

# WIRTSCHAFTLICHKEIT VON PTX-PRODUKTEN AUS NORDAFRIKA – BUSINESS CASE ANALYSEN

---

September 2021



**Dr. Jens Perner**

 [Jens.Perner@frontier-economics.com](mailto:Jens.Perner@frontier-economics.com)

**Dr. Michaela Unteutsch**

 [Michaela.Unteutsch@frontier-economics.com](mailto:Michaela.Unteutsch@frontier-economics.com)

---

Die vorliegende Studie wurde von Frontier Economics Ltd. durchgeführt und vom Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) beauftragt und finanziert. Im Rahmen der Studie fanden Gespräche und Interviews mit Unternehmen der Unternehmensallianz Energie (vom BMZ ins Leben gerufene Allianz aus Unternehmen und Verbänden aus der PtX-Wertschöpfungskette) statt. Frontier Economics bedankt sich für die Bereitschaft der Unternehmen, Informationen bereitzustellen und Daten zu prüfen. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks.

# INHALT

Executive Summary	4
Zusammenfassung	8
<b>1 Hintergrund und Zielsetzung</b>	<b>17</b>
1.1 Hintergrund	17
1.2 Zielsetzung	18
1.3 Aufbau des Berichts	18
<b>2 Überblick über die Zielmärkte der betrachteten PtX-Produkte</b>	<b>19</b>
2.1 Wasserstoff	20
2.2 Kerosin	22
2.3 Schiffskraftstoffe	24
2.4 Methanol	25
2.5 Ammoniak	26
2.6 Übersicht über die angenommenen Erlösindikatoren für die PtX-Produkte	27
<b>3 Überblick über die Wertschöpfungskette der PtX-Produkte</b>	<b>28</b>
3.1 Übersicht über die Wertschöpfungsketten der betrachteten PtX-Produkte	28
3.2 Basis der PtX-Produkte: Grüner Strom	29
3.3 Von Strom zum Wasserstoff	31
3.4 Von Wasserstoff zum synthetischen Folgeprodukt	31
3.5 Transport in den Zielmarkt	36
<b>4 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalysen</b>	<b>44</b>
4.1 Methodik	44
4.2 Wirtschaftlichkeit der PtX-Produkte	46
4.3 Sensitivitätsanalysen	64
<b>5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen</b>	<b>73</b>
Literatur	74
<b>ANNEX A ANNAHMEN</b>	<b>79</b>
<b>ANNEX B Weitere Ergebnisse</b>	<b>87</b>

## EXECUTIVE SUMMARY

**Für eine erfolgreiche Energiewende und das Erreichen der internationalen Klimaziele ist grüner Wasserstoff unverzichtbar.** Aus grünem Wasserstoff lassen sich unter anderem klimaneutrale Kraft- und Brennstoffe herstellen, sogenannte Power-to-X-Derivate (PtX). Grüner Wasserstoff dient zudem als Energiespeicher. Damit ist der Einsatz von grünem Wasserstoff ein Schlüsselement für eine erfolgreiche Energiewende. Für die Herstellung von grünem Wasserstoff und PtX-Produkten werden große Mengen an regenerativ erzeugtem Strom benötigt. Der zukünftige Bedarf Deutschlands an klimaneutralen Kraft- und Brennstoffen kann jedoch nicht aus den hier bestehenden erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. Deutschland wird daher mittel- und langfristig auf den Import von PtX-Produkten angewiesen sein.

**Der Markthochlauf von Grünem Wasserstoff erfordert den wirtschaftlichen Betrieb von Produktionsanlagen im industriellen Maßstab samt Transport.** Um die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in zukünftige Power-to-X (PtX) - Produktionsanlagen in Nordafrika im Zeitraum bis 2030 besser bewerten zu können, hat das Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) Frontier Economics beauftragt, die vorliegende Studie durchzuführen. Dabei konzentriert sich die Studie auf die Produktion von grünem Wasserstoff und PtX-Derivaten. Der Fokus liegt auf Anwendungsbereichen, die nicht ohne Weiteres elektrifizierbar sind, insbesondere dem Luft- und Schiffsverkehr sowie der industriellen Verwendung von PtX-Produkten.

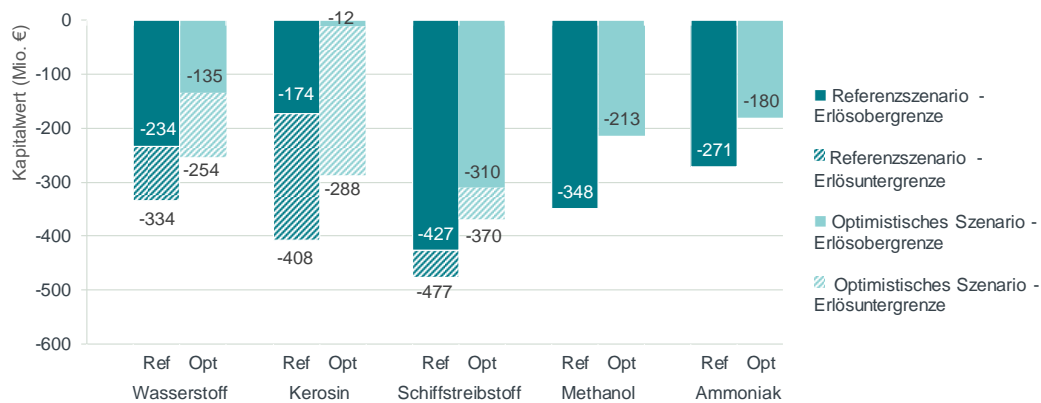
**Die Berechnungen basieren auf einer Reihe von Szenarien und werden durch Sensitivitätsbetrachtungen ergänzt.** Betrachtet werden grüner Wasserstoff mit direkter Anwendung in Raffinerien oder industriellen Prozessen, sowie Kerosin, Schiffsdiesel, Methanol mit Anwendung in industriellen Prozessen und Ammoniak. Angenommen wird die Herstellung der PtX-Produkte ausschließlich unter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien. Die Berechnungen vergleichen jeweils verschiedene kostenseitige Szenarien, Investitionszeitpunkte (2025, 2030) und Skalierungen der Anlagen (100-250 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität). Zusätzlich werden Transportkosten von Nordafrika nach Deutschland berücksichtigt und der Einfluss einzelner Kostentreiber anhand von Sensitivitätsanalysen untersucht.

**Die Wirtschaftlichkeit von PtX-Anlagen in Nordafrika für Exporte nach Europa hängt maßgeblich von der Zahlungsbereitschaft für den „grünen Mehrwert“ der Produkte ab**

Investitionen in PtX-Anlagen in Nordafrika für Exporte nach Europa werden sich in diesem Jahrzehnt voraussichtlich nicht ausschließlich selbst finanzieren können. Die Höhe der Deckungslücke hängt dabei maßgeblich davon ab, inwieweit es eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert (engl. „Green Premium“) der Produkte in den Zielmärkten gibt. So erreicht synthetisches Kerosin – je nach betrachtetem Kostenszenario – nahezu die Wirtschaftlichkeitsgrenze, sofern ein „grüner Mehrwert“ eingepreist wird (Abbildung 1). Dabei wird annahmegemäß der Preis von Biokerosin als Orientierungsgröße genutzt.

Im direkten Preiswettbewerb zu fossilen Alternativprodukten weist synthetisches Ammoniak die geringste Deckungslücke auf. Ein Grund hierfür ist, dass für die Produktion von synthetischem Ammoniak kein CO<sub>2</sub> benötigt wird. Die Bereitstellung von Kohlenstoff ist ein wichtiger Kostentreiber bei der Produktion von kohlenstoffhaltigen synthetischen Energieträgern wie Kerosin, Schiffsdiesel oder Methanol. Diese ist umso höher, sofern das CO<sub>2</sub> direkt aus der Luft gewonnen wird. Die größte Deckungslücke besteht bei der Produktion von synthetischem Schiffsdiesel aufgrund von einer vergleichsweise geringen Zahlungsbereitschaft für die grünen Kraftstoffe.

**Abbildung 1 Kapitalwert aller Produkte bei Investition im Jahr 2025 (Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität)**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität und 25 Jahren Lebensdauer. Investition im Jahr 2025. Bandbreiten ergeben sich durch die Annahme einer Erlösunter- und obergrenze.

### In vielen Fällen könnten die in Europa erzielbaren Erlöse bereits ausreichen, um die Betriebskosten sowie Transportkosten zu decken

In vielen Fällen könnten die in den jeweiligen Zielmärkten erzielbaren Erlöse ausreichen, um die Betriebskosten der Anlagen (d. h. Betriebskosten auf allen Wertschöpfungsstufen<sup>1</sup> und Transportkosten) zu decken. In diesem Fall könnte der laufende Betrieb der Anlagen wirtschaftlich erfolgen. Voraussetzung wäre jedoch eine anderweitige Finanzierung eines Teils der Investitionskosten durch die öffentliche Hand.

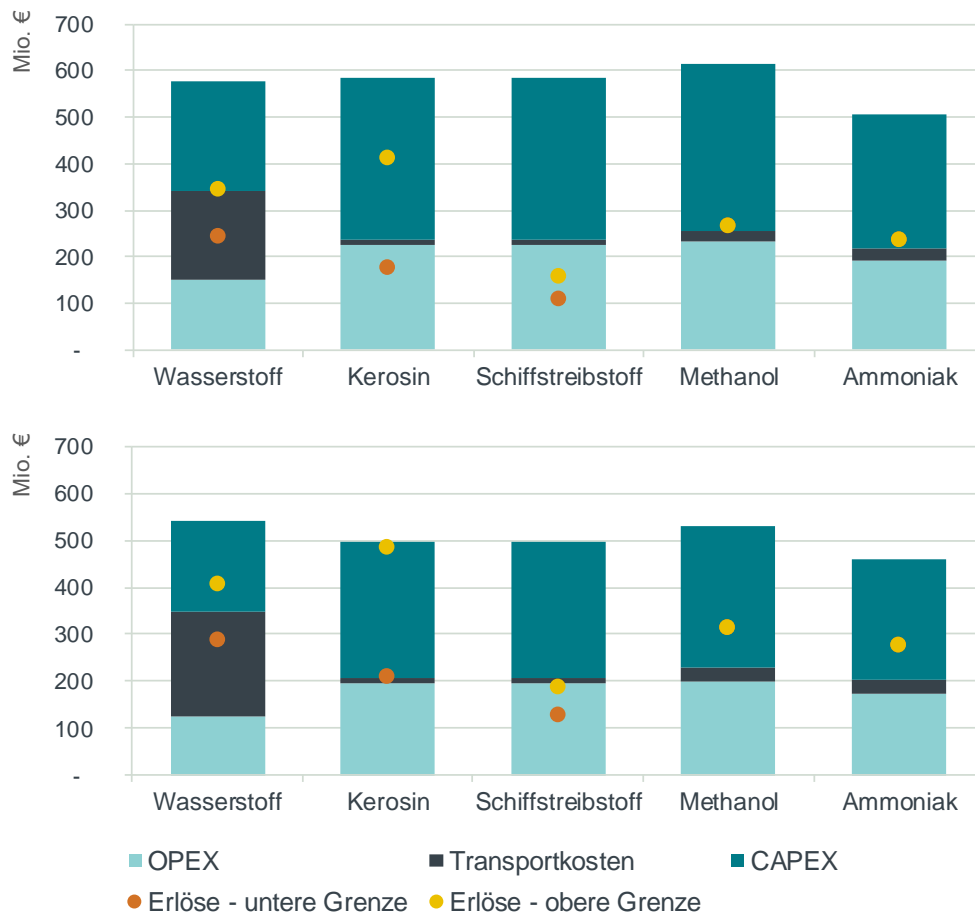
Zur Illustration sind in Abbildung 2 die PtX-Kosten nach den drei Kategorien Investitionskosten bzw. CAPEX, Betriebskosten bzw. OPEX, und Transportkosten als Balken dargestellt. Zusätzlich sind die erzielbaren Erlöse als jeweils obere und untere Werte durch Punkte dargestellt. Als Beispiel dient der Fall einer Investition in eine Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität mit Laufzeit ab dem Jahr 2025.

Ein wirtschaftlicher Betrieb (Deckung aller laufenden Kosten) wird möglich, wenn die Erlöse (dargestellte Punkte) höher als die OPEX (hellblauer Balken) und Transportkosten (schwarzer Balken) sind. Bei grünem Wasserstoff und synthetischem Kerosin ist dies der Fall, sofern für die Produkte ein grüner

<sup>1</sup> Anmerkung: In der Kalkulation werden Investitionskosten für die Anlagen zur Erzeugung des erneuerbaren Stroms als Kapitalkosten definiert, Stromkosten gehen also nicht vollständig als variable Kosten in die Berechnung ein.

Mehrwert realisiert werden kann (obere Grenze der Erlöse). Im optimistischen Szenario können für Kerosin auch zu fossilen Marktpreisen alle laufenden Kosten gedeckt werden (untere Grenze der Erlöse). Bei Methanol und Ammoniak können in beiden Szenarien alle laufenden Kosten gedeckt werden.

**Abbildung 2 Kosten und Erlöse (oberer Graph: Referenz; unterer Graph: Optimistisches Kostenszenario), diskontiert**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität und 25 Jahren Lebensdauer. CAPEX umfassen die Investitionskosten der Elektrolyse- und Syntheseeinrichtungen, den CAPEX-Anteil der Stromkosten sowie den CAPEX-Anteil der Kosten der CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus DAC. Die Umwandlungs- und Rückumwandlungskosten von Wasserstoff werden unter den Transportkosten von Wasserstoff zusammengefasst (Annahme: Verschiffung von Wasserstoff als Ammoniak).

Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass sich die Wirtschaftlichkeit bei größeren Anlagen aufgrund der Skaleneffekte verbessert. Außerdem steigt die Wirtschaftlichkeit, wenn das für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen benötigte CO<sub>2</sub> günstig aus konzentrierten Kohlenstoffquellen<sup>2</sup> statt aus der Luft gewonnen wird. Zudem ist aufgrund von fortlaufenden Kostendegressionen und steigenden Preisen der fossilen Alternativprodukte über die Zeit von abnehmenden Deckungslücken auszugehen.

