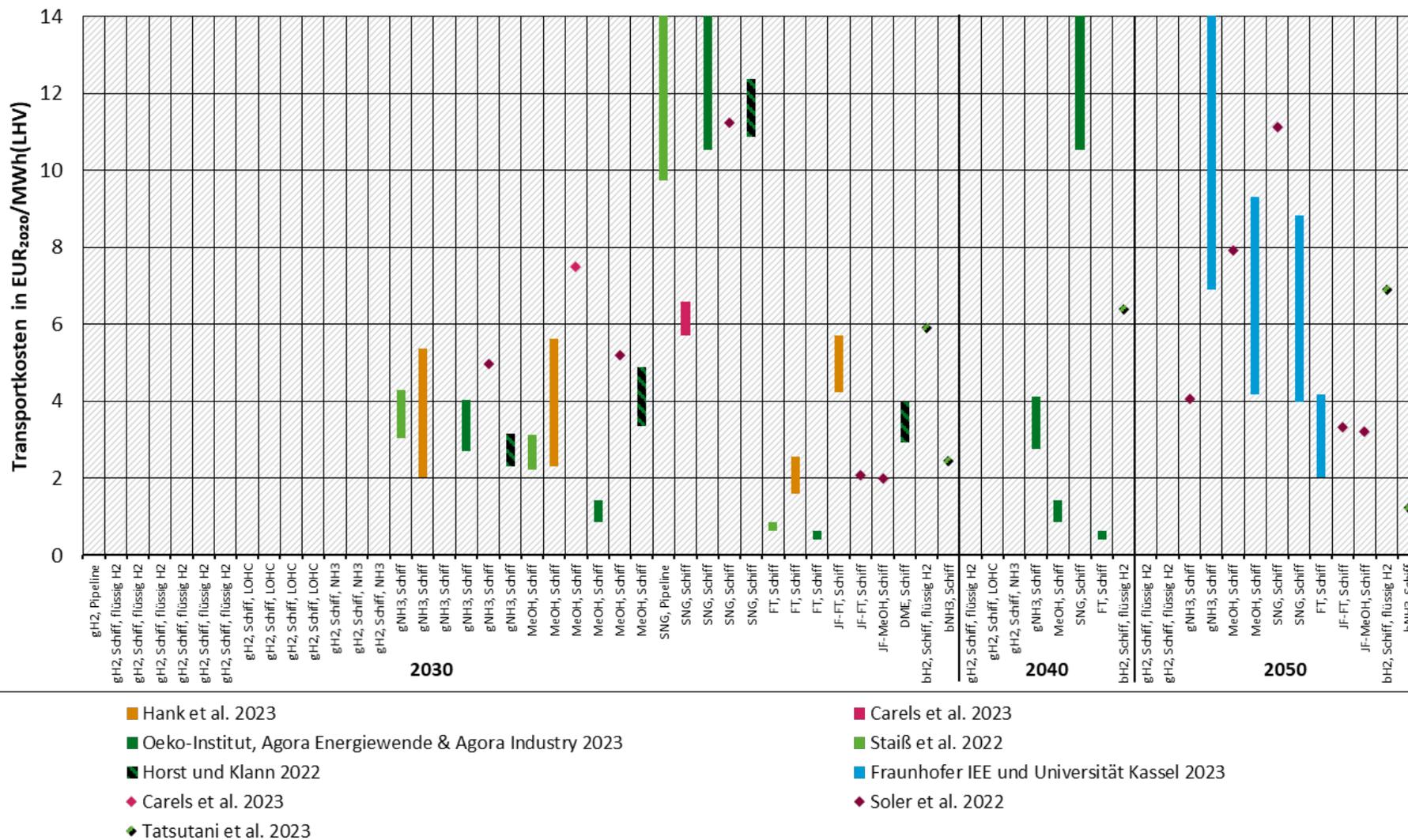
Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

Abbildung 16: Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 8000-12000 km (entspricht dem Großteil der Länder in Subsahara-Afrika, Nord- und Süd-Amerika sowie dem asiatischen Raum) – Gesamtdarstellung



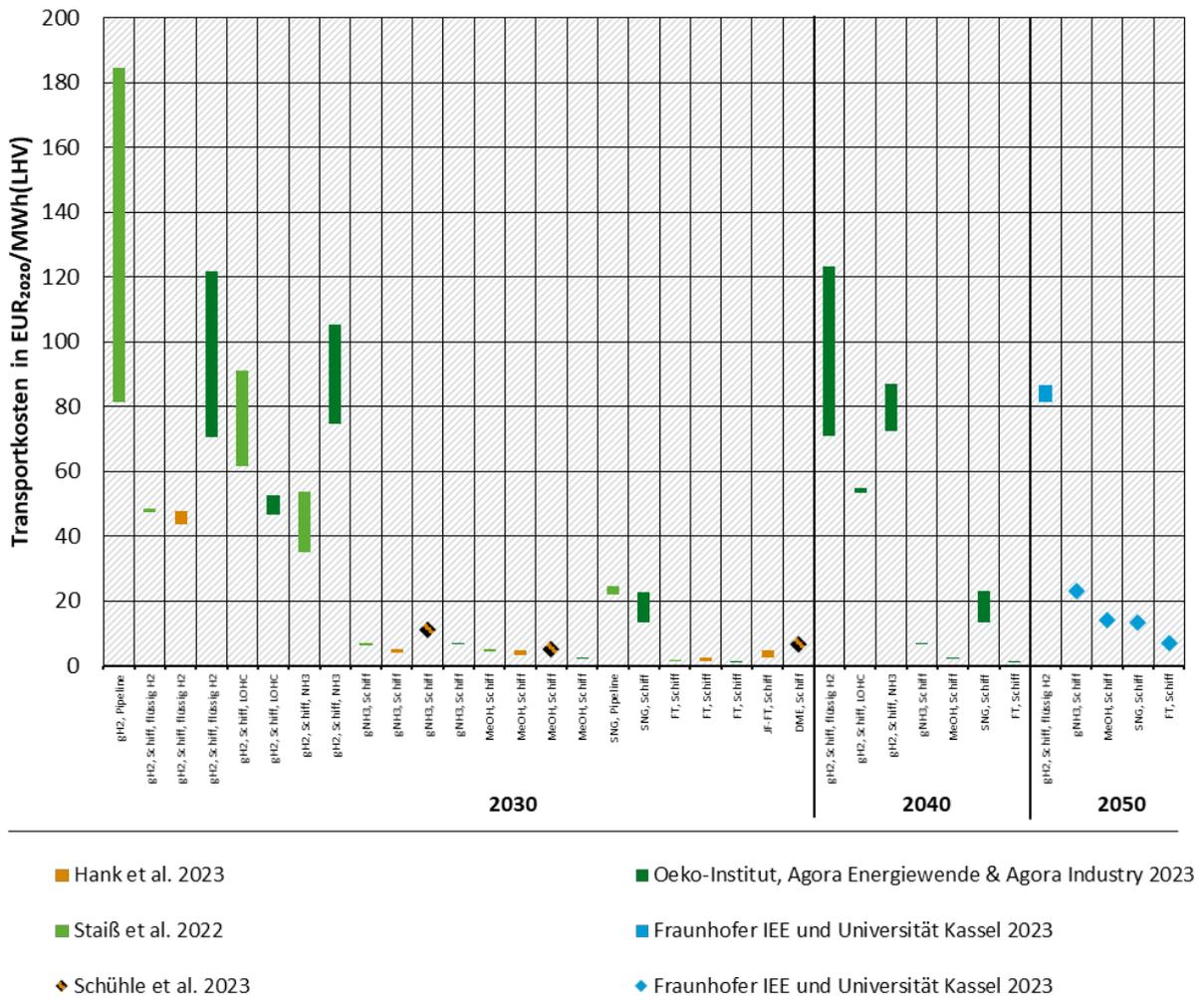
Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

Abbildung 17: Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 8000-12000 km (entspricht dem Großteil der Länder in Subsahara-Afrika, Nord- und Süd-Amerika sowie dem asiatischen Raum) – Detailansicht



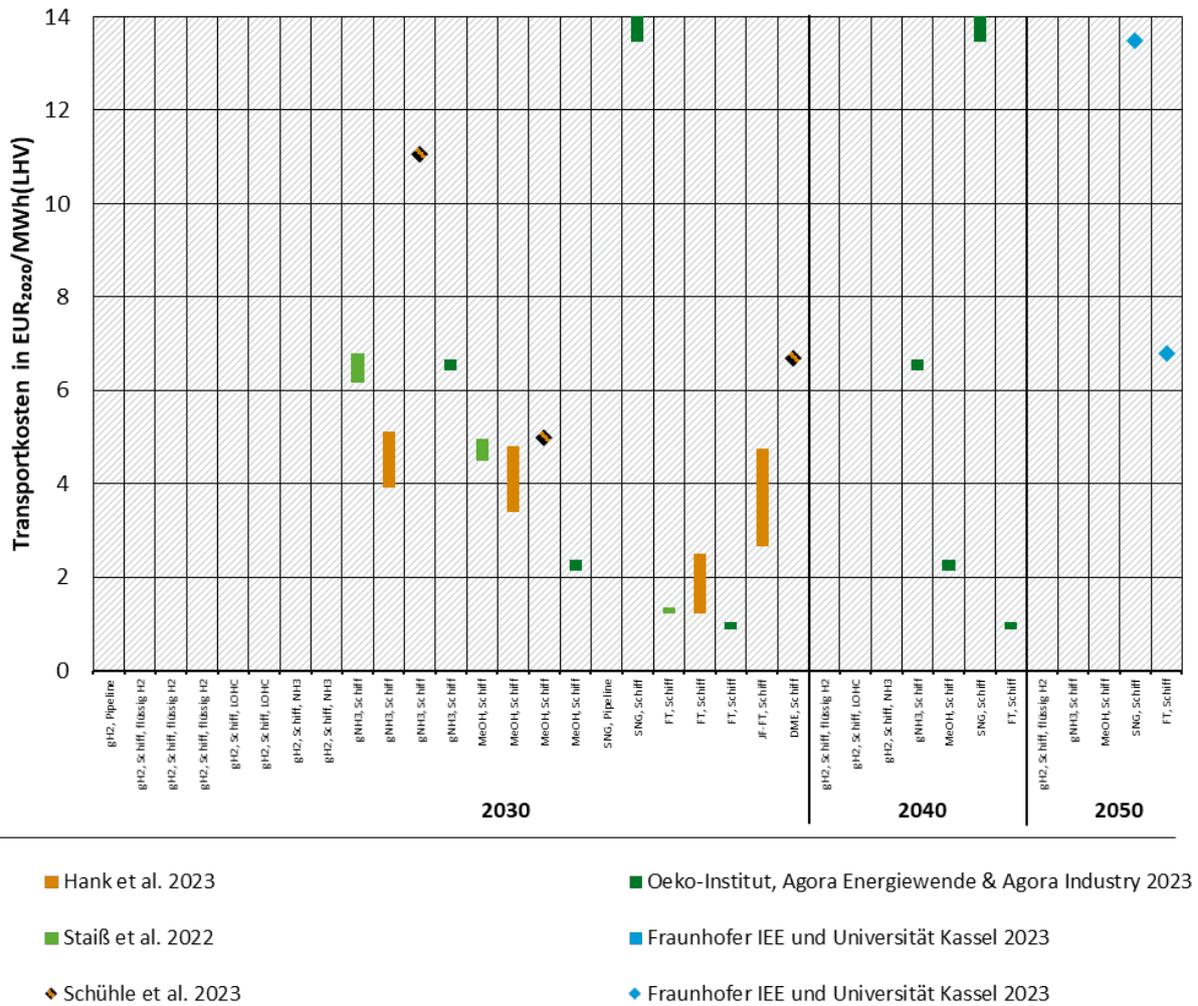
Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

**Abbildung 18: Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 18000-20000 km (entspricht Australien) – Gesamtdarstellung**



Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

**Abbildung 19: Transportkosten aus Ländern mit einer Transportentfernung von ca. 18000-20000 km (entspricht Australien) – Detailansicht**



Quelle: Eigene Darstellung (Germanwatch e. V.) basierend auf den referenzierten Quellen.