<sup>2</sup> Hierzu gehört beispielsweise Kohlenstoff aus Biomasse oder die Nutzung von prozessbedingten Emissionen der Industrie. Welche Kohlenstoffquellen für die Herstellung von PtX-Produkten zugelassen werden, ist letztendlich eine politische Entscheidung.

## Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Aus den Analysen lassen sich folgende Schlussfolgerungen und Empfehlungen ableiten:

- **Produktauswahl nach Wirtschaftlichkeit festlegen:** Als mögliche Produkte für eine PtX-Referenzanlage bieten sich grüne Kraftstoffe an, die entweder relativ nahe an der Wirtschaftlichkeit stehen (wie z. B. Ammoniak) oder die auf langfristigen Bedarf treffen (wie z. B. Kerosin). Die Festlegung auf Produkte wie beispielsweise Kerosin wäre insbesondere dann sinnvoll, wenn wichtige Unternehmen der entsprechenden Branche eine hohe Nachfrage verzeichnen und Interesse an einer PtX-Referenzanlage signalisieren würden.
- **Förderbedarf abschätzen:** Auch wenn sich der laufende Betrieb der Anlage in vielen Fällen bereits wirtschaftlich gestalten lässt, besteht weiterhin Förderbedarf der Grundinvestitionen einer PtX-Anlage in Nordafrika. Da es sich derzeit noch um eine frühphasige Technologieentwicklung handelt, ist davon auszugehen, dass der Referenzfall eher Orientierung bezüglich der Größenordnung der Kosten bietet als das Optimistische Szenario. Der Förderbedarf für eine Referenzanlage von 100 MW liegt in diesem Fall nach derzeitigem Sachstand zwischen ca. 175 Mio. und 480 Mio. €.
- **Skalierung vorbereiten:** Durch die Skalierung von 100 MW auf 250 MW lassen sich in den Berechnungen spezifisch nur moderate Kostensenkungen erzielen. Zudem steigt der Förderbedarf für eine 250 MW-Anlage (Jahr 2025) im Referenzfall auf eine Größenordnung von ca. 335 Mio. € bis über 1 Mrd. € an. Dennoch könnte die Wahl einer größeren Referenzanlage von 250 MW vorteilhaft sein, da sich einige mögliche Größenvorteile in den Berechnungen aufgrund der Datenlage nicht erfassen lassen. Dazu zählt beispielsweise der mögliche Ausbau von Hafen- und sonstiger Transportinfrastruktur. Grundsätzlich sind mittel- bis langfristig Anlagenskalierungen essentiell für den Markthochlauf von PtX-Produkten.
- **Rahmenbedingungen für PtX-Produkte ausgestalten:** Der Förderbedarf für PtX-Investitionen in Nordafrika hängt wesentlich von den Rahmenbedingungen der Vermarktung der Produkte ab. Die Finanzierung der Projekte wird umso leichter, je stärker sich der grüne Wert der Produkte in den Vermarktungserlösen widerspiegelt. Die Rahmenbedingungen sind hierbei allerdings noch weitgehend offen und bedürfen der Ausgestaltung.

## ZUSAMMENFASSUNG

Dem Einsatz von grünem Wasserstoff und dessen Derivaten (PtX-Produkte) kommt bei der Erreichung der deutschen Klimaschutzziele eine Schlüsselrolle zu. PtX-Produkte werden insbesondere benötigt, um in schwer elektrifizierbaren Sektoren wie dem Luft- und Schiffsverkehr sowie bei der industriellen Produktion prozessbedingte Emissionen zu mindern, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen.

Der hohe zukünftige Bedarf an PtX-Produkten wird aufgrund des begrenzten Potenzials an erneuerbaren Energien in Deutschland nicht ohne Importe gedeckt werden können. Zudem birgt die Herstellung von PtX-Produkten in Regionen mit vorteilhaften Standortbedingungen für die Erzeugung von grünem Strom relevante Kostenvorteile. Eine Region, die sich sowohl durch große Potenziale für die Erzeugung von grünem Strom als auch durch vorteilhafte Standortbedingungen wie hohe Sonneneinstrahlung und hohe Windgeschwindigkeiten als potenzieller Handelspartner auszeichnet, ist Nordafrika.

Eine Kooperation bei der Bereitstellung von PtX-Produkten bietet sowohl für Deutschland als auch für Nordafrika Chancen: Für nordafrikanische Länder bieten sich Export- und Entwicklungspotenziale, Deutschland benötigt den Import von PtX-Produkten zur Umsetzung der Klimaschutzziele. Zudem verfügen deutsche Unternehmen über das Know-How im Anlagenbau, das potenziell für den Aufbau einer PtX-Industrie in den nordafrikanischen und anderen Partnerländern benötigt wird.

Vor diesem Hintergrund hat das BMZ Frontier Economics beauftragt, Wirtschaftlichkeitsanalysen für Investition in PtX-Anlagen in Nordafrika durchzuführen, deren Produkte nach Europa exportiert werden können.

### Business Case Analysen sollen Informationsgrundlage für potenzielle Investoren, Anlagenbauer und -betreiber, sowie politische Entscheidungsträger bieten

Für die praktische Realisierung einer solchen Zusammenarbeit ist es sinnvoll, Unternehmen mögliche wirtschaftliche Perspektiven für Investitionen in PtX-Anlagen in Nordafrika aufzuzeigen. Zudem soll eine Informationsgrundlage für politische Entscheidungsträger geschaffen werden.

Ziel der Studie ist es daher, die Kosten von Wasserstoff und Wasserstoffprodukten über die gesamte Wertschöpfungskette zu ermitteln und mit potenziellen Erlösen im Zielmarkt zu vergleichen. So lässt sich die Wirtschaftlichkeit möglicher PtX-Projekte, insbesondere die Höhe der Deckungslücke, ermitteln.

Hierbei ist zu beachten, dass es sich nicht um eine spezifische Wirtschaftlichkeitsberechnung für ein konkretes Projekt handelt. So beziehen sich die Berechnungen nicht auf einen konkreten Standort in Nordafrika und sind daher deutlich weniger detailliert als dies für eine konkrete Investitionsrechnung erforderlich wäre. Gleichzeitig geben sie einen Überblick über die Größenordnungen der erwartbaren Preise, Kosten und der Wirtschaftlichkeit.



## Business Case Analysen für fünf Produkte, verschiedene Investitionszeitpunkte, Skalierungen und Szenarien

Im Rahmen dieser Studie werden Business Case Analysen für synthetischen Wasserstoff und darauf basierende synthetische Derivate durchgeführt: Kerosin, Schiffsdiesel, Methanol und Ammoniak. Der Fokus liegt in dieser Studie auf Anwendungsfällen, die grundsätzlich nicht oder nur schwer elektrifizierbar sind.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die betrachteten Anwendungsfälle der fünf Produkte sowie die jeweiligen Erlösindikatoren im Zielmarkt Deutschland. Es wird angenommen, dass die synthetischen, grünen Produkte mindestens den Preis der jeweiligen fossilen Alternativprodukte erzielen. Für grünen Wasserstoff und grünes Kerosin wird berücksichtigt, dass aufgrund regulatorischer Maßnahmen oder einer höheren freiwilligen Zahlungsbereitschaft ggf. ein höherer Preis erzielt werden kann, der den „grünen Mehrwert“ der synthetischen Produkte reflektiert.

**Tabelle 1** Übersicht über die betrachteten Anwendungsfälle sowie die angenommenen Erlösindikatoren der PtX-Produkte

	Betrachtete Anwendungsfälle	Erlösindikatoren	
		Untere Grenze	Obere Grenze
Wasserstoff	Raffinerien, Stahlproduktion, (Chemische Produktion)	Indikator für Preis von fossilem Wasserstoff (=Herstellungskosten von fossilem Wasserstoff + EU-ETS-Preis)	Indikator für Preis von fossilem Wasserstoff + Aufschlag, der sich an CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten von Biodiesel orientiert
Kerosin	Flugverkehr	Preis von fossilem Kerosin	Preis von Biokerosin
Schiffstreibstoff	Schiffsverkehr (international und Binnenschifffahrt)	Preis von Schweröl	Preis von Schiffsdiesel
Methanol	Grundstoff für die chemische Industrie		Preis von fossilem Methanol
Ammoniak	Düngemittelproduktion, weitere chemische Produkte		Preis von fossilem Ammoniak

Quelle: Frontier Economics.

Die Business Case Analysen werden für alle Produkte jeweils für ein Referenzszenario (Referenzwerte für die angenommenen Kostenparameter) und ein Optimistisches Szenario (untere Bandbreite der angenommenen Kostenparameter) durchgeführt, um mögliche unterschiedliche zukünftige Kostenentwicklungen im Bereich der Herstellung von PtX-Produkten abzubilden. Zudem werden die Berechnungen für zwei unterschiedlich große Anlagen sowie zwei verschiedene Investitionszeitpunkte (2025 und 2030) durchgeführt. Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf eine Lebensdauer der Anlagen von 25 Jahren; im Rahmen von Sensitivitäten wird zudem der Fall von kürzeren oder längeren Lebensdauern untersucht.

## Die Wirtschaftlichkeit von PtX-Anlagen in Nordafrika für Exporte nach Europa hängt maßgeblich von der Zahlungsbereitschaft für den „grünen Mehrwert“ der Produkte ab

Investitionen in PtX-Anlagen in Nordafrika für Exporte nach Europa werden sich in diesem Jahrzehnt voraussichtlich nicht ausschließlich selbst finanzieren können. Wie Abbildung 1 zeigt, ist bei Investition im Jahr 2025 **der Kapitalwert<sup>3</sup> aller betrachteten Produkte negativ – sowohl im Referenzszenario als auch im Optimistischen Szenario.<sup>4</sup>**

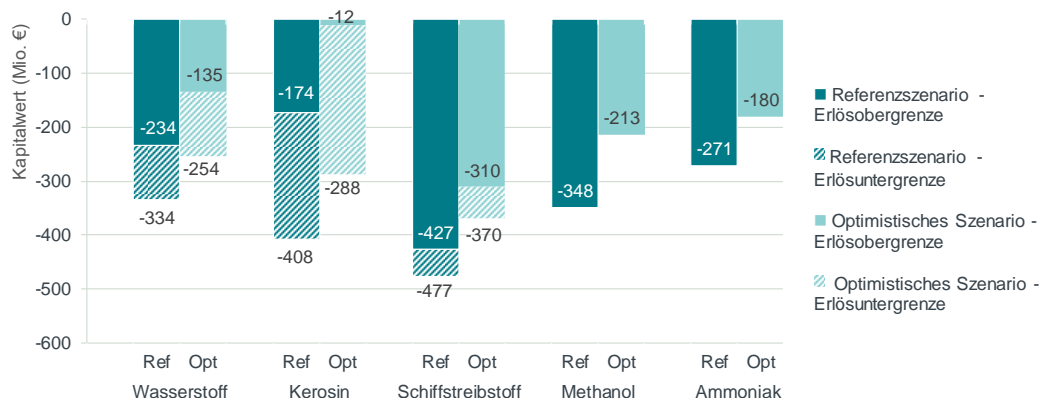
Die **Wirtschaftlichkeit der Produkte hängt dabei maßgeblich davon ab, ob es eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert der Produkte gibt und diese eingepreist werden können**, oder ob sich die PtX-Produkte allein gegen die „fossilen“ Preise der konventionellen Produkte rechnen müssen. So erreicht synthetisches Kerosin im Optimistischen Szenario nahezu die Wirtschaftlichkeitsgrenze, sofern ein „grüner Mehrwert“ des Kerosins eingepreist werden kann (hier: erzielbare Preise orientieren sich an Kosten von Biokerosin) und sich die Projektkosten positiv darstellen (Balken „Optimistisch-Erlösobergrenze“ in Abbildung 3). Ebenso kann (in beiden Szenarien) die Deckungslücke bei der Produktion von grünem Wasserstoff deutlich verringert werden, wenn eine Zahlungsbereitschaft für den „grünen Wert“ des Wasserstoffs eingepreist werden kann (vgl. in Abbildung 3 die Balken „Erlösobergrenze“ und „Erlösuntergrenze“ in beiden Szenarien).

**Stehen die PtX-Produkte im direkten Wettbewerb zu den fossilen Alternativprodukten, so weist von den betrachteten Produkten synthetisches Ammoniak die geringste Deckungslücke auf.** Ein Grund hierfür ist, dass für die Produktion von synthetischem Ammoniak kein CO<sub>2</sub> benötigt wird. Die Gewinnung von CO<sub>2</sub> aus der Luft ist ein wichtiger Kostentreiber bei der Produktion von synthetischem Schiffstreibstoff, synthetischem Kerosin und synthetischem Methanol. Die größte Deckungslücke besteht bei der Produktion von synthetischem Schiffsdiesel aufgrund von vergleichsweise geringen Erlösmöglichkeiten.

<sup>3</sup> Der Kapitalwert ist eine häufig verwendete Kennzahl zur Bewertung einer Investition. Der Kapitalwert oder Net Present Value (NPV) der Investition in eine PtX-Anlage ergibt sich aus dem Vergleich der abgezinsten Erlöse und Kosten über die gesamte Laufzeit der PtX-Anlage. Die Investition in eine PtX-Anlage ist wirtschaftlich, sofern der Net Present Value einen positiven Wert aufzeigt. Ein negativer Wert des NPVs zeigt, wie groß die Verluste des Investors wären.

<sup>4</sup> Vgl. hierzu Abbildung 1. Diese bezieht sich auf den Investitionszeitpunkt 2025 und die kleinere Anlagengröße (100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität). Das Ergebnis ändert sich jedoch nicht grundlegend, wenn in 2030 oder in die größere Anlagengröße (250 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität) investiert wird. Lediglich bei synthetischem Kerosin wird im Optimistischen Szenario und für den Fall der Erlösobergrenze die Wirtschaftlichkeitsschwelle überschritten, wenn in die größere Anlage und/oder in 2030 investiert wird.

**Abbildung 3 Kapitalwert aller Produkte bei Investition im Jahr 2025 (Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität)**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. Bandbreiten ergeben sich durch die Annahme einer Erlösunter- und obergrenze.