### 4.3 Kosten für Rückwandlung und Verteilung

Für den Fall, dass Wasserstoff in Form von flüssigem Wasserstoff oder gebunden an ein Trägermolekül wie Ammoniak oder LOHC transportiert wird, fallen zusätzliche Kosten für die Rückwandlung bzw. Verdampfung in gasförmigen Wasserstoff an. Nur sehr wenige Studien weisen diese Kosten explizit aus. In den Grafiken in Abschnitt 4.2 sind diese Kosten daher bereits in den Transportkosten enthalten. Als Orientierung sollen hier aber in Tabelle 1 die vereinzelt Angaben für die Kosten der Rückwandlung angegeben werden. Die Bandbreite ergibt sich durch Kostenannahmen für die benötigte Wärme im Rückwandlungsprozess, diese kann durch externe Energiezufuhr, oder kostenneutrale Abwärmenutzung bereitgestellt werden.

Für die Rückwandlung von Ammoniak und LOHC zeigt sich, dass die Rückwandlungskosten im Bereich von 6 - 35 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> einen erheblichen Anteil der Gesamtkosten des Wasserstofftransports bei Nutzung dieser Trägermoleküle ausmachen, welche je nach Entfernung und Studie im Bereich von 30 – 170 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> liegen. Die Rückwandlung von flüssigem Wasserstoff in gasförmigen Wasserstoff hingegen stellt mit ca. 2 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> nur eine kleine Kostenkomponente der Gesamtkosten des Wasserstofftransports per flüssigem

Wasserstoff dar, welche je nach Entfernung und Studie im Bereich von 10 – 150 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> liegen.

**Tabelle 1: Kosten für die Rückwandlung in gasförmigen Wasserstoff in EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub><sup>21</sup>**

Referenz	Flüssig H <sub>2</sub> --> H <sub>2</sub>	NH <sub>3</sub> --> H <sub>2</sub>	LOHC --> H <sub>2</sub>
(Carels et al. 2023)	1,88	19,56 – 24,81	6,73 - 35,34
(Staiß et al. 2022)		10,19 – 28,30	

Ein weiterer Kostenbestandteil der Bereitstellungskosten, der nur in sehr wenigen Studien explizit betrachtet wird ist die inländische Verteilung der Energieträger bis zum Ort der Nutzung. In (Kreidelmeyer et al. 2020) werden Verteilungskosten für Wasserstoff von 1,5 ct/kWh<sub>HHV</sub> (18,6 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>), für Methan von 1,2 ct/kWh<sub>HHV</sub> (14,9 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>) und für Kerosin von 1,1 ct/kWh<sub>HHV</sub> (13,7 EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub>) angenommen. Für eine Detailbetrachtung der Bereitstellungskosten unter inländischer Verteilung mittels verschiedener Transportmodi (H<sub>2</sub>-Kernnetz, Binnenschifffahrt, Schienentransport, Rohöltrassen, Petroproduktpipeline) sei auf die Studie von (Spillmann et al. 2024) verwiesen. Auch hier werden allerdings die Kosten für die inländische Verteilung nicht separat ausgewiesen.

<sup>21</sup> In (Carels et al. 2023) werden die Kosten für den Rückwandlungsschritt explizit aufgeschlüsselt angegeben. Die Werte aus (Staiß et al. 2022) wurden bestimmt, indem die Differenz aus den Transportkosten mit und ohne Rückwandlung berechnet wurde.

## 5 Einfluss der Kohlenstoff-Kosten auf die Bereitstellungskosten

Ein signifikanter Kostenbeitrag bei der Betrachtung kohlenstoffhaltiger synthetischer Energieträger wie Methan, Methanol oder Kerosin ergibt sich aus der Bereitstellung von Kohlenstoff als Input für die Synthese. Die Kosten hierfür können je nach Energieträger, Kohlenstoff-Quelle und Wahl der Systemgrenzen bei 10-20% der Bereitstellungskosten liegen (Batteiger et al. 2022; Carels et al. 2023; Hank et al. 2023).

Grundsätzlich kann die Bereitstellung von Kohlenstoff über die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid direkt aus der Atmosphäre (DAC vom Englischen *Direct Air Capture*) oder die Abscheidung an industriellen Punktquellen geschehen. Damit die resultierenden synthetischen Energieträger am Ende aber tatsächlich treibhausgasneutral wirken können, muss der verwendete Kohlenstoff entweder über DAC aus der Atmosphäre abgeschieden werden oder aus Anlagen stammen, die nachhaltige Biomasse verarbeiten bzw. verbrennen<sup>22</sup>. Bei der Nutzung nachhaltiger Biomasse ist zu beachten, dass diese global generell nur in begrenztem Umfang zur Verfügung steht und bereits heute starken Nutzungskonkurrenzen unterliegt. Des Weiteren ist der verhältnismäßig langsame Kohlenstoffumsatz zu beachten, mit dem über Biomasse atmosphärischer Kohlenstoff in synthetische Energieträger eingebracht wird. Eine tatsächliche Treibhausgasneutralität von auf Biomasse basierenden synthetischen Energieträgern ist daher mindestens in Frage zu stellen<sup>23</sup>. Somit verbleibt als einzige nachhaltige Quelle für atmosphärischen Kohlenstoff nach jetzigem Stand der Technik DAC. Dies spiegelt sich auch in den im Rahmen dieses Kurzpapiers ausgewerteten Studien wider, welche sich nahezu flächendeckend bei den ökonomischen Betrachtungen auf DAC als Kohlenstoffquelle fokussieren. Punktquellen als Kohlenstoffquelle werden nur vereinzelt und teilweise im Rahmen von Sensitivitätsbetrachtungen analysiert. Bei einem Vergleich der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus DAC und aus Punktquellen auf Kostenebene ist zu beachten, dass ein solcher Vergleich zwar generell möglich ist, aber vernachlässigt, dass es, je nach Herkunft des eingesetzten Kohlenstoffes grundsätzliche Unterschiede in der Klimawirkung der resultierenden strombasierten Energieträger und Einsatzstoffe gibt.

Da sich DAC als Technologie noch in der Entwicklungs- und Pilotphase befindet, gibt es aktuell keine gesicherten Erfahrungswerte für die Kohlenstoff-Bereitstellungskosten über DAC im großindustriellen Maßstab<sup>24</sup>. Ebenso ist die CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Punktquellen noch keine ausgereifte und in großindustriellem Maßstab verfügbare Technik, bei der im Vergleich mit atmosphärischem Kohlenstoff eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung mitbetrachtet werden muss. Eine vertiefte Analyse zum Thema der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus der Atmosphäre und aus Punktquellen findet im Forschungsvorhaben "Treibhausgasneutralität in der EU und in Deutschland: Die Konzeption einer Zielarchitektur unter Berücksichtigung von Senken" mit der Forschungskennzahl 3722415020 statt. Diese zeigt, dass die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus Punktquellen stark schwanken in Abhängigkeit der Zusammensetzung des Abgasstroms aus welchem das CO<sub>2</sub> Abgeschieden wird, da je nach CO<sub>2</sub>-Konzentration insbesondere der Energiebedarf für die Abscheidung stark variiert.

<sup>22</sup> Die Endnutzung der synthetischen Energieträger lässt in der Regel keine umfassende Abscheidung des freigesetzten CO<sub>2</sub> zu. So gelangt beispielsweise bei der Verbrennung von synthetischem Kerosin in Flugzeugen das CO<sub>2</sub> wieder vollständig in die Atmosphäre.

<sup>23</sup> Die THG-Neutralität von Biomasse ist Gegenstand aktueller wissenschaftlicher und politischer Diskussionen.

<sup>24</sup> Ein großindustrieller Maßstab für die Kohlenstoff-Bereitstellung ist nötig für die Herstellung strombasierter erneuerbarer Energieträger in Mengen, die aktuelle Klimaneutralitätsszenarien prognostizieren.

Folglich streuen auch die Annahmen für die Kohlenstoff-Bereitstellungskosten, die in den im Rahmen dieses Kurzpapiers ausgewerteten Studien zu Grunde gelegt werden. Tabelle 2 gibt einen Überblick zu diesen Annahmen.

**Tabelle 2: Annahmen zu Kohlenstoff-Bereitstellungskosten in EUR<sub>2020</sub>**

Referenz	DAC			Punktquelle		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
<b>Kosten je Tonne CO<sub>2</sub> in EUR<sub>2020</sub></b>						
(Hank et al. 2023)				34-103 <sup>25</sup>		
(Soler et al. 2022), EU <sup>26</sup>	173		165	30-63		29-61
(Soler et al. 2022), MENA <sup>27</sup>	110		105	21-43		20-42
(Soler et al. 2022), EU-->MENA <sup>28</sup>				95		158
(Breyer et al. 2022)	59-100		36-73	23-43 <sup>29</sup>		
(Kreidelmeyer et al. 2020)	153-335	137-300	120-264			
(Batteiger et al. 2022)			170			
<b>Investitionskosten für Anlagen zur CO<sub>2</sub> Abscheidung</b>						
(Hank et al. 2023)	428 EUR/t/Jahr <sup>30</sup>					
(Kreidelmeyer et al. 2020)	1275 EUR/t/Jahr	1147 EUR/t/Jahr	1033 EUR/t/Jahr			

Im Folgenden werden die Kernergebnisse einiger der ausgewerteten Studien in Hinblick auf den Einfluss und die Variation der Kohlenstoff-Bereitstellungskosten und der Kohlenstoffquelle auf die Bereitstellungskosten ausgewählter Energieträger zusammengefasst.

Die Studie von (Hank et al. 2023) präsentiert sowohl eine Sensitivitätsanalyse unter Variation der Investitionskosten für DAC Anlagen als auch die Kostenreduktion durch die Verwendung von Kohlenstoff aus einer industriellen Punktquelle. Bei Verdopplung (Verdreifachung) der DAC Investitionskosten von 428 EUR<sub>2020</sub>/t/Jahr (Standardwert aus der Studie) auf 857 (1285) EUR<sub>2020</sub>/t/Jahr ergibt sich eine Steigerung der Bereitstellungskosten für Methanol aus dem untersuchten Standort Lüderitz in Namibia von 11% (24%)<sup>31</sup>. Für den Standort Pedrola in Spanien ergibt sich bei Verwendung von Kohlenstoff aus einer Raffinerie (CO<sub>2</sub>-Punktquelle) nahe der Methanol Syntheseanlage eine Reduktion der Methanol Bereitstellungskosten von

<sup>25</sup> Angenommene Kosten für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus einer Raffinerie nahe der Methanol Syntheseanlage.

<sup>26</sup> Bandbreite für Punktquelle folgt aus der Kostenannahme für Abscheidung an einer Anlage zur Dampfreformierung (Minimum der Bandbreite) und für Abscheidung an einem Kraftwerk, dass mit 50% Erdgas und 50% Biomasse betrieben wird (Maximum der Bandbreite).

<sup>27</sup> Bandbreite für Punktquelle folgt aus der Kostenannahme für Abscheidung an einer Anlage zur Dampfreformierung (Minimum der Bandbreite) und für Abscheidung an einem Kraftwerk, dass mit 50% Erdgas und 50% Biomasse betrieben wird (Maximum der Bandbreite).

<sup>28</sup> Betrachtet wird der Fall von CO<sub>2</sub> Abscheidung an einer Punktquelle in Südeuropa und anschließender Transport per Schiff in die MENA-Region.

<sup>29</sup> Bandbreite beinhaltet Biogasaufbereitungsanlage, Müllverbrennungsanlage und Zementwerk als Punktquelle.

<sup>30</sup> Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse werden die Investitionskosten von 428 bis 1285 EUR<sub>2020</sub>/t/Jahr variiert.

<sup>31</sup> Von ca. 190 EUR<sub>2020</sub>/MWh auf ca. 211 (237) EUR<sub>2020</sub>/MWh.

186 EUR<sub>2020</sub>/MWh (mit DAC) auf 153 EUR<sub>2020</sub>/MWh (-18%) unter der optimistischen Annahme für CO<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten von 34 EUR<sub>2020</sub>/t<sup>32</sup>.