### In vielen Fällen können Erlöse ausreichen, um laufende Betriebskosten sowie Transportkosten nach Europa zu decken

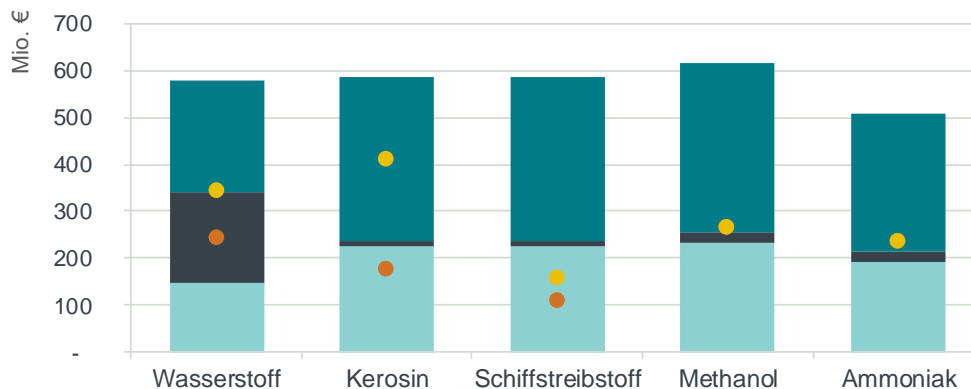
In vielen Fällen könnten die in den jeweiligen Zielmärkten erzielbaren Erlöse ausreichen, um die Betriebskosten der Anlagen (d. h. Betriebskosten auf allen Wertschöpfungsstufen<sup>5</sup> und Transportkosten) zu decken. In diesem Fall könnte – bei anderweitiger Finanzierung der Investitionskosten – der laufende Betrieb der Anlagen wirtschaftlich erfolgen.

Zur Illustration sind in Abbildung 4 die PtX-Kosten nach Kategorien (Investitionskosten (CAPEX), Betriebskosten (OPEX) und Transportkosten) als Balken sowie die erzielbaren Erlöse (obere/untere Werte als Punkte) dargestellt – exemplarisch für den Fall einer Investition im Jahr 2025 in eine Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. Sind die Erlöse (die dargestellten Punkte) höher als die OPEX (hellblauer Balken) und Transportkosten (schwarzer Balken), werden die laufenden Betriebskosten durch die Erlöse gedeckt. Bei Wasserstoff ist dies der Fall, sofern ein grüner Mehrwert realisiert werden kann (obere Grenze der Erlöse). Bei Methanol, Ammoniak und Kerosin (bei Letzterem mit Ausnahme der Erlösuntergrenze im Referenzszenario) können in beiden Szenarien alle laufenden Kosten gedeckt werden.

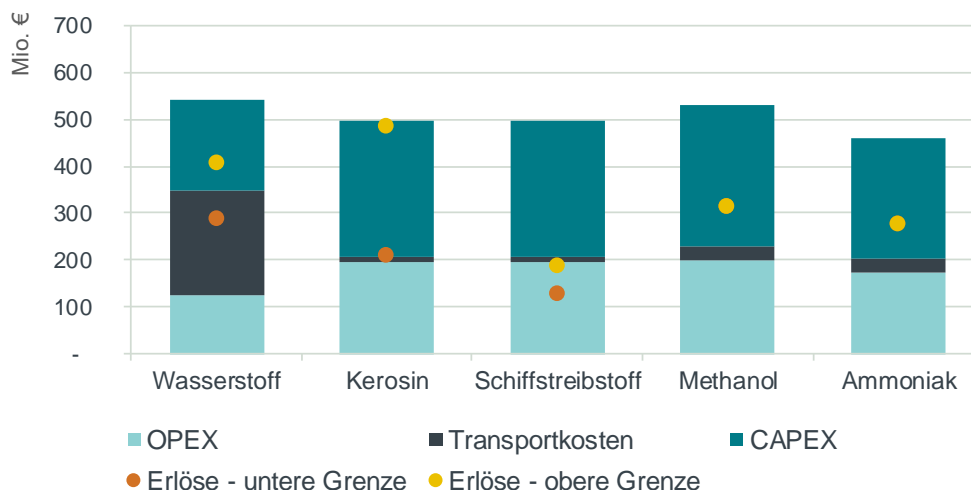
<sup>5</sup> Anmerkung: In der Kalkulation werden Investitionskosten für die Anlagen zur Erzeugung des erneuerbaren Stroms als Kapitalkosten definiert, Stromkosten gehen also nicht vollständig als variable Kosten in die Berechnung ein. Im Hauptteil des Berichts wird zusätzlich eine Variante betrachtet, bei der die Kosten der Stromerzeugung – aus Perspektive der weiteren Umwandlung – vollständig als laufende Kosten angesehen werden (Abschnitt 4.2.1).

**Abbildung 4 Diskontierte Kosten (CAPEX, OPEX und Transportkosten) und Erlöse**

**Referenzszenario**



**Optimistisches Szenario**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. CAPEX umfassen die Investitionskosten der Elektrolyse- und Syntheseeinrichtungen, den CAPEX-Anteil der Stromkosten sowie den CAPEX-Anteil der Kosten der CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus DAC. OPEX umfasst die übrigen Kosten. Die Abbildung entspricht der „Variante 1“ im Abschnitt 4.2.1.

**Wesentliche Kostentreiber sind die EE-Erzeugungskosten, Kosten der CO<sub>2</sub>-Gewinnung sowie – im Fall von Wasserstoff – die Transportkosten**

Den größten Anteil an den Herstellungskosten machen bei allen betrachteten PtX-Produkten die Stromgestehungskosten aus (ca. 40 % bis 52 %).

Bei den flüssigen PtX-Produkten (Kerosin, Schiffsdiesel, Methanol) ist darüber hinaus das für die Fischer-Tropsch-Synthese bzw. die Methanolsynthese benötigte CO<sub>2</sub> ein bedeutender Kostenfaktor. Wird CO<sub>2</sub> aus der Luft gewonnen (im sogenannten „Direct Air Capture“-Verfahren), machen die damit verbundenen Kosten etwa ein Viertel der gesamten Herstellungs- und Transportkosten der PtX-Derivate aus. Wird hingegen das CO<sub>2</sub> in konzentrierter Form gewonnen, beispielsweise aus Biogasanlagen oder aus Industrieabluft, sinken die CO<sub>2</sub>-Kosten

um etwa 80 % und machen somit lediglich 6-8 % der gesamten Herstellungs- und Transportkosten der PtX-Derivate aus.

Die Transportkosten der betrachteten PtX-Derivate haben bei einem potenziellen Export nach Europa nur einen kleinen Einfluss auf die Gesamtkosten. Lediglich bei grünem Wasserstoff stellt der Transport einen bedeutsamen Kostenfaktor zwischen 35-43 % der Gesamtkosten dar.

In den Berechnungen wird angenommen, dass der in Nordafrika hergestellte Wasserstoff in Ammoniak umgewandelt, als Ammoniak verschifft und im Zielhafen in Deutschland wieder in Wasserstoff zurückgewandelt wird. Alternativ könnte der Wasserstoff ggf. auch über (z. T. bestehende) Gaspipelines nach Deutschland transportiert werden. Betrachtet werden allerdings Investitionen in den nächsten 5-10 Jahren. In diesem Zeithorizont ist es unwahrscheinlich, dass eine Pipeline-Infrastruktur zum Transport von Wasserstoff von Nordafrika nach Deutschland zur Verfügung steht.

### Wesentlich für die Kalkulation sind auch Annahmen zur Anlagenauslegung in der Phase des Markthochlaufs

Einen weiteren Einfluss auf die Herstellungskosten der PtX-Produkte hat die Größe der Produktionsanlagen. Bei größeren Anlagen können Skaleneffekte realisiert werden, und die spezifischen Kosten der Produkte (pro Einheit des Endprodukts) fallen niedriger aus.

Ein Vergleich der Business Case Analysen für den Fall einer Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität (und entsprechend abgestimmter Kapazität der weiteren Umwandlungsprozesse) und einer Anlage mit 250 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität zeigt, dass der durchschnittliche Förderbedarf pro Einheit der meisten Produkte bei der größeren Anlage um ca. 8-34 % niedriger ist, als bei der kleineren Anlage. Nichtsdestotrotz wird die Produktion der PtX-Produkte auch für den Fall der 250 MW<sub>el</sub>-Anlage im betrachteten Zeitraum nicht ohne weitere Maßnahmen wirtschaftlich – mit Ausnahme für synthetisches Kerosin, das die Wirtschaftlichkeitsgrenze im Optimistischen Kostenszenario und für den Fall der Einpreisung des grünen Wertes marginal überschreitet.

Es sei darauf hingewiesen, dass im Vergleich (z. B. zu existierenden Anlagen bei der konventionellen Ammoniakherstellung) die betrachteten Anlagengrößen von 100 MW<sub>el</sub> und 250 MW<sub>el</sub> noch klein sind.<sup>6</sup> Bei kleinen Anlagen mit relativ geringen Produktionsvolumina bestehen weitere Kostenrisiken, die in den Rechnungen ggf. nicht vollständig reflektiert sind: So sind die ermittelten Kostenparameter für im Vergleichsmaßstab kleine und neuartige Anlagen mit hohen Unsicherheiten behaftet. Zudem können entlang der Wertschöpfungskette bestimmte Investitionen mit sprunghaften Kosten (hohe „Einmalkosten“ z. B. in Hafeninfrastruktur) entstehen, die nur dann wirtschaftlich sind, wenn diese Anlagen längerfristig und mit ansteigenden Auslastungen betrieben werden.

<sup>6</sup> So beziehen sich die Berechnungen beispielsweise auf eine Produktion von 138-185 Tagestonnen Ammoniak im Fall der 100 MW<sub>el</sub>-Anlage und auf 344-462 Tagestonnen im Fall der 250 MW<sub>el</sub>-Anlage (vgl. Tabelle 12 und Tabelle 13 in Anhang B.1). Für die konventionelle Ammoniakherstellung nennt dagegen z. B. Thyssenkrupp Referenzanlagen mit einer Produktion von 600 bis 3300 Tagestonnen (Thyssenkrupp (2020)).

Andererseits könnten bei einer weitergehenden Vergrößerung der Anlagenauslegung zukünftig potenziell weitere Skaleneffekte gehoben werden.

### Aufgrund zukünftiger Kostendegressionen sowie einem möglichen Anstieg der Preise der fossilen Alternativprodukte kann sich die Wirtschaftlichkeit der PtX-Produkte in der Zukunft verbessern

Es ist zu erwarten, dass sich die Wirtschaftlichkeit der Produkte im Zeitablauf verbessert.

So fällt beispielsweise die Kostenunterdeckung bei Ammoniak bei Investition im Jahr 2030 um 23-26 % geringer aus als bei Investition im Jahr 2025. Kerosin kommt bei Investition im Jahr 2030 im Optimistischen Szenario auf einen leicht positiven Kapitalwert, sofern zusätzlich der Fall der Erlösobergrenze betrachtet wird. In allen anderen Fällen ist jedoch auch bei Investition im Jahr 2030 keines der betrachteten Produkte wirtschaftlich.

Der wesentliche Treiber für die verbesserte Wirtschaftlichkeit sind niedrigere Investitionskosten aufgrund erwarteter Kostendegressionen, insbesondere bei der Stromerzeugung und der Wasserstoffelektrolyse. Zudem führen über die Zeit tendenziell ansteigende Preise der fossilen Alternativprodukte zu höheren Erlösmöglichkeiten.<sup>7</sup>

### Die Wirtschaftlichkeit grüner H<sub>2</sub>-Produkte wird auch stark durch die zukünftigen Preise der Alternativprodukte und die Zahlungsbereitschaft für den grünen Wert der Produkte getrieben

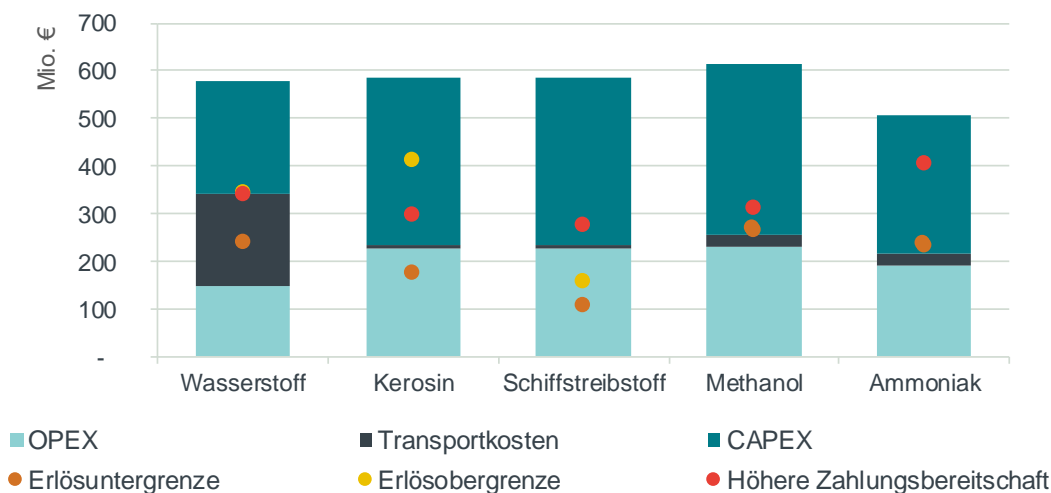
Die Wirtschaftlichkeit der grünen Wasserstoffprodukte hängt neben den Herstellungs- und Transportkosten maßgeblich davon ab, welche Erlöse die Produkte erzielen können. Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen einer Sensitivität untersucht, welchen Einfluss es hat, wenn für alle Produkte eine Zahlungsbereitschaft für den grünen Wert des Produktes i. H. v. 140 €/t CO<sub>2</sub> (vermeidene CO<sub>2</sub>-Emissionen) besteht (vgl. Abbildung 5).<sup>8</sup> In diesem Fall verbessert sich insbesondere die Wirtschaftlichkeit von grünen Produkten, die emissionsintensive fossile Produkte ersetzen können – wie synthetischer Schiffsdiesel und synthetischer Ammoniak. Im Optimistischen Szenario wird synthetischer Ammoniak bei der höheren Zahlungsbereitschaft i. H. v. 140 €/t CO<sub>2</sub> wirtschaftlich. Die anderen Produkte sind trotz der hohen Zahlungsbereitschaft sowohl im Referenz- als auch im Optimistischen Szenario weiterhin unwirtschaftlich.