In der Studie von (Batteiger et al. 2022) werden die Herstellungskosten von Kerosin für die Jahre 2030 und 2050 entlang der Methanol und der Fischer-Tropsch Route unter Verwendung von Kohlenstoff aus DAC und aus einer Punktquelle für drei verschiedene Standorte verglichen. Die Ergebnisse dieses Vergleichs sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

**Tabelle 3: Einfluss der Kohlenstoff-Quelle auf die Herstellungskosten von synthetischem Kerosin in EUR/MWh<sub>LHV</sub> aus (Batteiger et al. 2022)**

Kohlenstoff-Quelle	DAC		Punktquelle	
	Methanol-Pfad	Fischer-Tropsch-Pfad	Methanol-Pfad	Fischer-Tropsch-Pfad
Deutschland, 2030	197,9	219,2	167,7	187,7
Deutschland, 2050	142,2	166,1	115,0	137,9
Spanien, 2030	156,3	173,3	132,7	148,7
Spanien, 2050	114,7	133,7	93,0	111,4
Marokko, 2030	145,8	171,0	123,8	148,1
Marokko, 2050	109,7	131,7	89,1	110,4

Quelle: Batteiger et al. 2022

Im Rahmen der Studie von (Breyer et al. 2022) werden Analysen präsentiert, die die Kostenreduktion durch Verwendung von Kohlenstoff aus drei unterschiedlichen Punktquellen (Biogasaufbereitungsanlage, Müllverbrennungsanlage und Zementwerk) untersucht haben. In den Jahren 2030, 2040 und 2050 reduzieren sich die Herstellungskosten für Kerosin<sup>33</sup> um 5,0–11,4%, 1,2–9,6% und 0–7,5% je nach verwendeter Kohlenstoff-Punktquelle. Unabhängig vom untersuchten Zeithorizont führt die Verwendung von Kohlenstoff aus einer Biogasaufbereitungsanlage zu den größten Kostenreduktionen gefolgt von der Müllverbrennungsanlage und dem Zementwerk. Bei letzterem kommt es im Jahr 2050 zu nahezu keiner Kostenreduktion im Vergleich zur Verwendung von Kohlenstoff aus DAC.

Der Bericht von (Soler et al. 2022) beinhaltet einen Vergleich der Bereitstellungskosten für Fischer-Tropsch Kerosin in Europa bei Verwendung verschiedener Kohlenstoffquellen in Nordeuropa und der MENA-Region. Tabelle 4 fasst die entsprechenden Ergebnisse zusammen. Als einzige der im Rahmen dieses Kurzpapiers ausgewerteten Studien behandelt die Analyse auch den Fall von Kohlenstoff Bereitstellung über lange Transportdistanzen. Für den Fall einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung an einer Punktquelle in Europa und Transport des CO<sub>2</sub> in die MENA Region für dortige Synthese von Kerosin ergeben die Analysen nur für die Jahre 2030 und 2040 eine Kostenreduktion im Vergleich zur Kohlenstoff Bereitstellung über DAC. Im Jahr 2050 ergibt sich für den Fall eines Kohlenstofftransportes von Europa in die MENA Region eine erhebliche Kostensteigerung von 40% im Vergleich zur Kohlenstoff Bereitstellung über DAC am Ort der Synthese. Dies wird in der Studie darauf zurückgeführt, dass für 2050 angenommen wird, dass die CO<sub>2</sub>-Transportschiffe mit vergleichsweise teurem synthetischem Diesel betrieben werden

<sup>32</sup> Unter Verwendung der pessimistischsten Annahme für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten von 103 EUR<sub>2020</sub>/t ergibt sich eine Reduktion der Methanol Bereitstellungskosten auf ca. 176 EUR<sub>2020</sub>/MWh (-6%).

<sup>33</sup> Untersucht wird hier die Fischer-Tropsch Route.

um klimaneutral zu sein. Dieser Effekt lässt sich bereits in den reinen Kohlenstoff Bereitstellungskosten (siehe Tabelle 2) erkennen.

**Tabelle 4: Einfluss der Kohlenstoff-Quelle auf die Herstellungskosten in EUR<sub>2020</sub>/MWh<sub>LHV</sub> von synthetischem Kerosin im Jahr 2050 aus (Soler et al. 2022)**

Kohlenstoff-Quelle	DAC	Punktquelle		
		SMR <sup>34</sup>	Erdgas/Biomasse Kraftwerk <sup>35</sup>	EU --> MENA <sup>36</sup>
Europa	264,0	218,5	229,0	
MENA Region	171,3	142,5	149,4	240,5

Quelle: Soler et al. 2022

<sup>34</sup> CO<sub>2</sub>-Abscheidung an einer Anlage zur Dampfreformierung von Erdgas.

<sup>35</sup> CO<sub>2</sub>-Abscheidung an einem Kraftwerk, dass mit 50% Erdgas und 50% Biomasse betrieben wird.

<sup>36</sup> CO<sub>2</sub>-Abscheidung an einer Punktquelle in Europa und Transport des CO<sub>2</sub> per Schiff in die MENA Region.

## 6 Schlussfolgerungen und Einordnung der Ergebnisse

Die zusammenfassende Darstellung der Bereitstellungskosten strombasierter Energieträger basierend auf den hier ausgewerteten Studien zeigt eine große Bandbreite an prognostizierten Kosten. Diese hängen stark von verschiedenen Faktoren wie Verfügbarkeit bzw. dem Potential von erneuerbaren Energien und damit von der Produktionsregion, der Technologiewahl sowie den in den Studien getroffenen Annahmen und genutzten Referenzwerten ab. Die Analyse und Übersicht in diesem Papier erlauben einen direkten Vergleich der Ergebnisse einer Vielzahl von Studien, da die Ergebnisse auf eine einheitliche Kostenbasis ( $\text{EUR}_{2022}/\text{MWh}_{\text{LHV}}$ ) normiert wurden. Zur Identifikation von Trends in den Kosten verschiedener Energieträger sollten aber auf Grund der stark variierenden methodischen Ansätze und Annahmen zwischen den Studien Ergebnisse innerhalb einzelner Studien verglichen werden. Aufgrund der hohen Anzahl an in diesem Papier zusammengetragenen Studien sind für eine detaillierte Analyse der methodischen Ansätze und Annahmen sowie den damit einhergehenden Unterschieden in den Ergebnissen die jeweiligen Studien selbst heranzuziehen.