<sup>7</sup> Langfristig ist von einem steigenden Preistrend der fossilen Alternativprodukte auszugehen. Je nach konjunktureller Entwicklung kann es kurz- und mittelfristig auch zu sinkenden Preisen kommen, wie beispielsweise aktuell als Auswirkung der Corona-Krise.

<sup>8</sup> Die 140 €/t CO<sub>2</sub> entsprechen einem Schätzer für die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von Biodiesel (siehe Erläuterungen in Abschnitt 2.1), mit dem die Zahlungsbereitschaft für den grünen Wert von Wasserstoff abgeschätzt wird (Erlösobergrenze für Wasserstoff in Tabelle 1). Im Rahmen der Sensitivität mit der höheren Zahlungsbereitschaft wird gezeigt, welche Auswirkungen es auf die Wirtschaftlichkeit aller betrachteten PtX-Produkte hat, wenn alle Produkte diesen zusätzlichen grünen Wert generieren können.



**Abbildung 5 Diskontierte Kosten und Erlöse bei höherer Zahlungsbereitschaft – Referenzszenario**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. Erlöse bei höherer Zahlungsbereitschaft ergeben sich aus dem Preis des fossilen Alternativprodukts zuzüglich eines CO<sub>2</sub>-Preises von 140 €/tCO<sub>2</sub>. Beim Schiffstreibstoff wurde hierfür der Preis für fossilen Schiffsdiesel verwendet. CAPEX umfassen die Investitionskosten der Elektrolyse- und Syntheseanlagen, den CAPEX-Anteil der Stromkosten sowie den CAPEX-Anteil der Kosten der CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus DAC. Die Umwandlungs- und Rückumwandlungskosten von Wasserstoff werden unter Transportkosten zusammengefasst.

### Insgesamt erweisen sich mittelfristig als vielversprechendste Produkte synthetischer Ammoniak, synthetisches Methanol und synthetisches Kerosin

Insgesamt erweisen sich von den betrachteten Produkten mittelfristig der Import von synthetischem Ammoniak und synthetischem Kerosin am vielversprechendsten – in Bezug auf Kerosin gilt dies, sofern ein Preis erzielt werden kann, der den grünen Wert des synthetischen Kerosins reflektiert, z. B. entsprechend dem Biokerosin-Preis.

Der Import von synthetischem Methanol als Grundstoff für industrielle Prozesse könnte ebenso eine Option sein, sofern das für die Methanolsynthese benötigte CO<sub>2</sub> aus Industrieprozessen gewonnen wird statt aus der Luft. In diesem Fall ist die Kostendeckungslücke bei der Herstellung von synthetischem Methanol etwas geringer als bei der Herstellung von Ammoniak (für das kein CO<sub>2</sub> benötigt wird).

Der Import von Wasserstoff per Schiff ist mit hohen Transportkosten verbunden und somit aus Kostengesichtspunkten nicht das wirtschaftlichste Produkt. Als ersten Schritt in Richtung des Aufbaus eines internationalen Wasserstoff-Handels erscheint es daher ggf. naheliegender, Wasserstoff als Ammoniak zu verschiffen und im Zielmarkt – wenn möglich – direkt zu nutzen, anstatt den Ammoniak im Importland in Wasserstoff zurück zu wandeln.

Gemäß den Wirtschaftlichkeitsanalysen ist die Produktion von synthetischem Schiffsdiesel am wenigsten rentabel. Derzeit ist die Zahlungsbereitschaft für grüne Brennstoffe im Schiffsverkehr (noch) gering. Dies deckt sich mit dem aktuellen Stand der Emissionsreduktions-Bemühungen im Schiffsverkehr, die sich kurz- und

mittelfristig auf eine Erhöhung der Energieeffizienz und den Einsatz von emissionsärmeren konventionellen Kraftstoffen (LNG) fokussieren.



# 1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG

Im Auftrag des Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) wird in der vorliegenden Studie die Wirtschaftlichkeit von möglichen zukünftigen Power-to-X (PtX)-Produkten untersucht, die in Nordafrika produziert werden und im europäischen Zielmarkt Verwendung finden.

## 1.1 Hintergrund

### Schlüsselrolle von PtX-Produkten für die Erreichung der Klimaschutzziele

Dem Einsatz von Wasserstoff und dessen Folgeprodukten (PtX-Produkten) kommt beim Erreichen der ambitionierten Klimaschutzziele, die sich Deutschland gesetzt hat, eine Schlüsselrolle zu. Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 % (gegenüber dem Basisjahr 1990) zu senken; bis 2050 soll eine Emissionsminderung um mindestens 80-95 % erreicht werden.<sup>9</sup>

Dies bedeutet, dass auch in schwer elektrifizierbaren Sektoren (wie z. B. der Luftfahrt) sowie bei prozessbedingten Emissionen in der Industrie, langfristig das Ziel der Klimaneutralität erreicht werden muss.

Grüner Wasserstoff, also Wasserstoff, der auf Basis von Strom aus regenerativen Quellen gewonnen wird, sowie dessen Folgeprodukte können als synthetische Kraft- und Brennstoffe sowie als Grundstoffe in industriellen Prozessen (z. B. bei der Ammoniak-Herstellung, in der Stahlindustrie, in Raffinerien und der chemischen Industrie) eingesetzt werden.

### Internationaler Handel von PtX-Produkten bietet Chancen für exportierende und importierende Länder

Der hohe zukünftige Bedarf an PtX-Produkten kann aus Sicht der Bundesregierung aufgrund des begrenzten Potenzials für erneuerbare Energien in Deutschland nicht ohne Importe gedeckt werden.<sup>10</sup> Zudem sind die Erzeugungskosten des grünen Stroms ein bedeutender Kostenfaktor bei der Herstellung von PtX-Produkten. Die Herstellung von PtX-Produkten an für die Stromerzeugung vorteilhaften Standorten birgt daher erhebliche Kostenvorteile gegenüber einer Produktion in Deutschland.<sup>11</sup> Eine Region, die sich sowohl aufgrund großer Potenziale für die Erzeugung von grünem Strom, als auch aufgrund vorteilhafter Standortbedingungen (hohe Sonneneinstrahlung, hohe Windgeschwindigkeiten) sowie ihrer geographische Nähe zu Europa als potenzieller Handelspartner anbietet, ist Nordafrika.<sup>12</sup>

Eine Kooperation bei der Bereitstellung von PtX-Produkten bietet sowohl für Deutschland, als auch für Nordafrika Chancen: Für nordafrikanische Länder ergeben sich Export- und Entwicklungspotenziale, Deutschland ist auf den Import

<sup>9</sup> BMU – Klimaschutz in Zahlen.

<sup>10</sup> Bundesregierung (2020), z. B. S. 4 und S.6.

<sup>11</sup> Siehe z. B. Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018).

<sup>12</sup> Frontier Economics (2018).

von grünen Energien angewiesen, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Zudem verfügen deutsche Unternehmen über das Know-How im Anlagenbau, das für den Aufbau der PtX-Industrien in den Partnerländern benötigt wird.

## 1.2 Zielsetzung

Für die praktische Realisierung einer solchen Zusammenarbeit ist es sinnvoll, Unternehmen mögliche wirtschaftliche Perspektiven für Investitionen in PtX-Anlagen in Nordafrika aufzuzeigen. Zudem soll eine Informationsgrundlage für politische Entscheidungsträger geschaffen werden.

Ziel der Studie ist es, die Kosten von Wasserstoff und Wasserstoffprodukten über die gesamte Wertschöpfungskette zu ermitteln, diese mit potenziellen Erlösen im Zielmarkt Deutschland zu vergleichen, und so die Wirtschaftlichkeit von PtX-Anlagen, bzw. die Höhe einer möglichen Deckungslücke, zu ermitteln.

Hierbei ist zu beachten, dass keine spezifischen Berechnungen für ein konkretes Projekt durchgeführt werden. So beziehen sich die Berechnungen z. B. nicht auf einen konkreten Standort in Nordafrika und sind deutlich weniger detailliert als dies für Investitionsrechnungen im Rahmen von Investitionsentscheidungen erforderlich wäre.

## 1.3 Aufbau des Berichts

Im Weiteren wird

- zunächst ein Überblick über die im Rahmen der Studie betrachteten PtX-Produkte und dessen Zielmärkte in Deutschland gegeben (Kapitel 2);
- die Wertschöpfungskette der einzelnen PtX-Produkte beschrieben (Kapitel 3);  
und
- das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsanalysen dargestellt (Kapitel 4).

## 2 ÜBERBLICK ÜBER DIE ZIELMÄRKTE DER BETRACHTETEN PtX-PRODUKTE

Untersucht werden die Business Cases von grünem Wasserstoff sowie den folgenden PtX-Derivaten:

- Synthetisches Kerosin
- Synthetischer Schiffstreibstoff („Synthetischer Schiffsdiesel“)
- Synthetisches Methanol
- Synthetischer Ammoniak

Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über die Verwendungsmöglichkeiten und damit die potenziellen Zielmärkte der unterschiedlichen synthetischen Produkte gegeben. Zudem wird beschrieben, welche Indikatoren für mögliche Erlöse aus der Vermarktung der PtX-Produkte in den Zielmärkten herangezogen werden können. Diese Erlösmöglichkeiten hängen substantiell vom regulatorischen Rahmen für PtX-Produkte im Zielmarkt ab.

Der regulatorische Rahmen befindet sich sowohl auf deutscher als auch auf EU-weiter Ebene im Wandel. So wurden die Berechnungen in dieser Studie beispielsweise vor Beschluss des deutschen Gesetzes zur Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote (im Mai 2021)<sup>13</sup> sowie vor Veröffentlichung des „Fit-for-55-Pakets“<sup>14</sup> auf EU-Ebene (im Juni 2021) durchgeführt. Je nach Umsetzung des Fit-for-55-Pakets (sowie weiteren regulatorischen Rahmenbedingungen) könnte sich für die betrachteten PtX-Derivate ein höherer grüner Mehrwert ergeben, als in den Berechnungen angenommen.<sup>15</sup> In diesem Kapitel werden die erlösseitigen Annahmen der Berechnungen beschrieben, sowie an einzelnen Stellen mögliche Auswirkungen kürzlicher regulatorischer Maßnahmen, bzw. diesbezüglicher Vorschläge, erläutert.

Der Fokus liegt in dieser Studie auf Sektoren, die grundsätzlich nicht oder nur schwer elektrifizierbar sind, d. h. dem Luft- und Schiffverkehr sowie der industriellen Verwendung von PtX-Produkten. Eine Verwendung der PtX-Produkte im Straßenverkehr wird im Rahmen dieser Studie nicht explizit betrachtet.

---

<sup>13</sup> Die Treibhausgas-(THG-)Minderungsquote ist das maßgebliche Instrument, über das in Deutschland die Vorgaben der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie für den Bereich des Straßenverkehrs umgesetzt wird. Durch die Anrechenbarkeit von grünem Wasserstoff in Raffinerien hat diese Quote (kurzfristig) auch Auswirkungen auf die potentiellen Erlöse von grünem Wasserstoff in diesem Anwendungsbereich (siehe Abschnitt 2.1).

<sup>14</sup> Das Fit-for-55-Paket ist ein Maßnahmenpaket auf EU-Ebene, mit dem das Ziel einer CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion von 55 % bis zum Jahr 2030 erreicht werden soll. Siehe <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/package-fit-for-55>.

<sup>15</sup> Die Auswirkungen einer höheren Zahlungsbereitschaft wird u. a. im Rahmen einer Sensitivitätsberechnung in Abschnitt 4.3.3. betrachtet.

## 2.1 Wasserstoff

### Verwendung von Wasserstoff

In Deutschland werden jährlich ca. 19 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a Wasserstoff verbraucht. Die konventionelle Erzeugung von Wasserstoff erfolgt dabei durch Erdgas-Dampfreformierung und geht mit einer Emission von ca. 8,9 t CO<sub>2</sub> je Tonne Wasserstoff einher.<sup>16</sup> Jährlich werden in Deutschland ca. 19 Mio. t CO<sub>2</sub> durch die Wasserstoffproduktion emittiert.<sup>17</sup>

Wasserstoff wird derzeit im Wesentlichen in Raffinerien, in der Stahlproduktion und in der chemischen Industrie eingesetzt:

- **Einsatz von Wasserstoff in Raffinerien** – Ca. 27 % des im Jahr 2015 in Deutschland produzierten Wasserstoffs wurde in Raffinerieprozessen eingesetzt.<sup>18</sup> Wasserstoff wird bei der Aufbereitung von Rohöl zum Hydrocracking<sup>19</sup>, Hydrotreating<sup>20</sup> und zur Entschwefelung verwendet. Der in Raffinerieprozessen benötigte Wasserstoff wird zum Teil als Nebenprodukt aus anderen Raffinerieprozessen gewonnen. Der verbleibende Netto-Wasserstoffbedarf beläuft sich auf etwa 22-40 %<sup>21</sup> des in Raffinerien insgesamt benötigten Wasserstoffs und wird momentan im Wesentlichen durch konventionell produzierten „fossilen“ Wasserstoff gedeckt. Dieser Bedarf könnte ohne jegliche Umrüstung der Raffinerieprozesse durch grünen Wasserstoff ersetzt werden.<sup>22</sup>
- **Einsatz von Wasserstoff in der Stahlindustrie** – Die Stahlerzeugung erfolgt heute maßgeblich mittels Eisenerzreduktion in Hochöfen. Kohlenstoff wird eingesetzt, um den Sauerstoff in den Eisenerzen durch Reduktion zu entfernen.<sup>23</sup> Bei der Stahlproduktion in Hochöfen handelt es sich um einen sehr emissionsintensiven Produktionsprozess.<sup>24</sup> Alternativ könnte grüner Wasserstoff zur Direktreduktion von Eisenerz (in Elektrolichtbogenöfen) verwendet werden. Dieses Verfahren soll in näherer Zukunft in Pilotprojekten getestet werden.<sup>25</sup> In einer Übergangszeit könnte Wasserstoff anteilig in bestehende Hochöfen eingeblasen werden, um Emissionen zu vermeiden.<sup>26</sup>

<sup>16</sup> IEA (2019d), S. 3. ENCON und LBST (2018) geben einen Schwankungsbereich von 8,96 - 12,60 t CO<sub>2</sub> je Tonne Wasserstoff an.

<sup>17</sup> ENCON und LBST (2018), S.2-3.

<sup>18</sup> ENCON und LBST (2018), S.11 (5,2 Mrd.m<sup>3</sup> von 19 Mrd. m<sup>3</sup>). Dena (2018 d) nennt einen Anteil des Raffinerieverbrauchs von ca. 40 % am in Deutschland produzierten Wasserstoff (ebenfalls für das Jahr 2015).

<sup>19</sup> „Auftrennung langkettiger Kohlenwasserstoffe, um niedrig siedende Fraktionen für Diesel und Benzin zu erhalten“ (ENCON und LBST (2018), S.11).

<sup>20</sup> „Reinigungsprozess des Rohöls von Schwermetallen und Schwefel“ (ENCON und LBST (2018), S.11).

<sup>21</sup> dena (2018 d) nennt einen Netto-Wasserstoffbedarf von 22 %, ENCON und LBST (2018), S.11 von 40 %. ENCON und LBST (2018) weisen darauf hin, dass die in der Literatur angegebenen Werte für den Netto-Wasserstoffbedarf in Raffinerien große Unterschiede aufweisen, da unterschiedliche Annahmen bezüglich der eingesetzten Technologien in den Raffinerie-Prozessen getroffen werden.

<sup>22</sup> Bundesregierung (2020), S.10-11.

<sup>23</sup> Wirtschaftsvereinigung Stahl (2020).

<sup>24</sup> Durch die Stahlproduktion in Deutschland werden jährlich ca. 67 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. emittiert (dena (2018 a)).

<sup>25</sup> Bundesregierung (2020), S.11.

<sup>26</sup> Bundesregierung (2020), S.22.

- **Einsatz von Wasserstoff in der chemischen Industrie** – Wasserstoff ist ein wichtiger Grundstoff in der chemischen Industrie und wird vor allem für die Produktion von Ammoniak und Methanol eingesetzt (siehe hierzu Abschnitte 2.4 und 2.5).

### Bestehende Regularien zur CO<sub>2</sub>-Reduktion von Wasserstoff

Die Herstellung von Wasserstoff, Raffinerieprozesse, die Stahlproduktion sowie die Ammoniak- und Methanolproduktion unterliegen dem EU-ETS. In Bereichen, in denen grüner Wasserstoff fossilen Wasserstoff 1:1 ersetzen kann, geht vom EU-ETS daher ein (vom Preis des EU-ETS und von den Kosten alternativer CO<sub>2</sub>-Vermeidungsmöglichkeiten abhängiger) Anreiz zum Einsatz von grünem Wasserstoff aus.

In der Stahlproduktion ist dies allerdings nur bedingt der Fall. Die dena weist darauf hin, dass nach aktuellem Stand der Emissionshandelsrichtlinie für den Prozess der Direktreduktion von Eisenerz eine geringere Anzahl an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten kostenlos zugeteilt würde als für das Hochofen-Verfahren. Daher bietet das EU-ETS derzeit keinen großen Anreiz zur Verfahrensumstellung in der Stahlproduktion.<sup>27</sup>

In Raffinerien kann, gemäß der Renewables Energy Directive vom 11. Dezember 2018 (RED II), der Einsatz von grünem Wasserstoff bis zum Jahr 2030 zur Erfüllung des Mindestanteils von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor beitragen. Entsprechend der nationalen Umsetzung der RED II in Deutschland ist der Einsatz von grünem Wasserstoff in Raffinerien (Vermeidung von Upstream CO<sub>2</sub>-Emissionen) auf das THG-Minderungsziel im Straßenverkehr bis zum Jahr 2026 möglich.<sup>28</sup>

### Anlegbare Preise für grünen Wasserstoff

Grüner Wasserstoff, der fossilen Wasserstoff in Raffinerieprozessen oder der Stahlindustrie ersetzt, kann mindestens zum Preis für fossilen Wasserstoff abgesetzt werden.

Für den Einsatz von grünem Wasserstoff in Raffinerien entsteht durch die mögliche Anrechenbarkeit auf die THG-Quote bis zum Jahr 2026 ein zusätzlicher Anreiz. Durch die Option der Anrechnung auf die THG-Minderungsquote steht der Einsatz von grünem Wasserstoff in Raffinerien in Konkurrenz zu anderen Erfüllungsoptionen der Quote. Die Zahlungsbereitschaft für den „grünen Wert“ des grünen Wasserstoffs hängt dann also von den Kosten der anderen Erfüllungsoptionen, beispielsweise über die Beimischung von Biokraftstoffen, ab.

Im Rahmen der Business Case Analysen wird vereinfacht angenommen, dass durch den Einsatz von Wasserstoff in Raffinerien der Einsatz von Biokraftstoffen vermieden wird und sich der grüne Wert des Wasserstoffs an den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von Biokraftstoffen orientiert. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von Biokraftstoffen werden anhand des heutigen Preisunterschieds zwischen Biodiesel und konventionellem Diesel abgeschätzt.

<sup>27</sup> dena (2018 a).

<sup>28</sup> Siehe Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote (Gesetzesbeschluss Mai 2021).

## 2.2 Kerosin

### Die Rolle von Kerosin im Luftverkehrssektor

Der weltweite Flugverkehr emittiert 918 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich.<sup>29</sup> Da mit einem weiteren Wachstum der Branche gerechnet wird, ist zukünftig – trotz möglicher Steigerungen im Bereich der Energieeffizienz – ohne weitere gegensteuernde Maßnahmen mit einem weiteren Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Luftverkehr zu rechnen.<sup>30</sup>

Im Flugverkehr wird nahezu ausschließlich konventionell erzeugtes Kerosin eingesetzt, in kleinen Mengen wird teilweise Biokerosin beigemischt.<sup>31</sup> Im Jahr 2018 belief sich die weltweite Produktion von Biokerosin auf 15 Mio. Liter, was weniger als 0,1 % der Gesamtnachfrage nach Luftfahrttreibstoffen entsprach.<sup>32</sup>

Aufgrund der technischen Anforderungen an Luftfahrttreibstoffe ist Kerosin schwer zu ersetzen. Kerosin weist eine hohe volumetrische Energiedichte (Energieinhalt pro Volumeneinheit), eine hohe gravimetrische Energiedichte (Energieinhalt pro Masse) und eine gute Speicherfähigkeit aus.<sup>33</sup>

Synthetisch hergestelltes Kerosin teilt diese Eigenschaften des fossilen Kerosins und kann daher fossiles Kerosin 1:1 ersetzen. Auch in der deutschen Nationalen Wasserstoffstrategie wird darauf hingewiesen, dass „insbesondere der Luftverkehr auf absehbare Zeit auf Flüssigkraftstoffe angewiesen sein wird“ und dem „Einsatz von erneuerbarem Kerosin im Luftverkehr aus Klimaschutzsicht eine wichtige Rolle“ zukommt.<sup>34</sup>

### Bestehende Regularien zur CO<sub>2</sub>-Reduktion im Luftverkehrssektor

Der innereuropäische Flugverkehr unterliegt seit dem Jahr 2012 dem EU-ETS.<sup>35</sup> Darüber hinaus gilt in Deutschland ab dem Jahr 2026 eine Quote für strombasiertes, grünes Kerosin und auf europäischer Ebene ist eine Quote für nachhaltiges Kerosin geplant:

- **Deutsche Quote für synthetisches Kerosin ab 2026** – Ab dem Jahr 2026 gilt in Deutschland gemäß dem Bundesimmissionsschutzgesetz eine Mindestquote für strombasierte Flugturbinenkraftstoffe, die von 0,5 % im Jahr 2026 auf 2 % in 2030 ansteigt. Bei Nicht-Erfüllung muss eine Pönale von 70 €/GJ (ca. 2,408 €/Liter) gezahlt werden.<sup>36</sup>
- **Europäische Quote für nachhaltiges Kerosin ab 2025 geplant** – Gemäß dem im Rahmen des Fit-for-55-Pakets veröffentlichten „Refuel EU Aviation“-Vorschlag soll ab 2025 eine EU-weite Quote für nachhaltige Flugturbinenkraftstoffe (sustainable aviation fuels (SAF)) eingeführt werden.

<sup>29</sup> Graver et al. (2019).

<sup>30</sup> IEA (2019b).

<sup>31</sup> Der erste Flug mit beigemischt Biokerosin wurde im Jahr 2008 durchgeführt (IEA (2019b)).

<sup>32</sup> IEA (2019b).

<sup>33</sup> dena (2018 b).

<sup>34</sup> Bundesregierung (2020), S. 19.

<sup>35</sup> dena (2018 b).

<sup>36</sup> Siehe Bundesimmissionsschutzgesetz § 37a ([https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/\\_37a.html](https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/_37a.html)).



Ab dem Jahr 2030 soll zudem eine Unterquote für nachhaltige strombasierte Flugkraftstoffe von zunächst 0,7 % eingeführt werden. Bis zum Jahr 2050 soll diese Unterquote gemäß dem Vorschlag auf 28 % ansteigen.

Zudem hat sich die internationale Luftfahrtbranche (International Civil Aviation Organization (ICAO)) mit dem Offsetting-System CORSIA im Jahr 2016 eine rechtlich unverbindliche Selbstverpflichtung zur CO<sub>2</sub>-Reduktion gesetzt. Demnach soll der Luftverkehr ab 2021 CO<sub>2</sub>-neutral wachsen, und bis 2050 sollen die jährlichen Emissionen gegenüber dem Niveau von 2005 halbiert werden.<sup>37</sup> Die Teilnahme an dem Programm ist jedoch zunächst freiwillig und bezieht sich nur auf internationale Flüge. Inländische Flüge unterliegen weiterhin den Regularien des jeweiligen Landes.<sup>38</sup>

Weitere Anreize für den Einsatz von synthetischen Flugkraftstoffen könnten durch die im Rahmen des Fit-for-55-Pakets anvisierte Reform der Energiesteuerrichtlinie entstehen, sofern die vorgeschlagene Differenzierung der Besteuerung von fossilem und grünem Kerosin entsprechend umgesetzt wird.

### Anlegbare Preise für synthetisches Kerosin

Synthetisches Kerosin ersetzt konventionell erzeugtes „fossiles“ Kerosin. Synthetisches Kerosin kann also mindestens zum Preis von konventionellem Kerosin abgesetzt werden.

Da der innereuropäische Flugverkehr dem EU-ETS unterliegt, kann synthetisches Kerosin im europäischen Flugverkehr mindestens zum Preis von fossilem Kerosin, zuzüglich den gesparten CO<sub>2</sub>-Kosten durch Einsatz des emissionsfreien grünen Kerosins, abgesetzt werden.<sup>39</sup>

Vor dem Hintergrund der Selbstverpflichtungserklärung der internationalen Luftfahrtbranche, der bisherigen Entwicklungen im Bereich der Beimischung von Biokerosin, sowie den zukünftig geltenden Quoten für synthetisches Kerosin und der geplanten Reform der Energiesteuerrichtlinie ist davon auszugehen, dass zukünftig die Zahlungsbereitschaft für grünes Kerosin den Preis für fossiles Kerosin (zuzüglich dem EU-ETS-Preis) übersteigt.

Im Rahmen der Business Case Analysen werden als mögliche erzielbare Preise für synthetisches Kerosin eine Bandbreite zwischen dem Preis von fossilem Kerosin und dem Preis für Biokerosin angesetzt. Angesichts der regulatorischen Entwicklungen in den letzten Monaten ist der Preisaufschlag für Biokerosin (gegenüber fossilem Kerosin) eher als konservative Orientierungsgröße für den grünen Mehrwert von synthetischem Kerosin zu verstehen.

---

<sup>37</sup> LBST (2016), S.10-11.

<sup>38</sup> Klimaschutz-Portal (2020).

<sup>39</sup> Der Preis von fossilem Kerosin inklusive EU-ETS-Preis läge zwischen dem angenommenen Preis von fossilem Kerosin und dem angenommenen Preis von Biokerosin und liegt daher innerhalb der in den Berechnungen angenommenen Bandbreite an Erlösmöglichkeiten für synthetisches Kerosin.

## 2.3 Schiffskraftstoffe

### Verwendung von Kraftstoffen im Schiffsverkehr

In der Schifffahrt kommen im Wesentlichen Schweröl und Diesel als Kraftstoffe zum Einsatz. Rund 90 % der gesamten Frachtschiff flotte wird mit Schweröl<sup>40</sup> angetrieben, in Küstennähe und in der Binnenschifffahrt werden leichtere Treibstoffe wie Marinedieselöl („Marine Diesel Oil“ - MDO) verwendet. Seit 2020 gilt eine weltweite Schwefelobergrenze für Schiffstreibstoffe von 0,5 %. Schweröle mit einem höheren Schwefelanteil dürfen nur in Verbindung mit einem Abgasreinigungssystem (Scrubber) eingesetzt werden. In Küstennähe („Emission Control Areas“) dürfen nur Treibstoffe mit einem Schwefelanteil von max. 0,1 % eingesetzt werden.<sup>41</sup>

In den Jahren 2007-2012 wurden jährlich im Durchschnitt ca. 1.000 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> durch die Schifffahrt emittiert, was einem Anteil von 3,1 % an den globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen entspricht.<sup>42</sup> Schweröl steht nicht nur wegen seiner hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Kritik, sondern auch aufgrund weiterer Schadstoffe wie Schwefel- und Stickoxide sowie Feinstaub. In der Debatte um die Reduzierung der Emissionen werden für die kurze und mittlere Frist hauptsächlich Energieeffizienzmaßnahmen und der Einsatz von verflüssigtem Erdgas (LNG) diskutiert.<sup>43</sup> Für die Verwendung von LNG müssen herkömmliche Schiffsmotoren umgerüstet werden; zudem entweicht Methan („Methanschlupf“), das klimaschädlicher ist als Kohlendioxid. Alternative Treibstoffe wie Methanol, Ammoniak und Wasserstoff werden bislang nur sehr vereinzelt verwendet.