Übergreifend zeigt sich, dass insbesondere Studien, die im Rahmen von Bottom-Up Simulationen Standorte mit vorteilhaften Bedingungen für die EE-Erzeugung bestimmen (siehe beispielsweise (Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023) oder (Breyer et al. 2022)) oder den Technologiemarkt für die EE-Erzeugung optimieren (siehe beispielsweise (Franzmann et al. 2023) oder (Nayak-Luke und Bañares-Alcántara 2020)) vergleichsweise geringe Produktionskosten ausweisen. Studien, die vergleichsweise hohe Produktionskosten und in der Regel auch eine hohe Kostenbandbreite ausweisen, zeichnen sich im Gegensatz dazu dadurch aus, dass sie Kostenannahmen für verschiedene EE- und auch Elektrolyse-Technologien zu Grunde legen (siehe beispielsweise (Kreidelmeyer et al. 2020) oder (Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023)). Hier entspricht der untere Rand der Kostenbandbreite typischerweise optimistischen Annahmen in der Technologiewahl und -entwicklung während der obere Rand der Bandbreite Annahmen einer langsamen Technologieentwicklung zu Grunde legt. Gleichzeitig gibt es auch Studien, die auf Basis von Bottom-Up Simulationen zu vergleichsweise hohen Kosten kommen (siehe beispielsweise (Hank et al. 2023)). Dies verdeutlicht, dass für eine Auswertung und Analyse des Einflusses der einzelnen in den Studien verwendeten Parametern und Annahmen eine umfangreiche Metastudie notwendig wäre, die im Rahmen dieses Projektes nicht durchgeführt werden konnte.

Trotzdem zeigt sich auch über die hohe Bandbreite der gesamten Studienlandschaft eine Tendenz zur Reduktion der Bereitstellungskosten strombasierter Energieträger in der zeitlichen Entwicklung bis 2050.

Ein wichtiger Kostenbeitrag für kohlenstoffhaltige Wasserstoff-Derivate ist die Quelle des für die Syntheseprozesse benötigten Kohlenstoffs. Auch für diesen Kostenbeitrag gibt es eine große Bandbreite an Annahmen in den ausgewerteten Studien. Es zeigt sich, dass die Verwendung von Kohlenstoff aus Punktquellen wie Raffinerien oder Müllverbrennungsanlagen grundsätzlich die Bereitstellungskosten für synthetische Kraftstoffe reduzieren kann. Da in diesem Fall aber fossiler Kohlenstoff verwendet wird, können die resultierenden Energieträger nicht als treibhausgasneutral betrachtet werden und eine Bepreisung des schlussendlich in die Atmosphäre gelangenden  $\text{CO}_2$  muss entsprechend der noch in Entwicklung befindlichen Regulierung berücksichtigt werden. Der Beitrag zur Emissionsminderung und zum Klimaschutz hängt somit stark von der Wahl der Kohlenstoffquelle ab.

In den hier zusammengetragenen Studien und den darin enthaltenen Kostenabschätzungen finden vornehmlich techno-ökonomische Kostenbeiträge und Parameter Einfluss. Diese beinhalten Investitions-, Betriebs- und Kapitalkosten für Bau und Betrieb der Anlagen

beispielsweise zur EE-Stromerzeugung, Elektrolyse von Wasserstoff und Synthese der Derivate (siehe Abschnitt 3.1). Insbesondere bei Projekten in weniger entwickelten Ländern stellt sich damit die Frage, ob eine solche Betrachtung der Realität gerecht werden kann. Denn um sicherzustellen, dass der Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft mit positiven Folgen für die Menschen und das Ökosystem im Umfeld der Produktionsanlagen stattfindet, können weitere Kostenbeiträge relevant sein. Hierzu zählen beispielsweise das Monitoring und die Zertifizierung von Lieferketten sowie Kosten für die Ausbildung und Qualifizierung von Arbeitskräften. Zukünftige Studien sollten diese und ähnliche Faktoren detaillierter beleuchten um sicherzustellen, dass die berechneten Kosten breitere Nachhaltigkeitsdimensionen und insbesondere eine lokale Wertschöpfung inkludieren.

## 7 Quellenverzeichnis

Agarwal, R. (2022): Economic Analysis of Renewable Power-to-Gas in Norway. In: Sustainability. Vol. 14, No. 24, S. 16882. DOI: 10.3390/su142416882.

Ali Khan, M. H.; Daiyan, R.; Neal, P.; Haque, N.; MacGill, I.; Amal, R. (2021): A framework for assessing economics of blue hydrogen production from steam methane reforming using carbon capture storage & utilisation. In: International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 46, No. 44, S. 22685–22706. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.04.104.

Arnaiz Del Pozo, C.; Cloete, S. (2022): Techno-economic assessment of blue and green ammonia as energy carriers in a low-carbon future. In: Energy Conversion and Management. Vol. 255, S. 115312. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115312.

Ausfelder, F.; Herrmann, E. O.; López González, L. F. (2022): Perspective Europe 2030 - Technology options for CO<sub>2</sub>- emission reduction of hydrogen feedstock in ammonia production. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V, Frankfurt am Main.

Batteiger, V.; Ebner, K.; Habersetzer, A.; Moser, L.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Rakscha, T. (2022): Power-to-Liquids – A scalable and sustainable fuel supply perspective for aviation. German Environment Agency, Dessau-Roßlau. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/background\\_paper\\_power-to-liquids\\_aviation\\_2022.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/background_paper_power-to-liquids_aviation_2022.pdf).

Bracci, J. M.; Sherwin, E. D.; Boness, N. L.; Brandt, A. R. (2023): A cost comparison of various hourly-reliable and net-zero hydrogen production pathways in the United States. In: Nature Communications. Vol. 14, No. 1, S. 7391. DOI: 10.1038/s41467-023-43137-x.

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

Breyer, C.; Mahdi Fasihi; Matteo Micheli; Ayobami Solomon Oyewo; Patrick Schmidt; Werner Weindorf (2022): E-Kerosene for Commercial Aviation, From Green Hydrogen and CO<sub>2</sub> from Direct Air Capture – Volumes, Cost, Area Demand and Renewable Energy Competition in the United States and Europe from 2030 to 2050. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/STUDY\\_E-Kerosene\\_for\\_Commercial\\_Aviation.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/STUDY_E-Kerosene_for_Commercial_Aviation.pdf).