Synthetischer Diesel, der mithilfe des Fischer-Tropsch-Verfahrens hergestellt wird, könnte in Dieselmotoren ohne Modifikationen an den Motoren eingesetzt werden. Die International Maritime Organization (IMO) identifiziert klimaneutrale Treibstoffe als langfristige Maßnahme, um die Dekarbonisierung im Schiffsverkehr in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts zu prüfen.<sup>44</sup>

### Bestehende Regularien zur CO<sub>2</sub>-Reduktion in der Schifffahrt

Bislang bestehen noch keine verbindlichen regulatorischen Maßnahmen, z. B. in Form einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung von Schweröl oder einzuhaltender CO<sub>2</sub>-Grenzwerte, zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Schifffahrt. Im Rahmen des Fit-for-55-Pakets wurde jedoch vorgeschlagen, die maritime Schifffahrt in das EU-ETS miteinzubeziehen. Zudem würde die anvisierte Revision der Energiesteuerrichtlinie mit einer Steuerdifferenzierung zwischen fossilen und grünen Kraftstoffen zusätzliche Anreize zur CO<sub>2</sub>-Reduktion in der Schifffahrt setzen. Des Weiteren setzt die ebenfalls im Rahmen des Fit-for-55-Pakets veröffentlichte „Refuel EU Maritime Initiative“ bis 2050 zunehmende Grenzwerte für die THG-Intensität der Energie, die an Bord von Schiffen eingesetzt wird.

<sup>40</sup> Intermediate Fuel Oil 380 (IFO380) mit 3,5 % Schwefelanteil und Very Low Sulphur Fuel Oil (VLSFO) mit 0,5 % Schwefelanteil.

<sup>41</sup> IMO (2020a).

<sup>42</sup> IMO (2014), S. 57.

<sup>43</sup> Wurster et al. (2014).

<sup>44</sup> IMO (2020b).



Auf freiwilliger Basis hat die IMO 2018 eine Treibhausgasminderungsstrategie beschlossen, nach der die CO<sub>2</sub>-Emissionen je Verkehrsleistung des internationalen Schiffverkehrs um mindestens 40 % bis 2030 und im besten Fall um 70 % bis 2050 gegenüber 2008 gesenkt werden sollen.<sup>45</sup> Die Ziele sind allerdings nicht rechtlich bindend. Weiterreichende Maßnahmen werden momentan verhandelt und sollen ab Ende 2022 in Kraft treten.

### Anlegbare Preise für PtL-Kraftstoffe in der Schifffahrt

PtL-Kraftstoffe in der Schifffahrt konkurrieren direkt mit den fossilen Schifffahrtskraftstoffen, d. h. mit Schweröl im internationalen Schiffsverkehr und mit Schiffsdiesel in der Binnenschifffahrt sowie der Schifffahrt in Küstennähe.

Eine darüber hinaus gehende Zahlungsbereitschaft für den grünen Wert der PtL-Treibstoffe ist z. B. aus Image- und Werbungsgründen in einigen Fällen denkbar (z. B. bei Passagierschiffen wie Fähren oder Kreuzfahrtschiffen oder auch im Gütertransport, wenn bestimmte Kunden bereit sind, für den „grünen“ Transport einen Preisaufschlag zu zahlen). Da es jedoch bislang keine rechtlich bindenden regulatorischen Maßnahmen gibt, die eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Schifffahrt beschleunigen, werden in der Analyse nur die Preise der fossilen Alternativprodukte als potenziell erzielbare Preise für PtL im Schiffsverkehr berücksichtigt. Bei Umsetzung des Fit-for-55-Pakets könnten PtL-Kraftstoffe jedoch auch in der Schifffahrt einen durch regulatorische Maßnahmen gesetzten grünen Mehrwert erzielen.

## 2.4 Methanol

### Verwendung von Methanol

Methanol ist einer der bedeutsamsten Grundstoffe in der chemischen Industrie. Auf Basis von Methanol wird beispielsweise Formaldehyd, Ameisensäure, Essigsäure und Methylmethacrylat (Grundstoff für Plexiglas) hergestellt.<sup>46</sup> Zudem wird Methanol zu Ethylen und Propylen (chemische Zwischenprodukte, die u. a. in der Kunststoffherstellung eingesetzt werden) weiterverarbeitet.<sup>47</sup>

In Deutschland wurden im Jahr 2018 über eine Mio. Tonnen Methanol sowie ca. 4,8 Mio. t Ethylen und ca. 3,7 Mio. t. Propylen hergestellt.<sup>48</sup>

Bei der herkömmlichen erdgasbasierten Produktion von einer Tonne Methanol werden 0,85 Tonnen CO<sub>2</sub> freigesetzt.<sup>49</sup>

Neben dem Einsatz in der chemischen Industrie gibt es weitere Verwendungsmöglichkeiten von Methanol, z. B. im Verkehrssektor, die im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet werden. So kann Methanol beispielsweise auch als Schiffstreibstoff eingesetzt werden oder zu Benzin oder Kerosin weiterverarbeitet werden. Auch ein Direkteinsatz von Methanol im

<sup>45</sup> IMO (2018).

<sup>46</sup> RP-Energie-Lexikon (2020).

<sup>47</sup> dena (2018 c).

<sup>48</sup> VCI (2019).

<sup>49</sup> DECHEMA (2017), S. 66.

Straßenverkehrssektor, z. B. über eine Beimischung des Methanols zu Ottokraftstoffen oder einen Einsatz in Brennstoffzellen, ist aus technischer Sicht möglich.<sup>50</sup> Des Weiteren wird Methanol in Raffinerien zur Herstellung von Kraftstoffzusätzen (Antiklopfmittel) verwendet.

### Bestehende Regularien zur CO<sub>2</sub>-Reduktion bei der Methanol-Herstellung

Die Produktion von Methanol unterliegt dem EU-ETS.

Für die im Rahmen dieser Studie betrachteten Anwendungsgebiete von Methanol (Einsatz in der chemischen Industrie) gibt es momentan keine darüber hinaus gehenden weiteren regulatorischen Maßnahmen, die einen Anreiz zur CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion bei der Methanol-Herstellung setzen würden.

### Anlegbare Preise für grünes Methanol

Grünes Methanol kann fossiles Methanol als Grundstoff in der chemischen Industrie unmittelbar ersetzen. Für grünes Methanol kann bei Verwendung in der chemischen Industrie also der Preis für fossiles Methanol, zuzüglich EU-ETS-Preis, erzielt werden. Eine Zahlungsbereitschaft für den grünen Wert des Produktes, der über diesen Preis hinausgeht, ist bei Verwendung in der chemischen Industrie ohne weitere Regularien derzeit eher unwahrscheinlich.

## 2.5 Ammoniak

### Verwendung von Ammoniak

Ammoniak (NH<sub>3</sub>) wird aus Wasserstoff und Stickstoff synthetisiert. Ammoniak findet überwiegend in der Herstellung von Düngemitteln Anwendung, aber auch z. B. bei der Herstellung von Chemikalien, Sprengstoffen, Fasern und Plastik, Papier und Arzneimitteln.<sup>51</sup>

Im Jahr 2018 wurden in Deutschland 2,58 Millionen Tonnen Ammoniak hergestellt.<sup>52</sup> Bei der Produktion von einer Tonne konventionell, auf Basis von Erdgas, hergestelltem Ammoniak werden ca. 1,8 Tonnen CO<sub>2</sub> emittiert.<sup>53</sup>

### Bestehende Regularien zur CO<sub>2</sub>-Reduktion bei der Ammoniak-Herstellung

Die Produktion von Ammoniak unterliegt dem EU-ETS. Darüber hinaus gibt es momentan keine weiteren regulatorischen Maßnahmen, die einen Anreiz zur CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion bei der Ammoniak-Herstellung setzen würden.

<sup>50</sup> Pichlmaier et al. (2019).

<sup>51</sup> skw.piesteriz.(2020).

<sup>52</sup> Wasserfrei ber. auf N, VCI (2019), S. 17.

<sup>53</sup> Fleiter et al. (2013), S. 107. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen setzen sich aus indirekten Emissionen (Strom, 192 kt CO<sub>2</sub>-eq), direkten energiebedingten Emissionen (1161 kt CO<sub>2</sub>-eq.) und prozessbedingten Emissionen (429 kt CO<sub>2</sub>-eq.) zusammen.

## Anlegbare Preise für synthetischen, „grünen“ Ammoniak

Grüner Ammoniak kann fossilen Ammoniak unmittelbar ersetzen, dessen Produktion dem EU-ETS unterliegt. Grüner Ammoniak kann daher zum Preis von fossilem Ammoniak, zuzüglich des EU ETS Preises, abgesetzt werden. Ob eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für den „grünen Wert“ des grünen Ammoniaks besteht, ist derzeit eher fraglich, da die Ammoniak-Produktion im weltweiten Wettbewerb steht.

## 2.6 Übersicht über die angenommenen Erlösindikatoren für die PtX-Produkte

Eine Übersicht der betrachteten Anwendungsfälle der PtX-Produkte sowie deren Erlösindikatoren und Preise im Jahr 2020 ist in Tabelle 2 dargestellt. Weitere quantitative Annahmen für die Preise von Alternativprodukten, die als Erlösindikatoren herangezogen werden, befinden sich im Anhang A.6.

Für die Preise von fossilem Methanol und fossilem Ammoniak werden europäische Preise verwendet, in die der EU-ETS Preis bereits eingepreist ist (siehe Anhang A.6).

**Tabelle 2** Übersicht über die betrachteten Anwendungsfälle sowie die angenommenen Erlösindikatoren der PtX-Produkte und ihre Preise im Jahr 2020

	Betrachtete Anwendungsfälle	Untere Grenze		Obere Grenze	
		Erlös-indikator	Preis 2020	Erlösindikator	Preis 2020
Wasserstoff	Raffinerien, Stahlproduktion, (Chemische Produktion)	Indikator für Preis von fossilem Wasserstoff (=Herstellungskosten von fossilem Wasserstoff + EU-ETS-Preis)	5,17 ct/kWh	Indikator für Preis von fossilem Wasserstoff + Aufschlag, der sich an CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten von Biodiesel orientiert	8,25 ct/kWh
Kerosin	Flugverkehr	Preis von fossilem Kerosin	0,40 €/Liter	Preis von Biokerosin	1,21 €/Liter
Schiffstreibstoff	Schiffsverkehr (international und Binnenschifffahrt)	Preis von Schweröl	311,50 €/t	Preis von Schiffsdiesel	455,95 €/t
Methanol	Grundstoff für die chemische Produktion	Preis von fossilem Methanol	0,25 €/Liter	Preis von fossilem Methanol	0,25 €/Liter
Ammoniak	Düngemittelproduktion, weitere chemische Produkte	Preis von fossilem Ammoniak	260,03 €/t	Preis von fossilem Ammoniak	260,03 €/t

Quelle: Frontier Economics.

### 3 ÜBERBLICK ÜBER DIE WERTSCHÖPFUNGSKETTE DER PTX-PRODUKTE

Für die Business Case Analysen werden die Herstellungskosten der PtX-Produkte entlang der Wertschöpfungskette berechnet. Zudem werden die Kosten des Transports von Nordafrika nach Deutschland berücksichtigt.

Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über die Wertschöpfungskette der betrachteten PtX-Produkte gegeben (Abschnitt 3.1). Im Weiteren wird dann auf die einzelnen Wertschöpfungsstufen eingegangen, d. h.

- die Erzeugung des grünen Stroms (Abschnitt 3.2);
- die Wasserstoffelektrolyse (Abschnitt 3.3);
- die Synthese von Wasserstoff zu den betrachteten PtX-Produkten (Abschnitt 3.4); sowie
- den Transport der PtX-Produkte in den Zielmarkt (Abschnitt 3.5).

In den Abschnitten 3.2 bis 3.5 werden die zentralen Kostenannahmen der jeweiligen Wertschöpfungsstufe genannt. Diese basieren zum einen auf Untersuchungen im Rahmen von vorherigen Studien<sup>54</sup> und zum anderen auf aktualisierten Literaturlauswertungen und Gesprächen mit Marktakteuren (Anlagenbauern, Transportunternehmen, Investoren), die im Rahmen dieser Studie geführt wurden.

Insbesondere in Bezug auf die kostenseitigen Annahmen bei den Umwandlungstechnologien streuen die Angaben zu den Kostenparametern relativ weit. Diesen Unsicherheiten wird im Rahmen der Berechnungen durch die Verwendung von Bandbreiten Rechnung getragen. Im Anhang sind alle Annahmen im Detail angegeben.