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie - NWS 2023. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Berlin. [https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1) (27.07.2023).

Carels, F.; Sens, L.; Kaltschmitt, M.; Janke, L.; Deutsch, M. (2023): Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland. Analyse, Agora Industrie und TU Hamburg, Berlin und Hamburg. [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/A-EW\\_306\\_SNG\\_Imports\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/A-EW_306_SNG_Imports_WEB.pdf) (03.05.2024).

Deutsche Bundesbank (2024): Jahresdurchschnitte Euro-Referenzkurs. [https://www.bundesbank.de/dynamic/action/de/statistiken/zeitreihen-datenbanken/zeitreihen-datenbank/759778/759778?listId=www\\_sdks\\_b01012\\_1](https://www.bundesbank.de/dynamic/action/de/statistiken/zeitreihen-datenbanken/zeitreihen-datenbank/759778/759778?listId=www_sdks_b01012_1). (29.12.2023).

Franzmann, D.; Heinrichs, H.; Lippkau, F.; Addanki, T.; Winkler, C.; Buchenberg, P.; Hamacher, T.; Blesl, M.; Linßen, J.; Stolten, D. (2023): Green hydrogen cost-potentials for global trade. In: International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 48, No. 85, S. 33062–33076. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.05.012.

Fraunhofer IEE und Universität Kassel (2023): Global PtX Atlas 1.3. <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/>. (03.05.2024).

Fuels - Higher and Lower Calorific Values (2024): [https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d\\_169.html](https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html). (03.07.2024).

Hank, C.; Holst, M.; Thelen, C.; Kost, C.; Längle, S.; Schaadt, A.; Smolinka, T. (2023): Power-to-X Country Analyses - Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries - A cost analysis study on behalf of H2Global. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg im Breisgau. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-H2Global-Study-Power-to-X-Country%20Analysis.pdf>.

Horst, J.; Klann, U. (2022): Analyse eines globalen Marktes für Wasserstoff und synthetische Energieträger hinsichtlich künftiger Handelsbeziehungen. MENA-Fuels: Teilbericht 12. Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES), Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Wuppertal, Stuttgart, Köln, Saarbrücken. [https://wupperinst.org/fileadmin/redaktion/downloads/projects/MENA-Fuels\\_Teilbericht\\_12\\_Handelsmodell.pdf](https://wupperinst.org/fileadmin/redaktion/downloads/projects/MENA-Fuels_Teilbericht_12_Handelsmodell.pdf).

International Energy Agency (IEA) (2021): Hydrogen in North-Western Europe - A vision towards 2030.

International Energy Agency (IEA) (2023): Global Hydrogen Review 2023.

Kreidelmeyer, S.; Dambeck, H.; Kirchner, A.; Wünsch, M. (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Prognos AG, Basel. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energetraeger.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energetraeger.pdf?__blob=publicationFile).

Nayak-Luke, R. M.; Bañares-Alcántara, R. (2020): Techno-economic viability of islanded green ammonia as a carbon-free energy vector and as a substitute for conventional production. In: Energy & Environmental Science. Vol. 13, No. 9, S. 2957–2966. DOI: 10.1039/D0EE01707H.

Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (2023): PTX Business Opportunity Analyser, Version 1.0.9. <https://www.agora-energiewende.org/data-tools/ptx-business-opportunity-analyser-1>. (03.05.2024).

Our World In Data (2024): Solar photovoltaic module price. <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices>.

Schlautmann, R.; Böhm, H.; Zauner, A.; Mörs, F.; Tichler, R.; Graf, F.; Kolb, T. (2021): Renewable Power-to-Gas: A Technical and Economic Evaluation of Three Demo Sites Within the STORE&GO Project. In: Chemie Ingenieur Technik. Vol. 93, No. 4, S. 568–579. DOI: 10.1002/cite.202000187.

Schühle, P.; Stöber, R.; Semmel, M.; Schaadt, A.; Szolak, R.; Thill, S.; Alders, M.; Hebling, C.; Wasserscheid, P.; Salem, O. (2023): Dimethyl ether/CO<sub>2</sub> – a hitherto underestimated H<sub>2</sub> storage cycle. In: Energy & Environmental Science. Vol. 16, No. 7, S. 3002–3013. DOI: 10.1039/D3EE00228D.

Soler, A.; Gordillo, V.; Lilley, W.; Schmidt, P.; Werner, W.; Houghton, T.; Dell’Orco, S. (2022): E-Fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050. Concawe and Aramco.

Spillmann, T.; Nolden, C.; Ragwitz, M.; Pieton, N.; Sander, P.; Rublack, L. (2024): Wasserstoff-Verteiloptionen 2035. [object Object]. DOI: 10.24406/PUBLICA-2438.

Staiß, F.; Adolf, J.; Ausfelder, F.; Erdmann, C.; Hebling, C.; Jordan, T.; Klepper, G.; Müller, T.; Palkovits, R.; Poganietz, W.-R.; Schill, W.-P.; Schmidt, M.; Stephanos, C.; Stöcker, P.; Wagner, U.; Westphal, K.; Wurbs, S.; Fishedick, M. (2022): Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft München. <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/analyse/transportoptionen-wasserstoff-2030> (03.05.2024).

Tatsutani, M.; Wakim, G.; Tovar, M.; Carr, A.; Han, H. (2023): Techno-economic Realities of Long-Distance Hydrogen Transport - A Cost Analysis of Importing Low-Carbon Hydrogen to Europe. Clean Air Task Force (CATF).