#### 3.1 Übersicht über die Wertschöpfungsketten der betrachteten PtX-Produkte

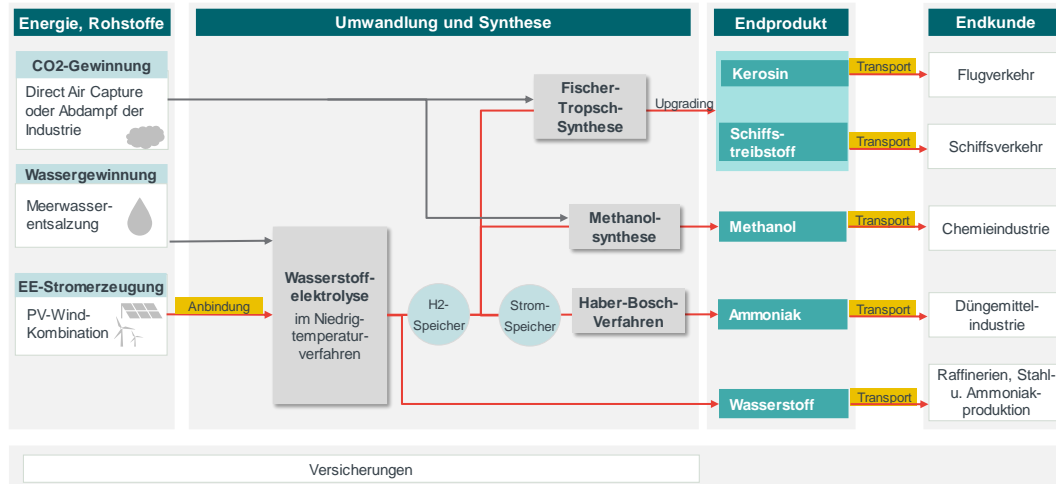
Abbildung 6 gibt einen Überblick über die Wertschöpfungskette der betrachteten PtX-Produkte. Im ersten Schritt wird aus erneuerbaren Energien Strom erzeugt, mit dessen Hilfe Wasser per Elektrolyse zu Wasserstoff umgewandelt wird. Der Wasserstoff kann direkt in Endanwendungen (z. B. Brennstoffzellen) verwendet werden oder wird z. B. via Fischer-Tropsch-Synthese, Methanolsynthese, oder Haber-Bosch-Verfahren weiter zu synthetischen Brenn- und Kraftstoffen bzw. synthetischen Grundstoffen für industrielle Prozesse umgewandelt.

Annahmegemäß erfolgt die Herstellung der PtX-Produkte in Nordafrika. Dementsprechend müssen die Endprodukte nach Herstellung von Nordafrika nach Deutschland transportiert werden, wo sie in den in Kapitel 2 identifizierten

<sup>54</sup> Insbesondere ist hier die Studie im Auftrag von Agora zu nennen (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018)), die Ausgangspunkt war für zahlreiche weitere von Frontier Economics bearbeitete PtX-Studien – z. B. im Auftrag des Weltenergieerats Deutschland (Frontier Economics (2018)) und der GIZ (Frontier Economics (2020)).

Zielmärkten Verwendung finden. Die einzelnen Wertschöpfungsstufen sowie die beteiligten Akteure werden in den folgenden Abschnitten dargestellt.

**Abbildung 6 Schematischer Überblick über die Wertschöpfungskette der PtX-Produkte**



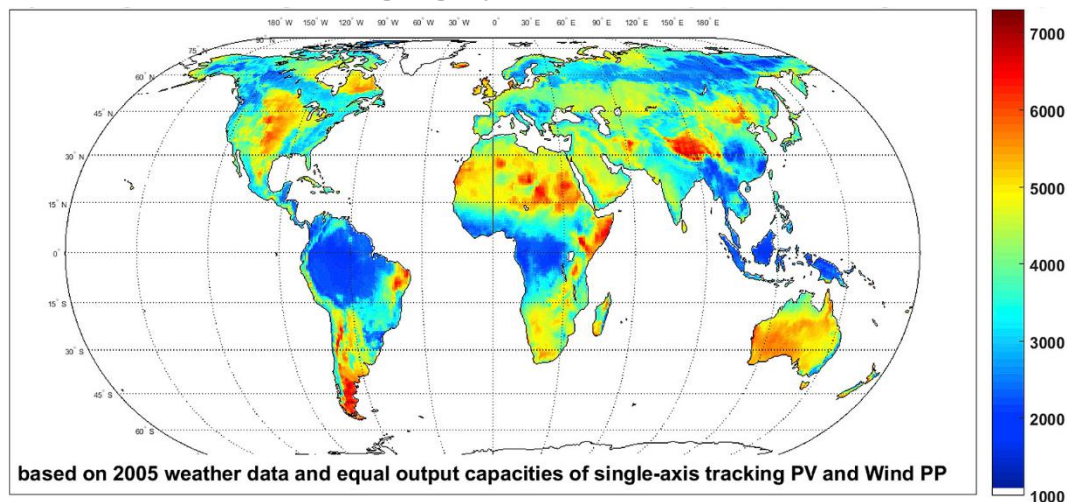
Quelle: Frontier Economics.

### 3.2 Basis der PtX-Produkte: Grüner Strom

Ausgangspunkt für die Herstellung von PtX-Produkten ist die Erzeugung von grünem Strom. Die Stromkosten haben einen starken Einfluss auf die Kosten von synthetischem Wasserstoff und Wasserstoffprodukten (siehe Abschnitt 4.2.2). Die Wahl von Standorten mit vorteilhaften Bedingungen für die Stromerzeugung ist daher essentiell, um PtX-Produkte möglichst kostengünstig herzustellen.

In Nordafrika herrschen sehr günstige Standortbedingungen für die Erzeugung von grünem Strom auf Basis von Wind- und Sonnenenergie (siehe Abbildung 7).

**Abbildung 7 Kumulierte Volllaststunden von kombinierten PV-Wind-Stromerzeugungssystemen**



Quelle: Fasihi und Breyer (2020), Figure 8.

Neben den Stromgestehungskosten sind die Volllaststunden ein weiterer wesentlicher Faktor bei der PtX-Produktion. Da Strom nur zu hohen Kosten gespeichert werden kann, wird der Strom idealerweise direkt in den Wasserstoffelektrolyseur eingespeist. Die Volllaststunden der Stromerzeugung bestimmen damit die Nutzungsstunden des kapitalintensiven Elektrolyseurs.<sup>55</sup>

Für eine möglichst kostengünstige PtX-Produktion bedarf es also niedriger Stromgestehungskosten und gleichzeitig hoher Volllaststunden. Für Nordafrika wird daher eine (1:1) Kombination aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen betrachtet, mit der Volllaststunden von ca. 5400-6350 h/a erreicht werden können. Die Obergrenze der Volllaststunden repräsentiert sehr vorteilhafte Standorte für die kombinierte Erzeugung in PV- und Wind-Anlagen, wie sie beispielsweise in der West-Sahara anzufinden sind. Weil in Kapazitäten für beide Technologien investiert werden muss, sind die Stromgestehungskosten der Wind-PV-Kombination zwar grundsätzlich höher als die einer einzelnen („stand-alone“) Wind- oder Photovoltaik-Anlage, da jedoch höhere Volllaststunden erreicht werden, ist diese Option in Bezug auf die Herstellung von PtX-Produkten insgesamt kostengünstiger.

### STROMERZEUGUNG IN NORDAFRIKA– ZENTRALE ANNAHMEN (DETAILLIERTE ANNAHMEN IM ANHANG)

- Betrachtet wird eine 1:1 Kombination aus Wind- und (Single-Axis-Tracking<sup>56</sup>) Photovoltaik-Anlagen
- Investitionskosten 2020:
  - PV: 600-750 €/kW
  - Wind: 900-1000 €/kW
  - PV-Wind-Kombination: 1500-1750 €/2kW
- Volllaststunden:
  - PV: 2344-2500 h/a
  - Wind: 3629-4550 h/a
  - PV-Wind-Kombination: 5376-6345 h/a<sup>57</sup>
- Resultierende Stromgestehungskosten für die PV-Wind-Kombination 2020
  - Exklusive Anbindungskosten an den Elektrolyseur: 2,3-3,2 ct/kWh<sub>el</sub>
  - Inklusive Anbindungskosten an den Elektrolyseur: 3,1-4,2 ct/kWh<sub>el</sub>

<sup>55</sup> Prinzipiell wäre auch eine Kopplung an das Stromnetz denkbar, um die Volatilität von Wind- und Sonnenenergie auszugleichen. Hierbei könnte in Stunden niedriger Wind- und PV-Erzeugung zusätzlicher Strom aus dem Stromnetz bezogen werden und in Stunden hoher Einspeisung der erneuerbaren Energien Strom in das Stromnetz eingespeist werden. Mittels Bilanzierungssystemen könnte definiert werden, dass der grüne Wasserstoff bilanziell nur aus Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wird. Allerdings würde bei dieser Option physisch auch Strom aus anderen Energiequellen wie Kohle- oder Gaskraftwerken in der Elektrolyse eingesetzt – dies soll vermieden werden. Zudem sind für diesen Fall Annahmen für die Strombezugskosten aus dem Stromnetz zu treffen, was eine landesspezifische Analyse erfordern würde. Aus diesen Gründen wurde diese Option im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt und die Volllaststunden der Wasserstoffelektrolyse entsprechen 1:1 den Volllaststunden der Stromerzeugung.

<sup>56</sup> Mit Single-Axis-Tracking PV-Anlagen (nachgeführte PV-Systeme) können höhere Volllaststunden erzielt werden als mit fixierten PV-Anlagen, die spezifischen Kosten sind allerdings höher.

<sup>57</sup> Die Volllaststunden (VLH) der PV-Wind-Kombination entsprechen der Summe der VLH der PV- und der Wind-Anlage, multipliziert mit einem Faktor von 90 %, um Überschneidungen bei den VLH von PV- und Wind-Anlagen Rechnung zu tragen. Gemäß Breyer (2012) liegen die Überschneidungen bei den VLH von PV und Wind weltweit bei 1-8 %, in vielen Weltregionen bei 2 %. Gemäß Fasihi und Breyer (2020) liegen die Überschneidungen in den meisten Regionen der Welt bei unter 500 Stunden. Mit einem Abschlag von 10 % bzw. ca. 600-650 Stunden ist der von uns angenommene Abschlag also vergleichsweise konservativ.



### 3.3 Von Strom zum Wasserstoff

Wasserstoff wird aus Strom und Wasser via Elektrolyse gewonnen. Im ersten Schritt muss der Strom von den PV- und Windanlagen an den Elektrolyseur angebunden werden, was im Rahmen der Business Case Analysen als Aufschlag auf die Stromgestehungskosten (i. H. v. 0,75-1 ct/kWh<sub>el</sub>) berücksichtigt wird. Es wird unterstellt, dass das für die Elektrolyse benötigte Wasser aus Meerwasserentsalzungsanlagen gewonnen wird. Die Kosten hierfür sind allerdings gering.

Die Wasserstoffelektrolyse kann im Niedrigtemperatur- oder Hochtemperaturverfahren (SOEC) durchgeführt werden, wobei sich die Hochtemperatur-Elektrolyse noch im Entwicklungs- und Erprobungsstadium befindet. Niedrigtemperaturverfahren sind die Alkalische Elektrolyse und die Proton-Exchange-Membrane (PEM)-Elektrolyse. In den Berechnungen wird die Nutzung der Niedrigtemperatur-Elektrolyse unterstellt. Die angenommenen Kostenbandbreiten decken Kosteneinschätzungen für beide Niedrigtemperatur-Elektrolyseverfahren ab.

Der Wirkungsgrad von Elektrolyseuren sinkt aufgrund des Verschleißes der Stacks<sup>58</sup> über die Lebens- bzw. Nutzungsdauer der Anlage. In den Berechnungen wird angenommen, dass der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs pro Jahr um einen Prozentpunkt sinkt, bis die Stacks ausgetauscht werden. Das entspricht laut Experteninterviews der üblichen Praxis. Nach dem Austausch entspricht der Wirkungsgrad wieder dem Startwert. Modelliert wird ein regelmäßiger Austausch der Stacks nach neun Jahren, sodass die Stacks bei einer Gesamtlebensdauer des Elektrolyseurs von 25 Jahren zweimal gewechselt werden. Die mit dem Austausch verbundenen Kosten sind in den angenommenen Betriebskosten enthalten.

Der gewonnene Wasserstoff kann entweder direkt in den Zielmarkt transportiert werden oder zu anderen Endprodukten weiterverarbeitet werden.

#### WASSERSTOFFELEKTROLYSE – ZENTRALE ANNAHMEN

- Die Annahmen beziehen sich auf die Niedrigtemperatur-Elektrolyse
- Investitionskosten 2020
  - Bei 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität: 650-1000 €/kW<sub>el</sub>
  - Bei 250 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität: 570-800 €/kW<sub>el</sub>
- Betriebsstunden entsprechen den Volllaststunden der Stromerzeugung
- Wirkungsgrad: 67 %, 1 Prozentpunkt Degradation pro Jahr bis Stackaustausch

### 3.4 Von Wasserstoff zum synthetischen Folgeprodukt

Der in der Elektrolyse gewonnene Wasserstoff kann – anstatt ihn direkt zu verwenden – als Input für die Umwandlung in flüssige PtX-Produkte (Power-to-

<sup>58</sup> Als „Stack“ bezeichnet man mehrere in Reihe geschaltete Einzelzellen. Dieser Zellstapel bildet das „Herzstück“ des Elektrolyseurs.

Liquids (PtL)), synthetisches Methan (hier nicht betrachtet) und Ammoniak genutzt werden. Um hohe Nutzungsstunden der weiteren Umwandlungsanlagen zu ermöglichen, gehen die Berechnungen davon aus, dass der Elektrolyse ein Wasserstoffspeicher nachgeschaltet wird.<sup>59</sup>

## Kerosin und Schiffsdiesel

Synthetisches Kerosin und synthetischer Schiffsdiesel werden mittels Fischer-Tropsch-Synthese gewonnen. Es handelt sich um eine etablierte Technologie zur Herstellung von Kraftstoffen. Aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff wird zunächst ein Rohflüssigkraftstoff ( $C_xH_yOH$ ) hergestellt, der anschließend zu Kerosin und Schiffstreibstoff raffiniert wird (siehe Abbildung 8). Wie bei der Refinement von Rohöl fallen bei der Weiterverarbeitung des Rohflüssigkraftstoffs gleichzeitig mehrere Produkte, also nicht nur Kerosin oder Diesel, an. Von dieser Kuppelproduktion wird in den Berechnungen abstrahiert.<sup>60</sup>

In den Berechnungen wird außerdem angenommen, dass das für die Synthese benötigte Kohlenmonoxid mittels umgekehrter Wassergas-Shift-Reaktion („Inverse CO-Shift“ in Abbildung 8) aus Kohlenstoffdioxid gewonnen wird.<sup>61</sup> Die Gewinnung kann entweder in konzentrierter Form aus biogenen Quellen wie Biogasanlagen oder aus Industrieprozessen abgeschieden werden, oder in geringer Konzentration aus der Luft (*Direct Air Capture (DAC)*) entzogen werden. Die Business Case Analysen berücksichtigen beide Möglichkeiten – in den Basisberechnungen wird eine  $CO_2$ -Gewinnung mittels DAC-Verfahren angenommen. Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen wird der Fall untersucht, dass  $CO_2$  in konzentrierter Form abgeschieden wird.