## A Heiz- und Brennwerte zur Umrechnung der Kosten je MWh<sub>LHV</sub>

**Tabelle 5: Heiz- und Brennwerte zur Umrechnung der Kosten je MWh<sub>LHV</sub>**

Produkt	Heizwert (LHV)		Brennwert (HHV)	
	MJ/kg	kWh/kg	MJ/kg	kWh/kg
Wasserstoff	120,00	33,33	141,70	39,36
Ammoniak	18,60	5,17	22,50	6,25
Methanol	19,90	5,53	23,00	6,39
Synthetisches Methan	50,00	13,89	55,50	15,42
Synthetisches Kerosin	43,00	11,94	46,20	12,83
Dimethylether	28,90	8,03	31,70	8,81

Quelle: „Fuels - Higher and Lower Calorific Values“ 2024

## B Übersicht der betrachteten Studien

Tabelle 6: Übersicht der betrachteten Studien

Studie	Produkte	Jahre	Regionen	Methodischer Ansatz
(Agarwal 2022)	SNG	2030	Nordeuropa	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten und Sensitivitätsbetrachtung u. a. bzgl. Stromkosten.
(Ali Khan et al. 2021)	bH <sub>2</sub>	2030	Australien	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten für unterschiedliche Standorte.
(Arnaiz Del Pozo und Cloete 2022)	gNH <sub>3</sub> bNH <sub>3</sub>	2050	MENA Iberische Halbinsel Europa Deutschland	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten und Annahmen.
(Ausfelder et al. 2022)	gNH <sub>3</sub> bNH <sub>3</sub>	2030 2040 2050	Nordeuropa Europa Deutschland	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten und Annahmen.
(Batteiger et al. 2022)	JF-FT JF-MeOH	2030 2050	MENA Iberische Halbinsel Deutschland	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten und Lernkurven für EE-Anlagen. Kostenrechnung vom Beratungsunternehmen LBST.
(Bracci et al. 2023)	gH <sub>2</sub> bH <sub>2</sub>	2030 2050	Nordamerika	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten und Sensitivitätsbetrachtung u. a. bzgl. Stromkosten und CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten.
(Braun et al. 2022)	FT	2030 2040 2050	MENA	<b>Bottom-Up</b> Kostenrechnung basieren auf Analyse der EE-Potentiale und daraus folgenden minimalen Gestehungskosten für EE-Strom.
(Breyer et al. 2022)	JF-FT	2030 2040 2050	Nordamerika Südamerika Iberische Halbinsel	<b>Bottom-Up und Top-Down kombiniert</b> Kostenrechnung basierend auf optimierten EE-Stromkosten und Referenzwerten.
(Carels et al. 2023)	gH <sub>2</sub> gNH <sub>3</sub> MeOH SNG	2030	MENA Subsahara-Afrika Nordamerika Nordeuropa	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten und Annahmen.

Studie	Produkte	Jahre	Regionen	Methodischer Ansatz
(Franzmann et al. 2023)	gH <sub>2</sub>	2030 2040 2050	MENA Subsahara-Afrika Nordamerika Südamerika Australien Nordeuropa Deutschland Europa	<b>Bottom-Up</b> Berechnung von Kosten-Potential Kurven für Wasserstoff basierend auf Optimierungsmodell. Zusätzliche Sensitivitätsbetrachtungen.
(Fraunhofer IEE und Universität Kassel 2023)	gH <sub>2</sub> gNH <sub>3</sub> MeOH SNG FT	2050	MENA Subsahara-Afrika Nordamerika Südamerika Australien Europa	<b>Bottom-Up</b> Kostenrechnung basierend auf globaler Analyse der Flächenpotentiale für die Erzeugung strombasierter Energieträger und kostenoptimaler Systemauslegung.
(Hank et al. 2023)	gH <sub>2</sub> gNH <sub>3</sub> MeOH SNG FT	2030	MENA Subsahara-Afrika Nordamerika Südamerika Australien Iberische Halbinsel Europa	<b>Bottom-Up</b> Kostenrechnung für Regionen mit den besten EE-Potentialen und für optimierte Produktionspfade.
(Horst und Klann 2022)	gH <sub>2</sub> gNH <sub>3</sub> MeOH SNG DME	2030	MENA Südamerika Nordeuropa Iberische Halbinsel	<b>Top-Down</b> Berechnung von Transportkosten basierend auf Referenzwerten und Annahmen.
(International Energy Agency (IEA) 2021)	gH <sub>2</sub> bH <sub>2</sub>	2030	Nordeuropa	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten und Annahmen.
(International Energy Agency (IEA) 2023)	gH <sub>2</sub> gNH <sub>3</sub> JF-MeOH bH <sub>2</sub> bNH <sub>3</sub>	2030	MENA Nordamerika Südamerika Europa	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten und Annahmen.
(Kreidelmeyer et al. 2020)	gH <sub>2</sub> MeOH SNG JF-FT JF-MeOH	2030 2040 2050	MENA Deutschland	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten und Annahmen.
(Nayak-Luke und Bañares-Alcántara 2020)	gNH <sub>3</sub>	2030	MENA Subsahara-Afrika Nordamerika Südamerika Australien Europa	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten und Annahmen.

Studie	Produkte	Jahre	Regionen	Methodischer Ansatz
(Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry 2023)	gH <sub>2</sub> gNH <sub>3</sub> MeOH SNG FT	2030 2040	MENA Subsahara-Afrika Nordamerika Südamerika Australien Nordeuropa Iberische Halbinsel Europa	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung in Form einer Excel-Anwendung basierend auf Referenzwerten und Annahmen.
(Schlautmann et al. 2021)	SNG	2030 2050	Europa	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten und Annahmen.
(Schühle et al. 2023)	gNH <sub>3</sub> MeOH DME	2030	Australien	<b>Top-Down</b> Berechnung von Transportkosten basierend auf Referenzwerten und Annahmen.
(Soler et al. 2022)	gH <sub>2</sub> gNH <sub>3</sub> MeOH SNG JF-FT JF-MeOH	2030 2050	MENA Nordeuropa Iberische Halbinsel Deutschland	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten und Annahmen. Kostenrechnung vom Beratungsunternehmen LBST.
(Staiß et al. 2022)	gH <sub>2</sub> gNH <sub>3</sub> MeOH SNG FT	2030	MENA Südamerika Australien Nordeuropa Iberische Halbinsel	<b>Top-Down</b> Berechnung von Transportkosten in Form einer Excel-Anwendung basierend auf Referenzwerten und Annahmen.
(Tatsutani et al. 2023)	bH <sub>2</sub> bNH <sub>3</sub>	2030 2040 2050	MENA Nordamerika Südamerika Nordeuropa	<b>Top-Down</b> Kostenrechnung basierend auf Referenzwerten und Annahmen.