Die für den Fall von DAC angenommenen  $CO_2$ -Kosten (in €/t  $CO_2$ ) basieren auf der Annahme, dass die benötigte Wärme für die  $CO_2$ -Gewinnung (vollständig oder größtenteils) durch die Abwärme der Fischer-Tropsch-Synthese (bzw. Methanolsynthese im Fall der Methanolherstellung) gedeckt wird<sup>62</sup> und die

<sup>59</sup> Hierbei wird der Wasserstoffspeicher nicht explizit modelliert, sondern basierend auf Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Frontier Economics (2018) ein überschlägiger Wert i. H. v. 0,28 ct/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub> angenommen (siehe <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/ptg-ptl-rechner/>, Wert für den Fall „PV-Wind-Kombination, Nordafrika“). Dieser Wert basiert auf Investitionskosten für den Wasserstoffspeicher i. H. v. 27 €/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub> (Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Frontier Economics (2018), S. 69) und einem Speichereinsatz, der einen Ausgleich zwischen den Betriebsstunden des Elektrolyseurs (die den Volllaststunden der Stromerzeugung entsprechen) und Betriebsstunden i. H. v. 8000h für die weiteren Umwandlungsanlagen erlaubt.

<sup>60</sup> Die Berücksichtigung von Kuppelprodukten der Fischer-Tropsch-Synthese kann den Business Case verschlechtern oder verbessern: So können Kuppelprodukte wie Benzin oder Diesel je nach regulatorischem Umfeld ggf. im Transportsektor (z. B. Straßenverkehr) mit Preisprämien für die grüne Charakteristik des Kraftstoffs verkauft werden, die die des Kerosins übersteigt. Dies ist allerdings nicht sicher und hängt von den zukünftigen klimapolitischen Rahmenbedingungen im Verkehrssektor ab. Zudem sind die Vermarktung sowie der Transport mehrerer synthetischer Kraftstoffe komplexer und mit höheren Kosten verbunden als bei nur einem Produkt.

<sup>61</sup> Die Kosten der umgekehrten Wassergas-Shift-Reaktion sind in den Kosten der Fischer-Tropsch-Synthese enthalten.

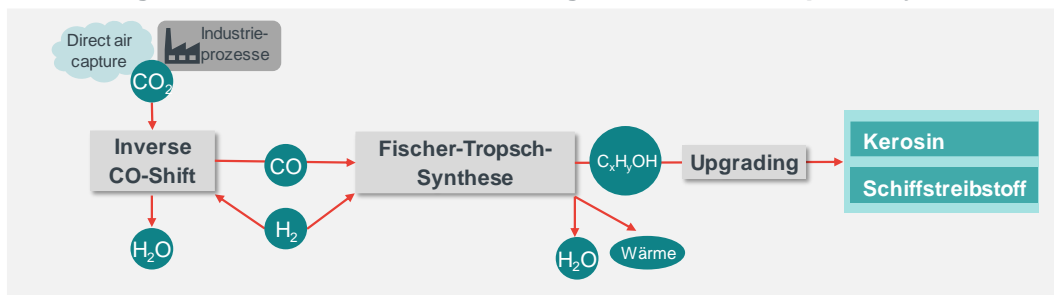
<sup>62</sup> Die Berechnungen nehmen  $CO_2$ -Kosten (in €/t  $CO_2$ ) als Inputgröße an; es erfolgt also keine explizite Modellierung der DAC-Anlage mit Investitions- und Betriebskosten. Die Kostenannahme orientiert sich an Kostengrößen für den Fall, dass der Wärmebedarf der DAC-Anlage durch Abwärme aus den Umwandlungsprozessen gedeckt werden kann. Gemäß Prognos (2020), S.19, reicht beim Fischer-Tropsch-Prozess die Abwärme vollständig aus, um den Wärmebedarf für die  $CO_2$ -Gewinnung zu decken. Bei der Methanolsynthese kann mit der Abwärme über 80 % des Wärmebedarfs der  $CO_2$ -Gewinnung gedeckt werden (siehe ebenfalls Prognos (2020), S.19). Generell unterliegen die Kosten der  $CO_2$ -Gewinnung über DAC großen Unsicherheiten aufgrund der noch geringen kommerziellen Anwendung der Technologie (Fasih et al. (2019), Realmonte et al. (2019)).



Herstellung von einem Kilogramm Kerosin oder Schiffstreibstoff 3,16 Kilogramm  $\text{CO}_2$  benötigt.<sup>63</sup>

Die Kapazität der Fischer-Tropsch-Syntheseanlagen wird in den Berechnungen auf die Kapazität des Elektrolyseurs abgestimmt, wie folgendes Beispiel illustriert: Eine Elektrolysekapazität von  $100 \text{ MW}_{\text{el}}$  entspricht bei einem Wirkungsgrad von Strom zu Wasserstoff von z. B. 66 % einer Kapazität von  $66 \text{ MW}_{\text{H}_2}$ . Um die Kapazität der Fischer-Tropsch-Synthese zu bestimmen, wird die Kapazität der Elektrolyse i) multipliziert mit dem Wirkungsgrad von Wasserstoff zum PtL-Fuel sowie den Betriebsstunden des Elektrolyseurs und ii) dividiert durch die Betriebsstunden der Fischer-Tropsch-Synthese. Im Fall von  $66 \text{ MW}_{\text{H}_2}$  lautet die Rechnung (für das Referenzszenario):  $66 \text{ MW}_{\text{H}_2} * 73 \% * 5376 \text{ Stunden} / 8000 \text{ Stunden} = 32,3 \text{ MW}_{\text{FT-Fuel}}$ . Bei den im Folgenden angegebenen Kapazitäten der Syntheseanlagen handelt es sich um Bandbreiten, da sie in Abhängigkeit vom Szenario und Wirkungsgrad schwanken.

**Abbildung 8 Schematische Darstellung der Fischer-Tropsch-Synthese**



Quelle: Eigene Darstellung.

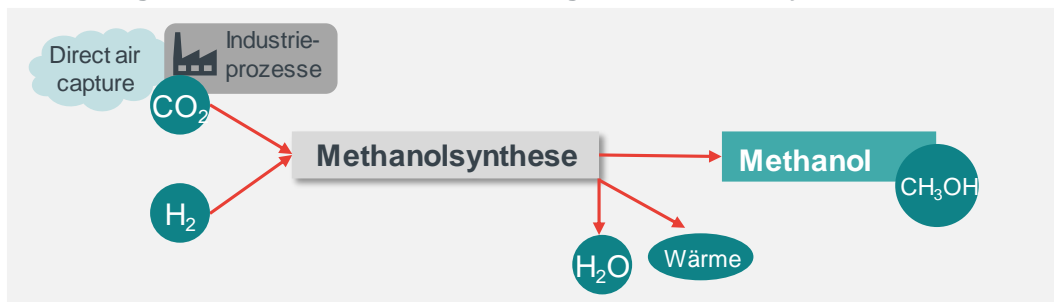
Hinweis: Bei einer Elektrolysekapazität von  $100 \text{ MW}_{\text{el}}$  bzw.  $250 \text{ MW}_{\text{el}}$  ergibt sich eine Kapazität der Fischer-Tropsch-Syntheseinheit von  $28,9\text{-}38,8 \text{ MW}_{\text{FT-Fuel}}$  bzw.  $72,4\text{-}97,0 \text{ MW}_{\text{FT-Fuel}}$ .

## Methanol

Methanol entsteht in der Methanolsynthese aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid (s. Abbildung 9). Wie beim Fischer-Tropsch-Verfahren wird dabei angenommen, dass das Kohlenstoffdioxid mittels *Direct Air Capture* oder Abscheidung in konzentrierter Form gewonnen wird. Für die Herstellung von einem Kilogramm Methanol werden 1,462 Kilogramm  $\text{CO}_2$  benötigt.<sup>64</sup> Das Vorgehen zur Bestimmung der Kapazität der Methanolsynthese erfolgt analog zum oben beschriebenen Vorgehen bei der Fischer-Tropsch-Synthese.

<sup>63</sup> Van der Giesen et al. (2014).

<sup>64</sup> Fasihi und Breyer (2017).

**Abbildung 9 Schematische Darstellung der Methanolsynthese**

Quelle: Eigene Darstellung.

Hinweis: Bei einer Elektrolysekapazität von 100 MW<sub>el</sub> bzw. 250 MW<sub>el</sub> ergibt sich eine Kapazität der Methanolsyntheseeinheit von 31,8-42,7 MW<sub>Methanol</sub> bzw. 79,6-106,7 MW<sub>Methanol</sub>.

## Ammoniak

Die Synthese von Ammoniak erfolgt im Haber-Bosch-Verfahren (s. Abbildung 10). Im traditionellen Verfahren wird Erdgas eingesetzt, um Wasserstoff zu erzeugen, wodurch erhebliche Mengen an Kohlenstoffdioxid freigesetzt werden.<sup>65</sup> Wird stattdessen Wasserstoff aus erneuerbaren Energien verwendet, kann Ammoniak klimaneutral hergestellt werden.

Zusätzlich zum Wasserstoff wird Stickstoff benötigt, um Ammoniak herzustellen. Der Stickstoff kann mit einer *Air Separation Unit* aus der Luft gewonnen werden. In der Haber-Bosch-Synthese reagieren die beiden Stoffe bei hoher Temperatur und starkem Druck zu flüssigem Ammoniak. Bei diesem Verfahren wird Strom benötigt, der in den Berechnungen zu den entsprechenden Stromgestehungskosten der PV-Wind-Kombination bezogen wird. Um eine kontinuierliche Stromversorgung zu gewährleisten, wird angenommen, dass ein Stromspeicher zwischengeschaltet wird.<sup>66</sup>

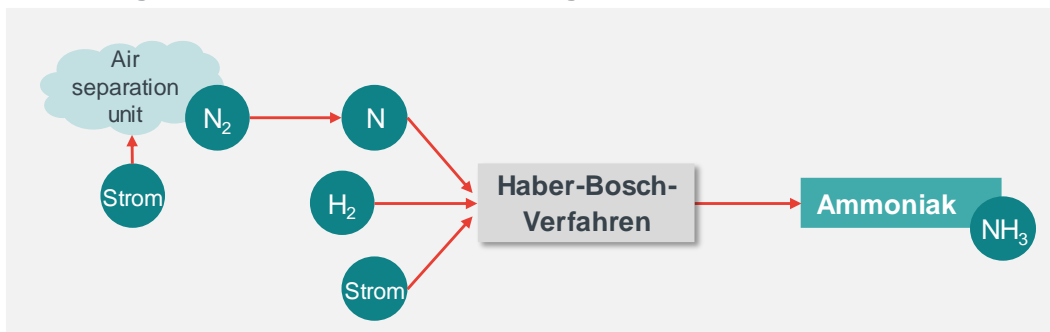
Das Haber-Bosch-Verfahren ist ein etabliertes chemisches Verfahren, bei dem zukünftig keine signifikanten Kostensenkungen zu erwarten sind.<sup>67</sup> Das Vorgehen zur Bestimmung der Kapazität der Haber-Bosch-Anlage erfolgt analog zum oben beschriebenen Vorgehen bei der Fischer-Tropsch-Synthese.

<sup>65</sup> Für 1 kg Ammoniak werden etwa 1,8 kg CO<sub>2</sub> freigesetzt (Fleiter et al. (2013), S. 107). Die Ammoniaksynthese hat einen Anteil von 1-3 % am weltweiten Energiebedarf (Kugler et al. (2015), S. 52).

<sup>66</sup> Da die Haber-Bosch-Anlage annahmegemäß 8000 Stunden pro Jahr läuft, der Strom aus der PV-Wind-Kombination jedoch nur 5400-6350 Vollaststunden hat, wird ein Speicher für Teile der im Haber-Bosch Verfahren eingesetzte Strommenge benötigt. Für die Berechnungen wird approximativ angenommen, dass die Stromspeicherung die Stromkosten für die zu speichernde Strommenge verdoppelt. Der Einfluss der Speicherkosten auf die gesamten Herstellungskosten des Ammoniaks ist allerdings marginal, da der direkte Strombedarf für das Haber-Bosch-Verfahren im Vergleich z. B. zum Strombedarf der Elektrolyse sehr gering ist.

<sup>67</sup> Die neue Synthesetechnologie SSAS verspricht geringere Kapitalkosten und höhere Effizienz durch die Kombination eines Elektrolyseurs und Haber-Bosch-Synthese. Die Technologie ist allerdings noch nicht marktreif.

Abbildung 10 Schematische Darstellung des Haber-Bosch-Verfahrens



Quelle: Eigene Darstellung.

Hinweis: Bei einer Elektrolysekapazität von 100 MW<sub>el</sub> bzw. 250 MW<sub>el</sub> ergibt sich eine Kapazität der Methanolsyntheseeinheit von 32,5-43,5 MW<sub>Ammoniak</sub> bzw. 81,2-108,8 MW<sub>Ammoniak</sub>.

## POWER-TO-X UMWANDLUNG – ZENTRALE ANNAHMEN

### ■ Fischer-Tropsch-Synthese

- Investitionskosten 2020:
  - Kleinere Anlage (28,9-38,8 MW<sub>FT-Fuel</sub><sup>68</sup>, abgestimmt auf 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität): 800-1000 €/kW<sub>FT-Fuel</sub>
  - Größere Anlage (72,4-97,0 MW<sub>FT-Fuel</sub>, abgestimmt auf 250 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität): 500-800 €/kW<sub>FT-Fuel</sub>
- Wirkungsgrad (H<sub>2</sub> zu PtL) 73 %
- Betriebsstunden: 8000 h/a

### ■ Methanolsynthese

- Investitionskosten 2020:
  - Kleinere Anlage (31,8-42,7 MW<sub>Methanol</sub> abgestimmt auf 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität): 800-1000 €/kW<sub>Methanol</sub>
  - Größere Anlage (79,6-106,7 MW<sub>Methanol</sub> abgestimmt auf 250 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität): 500-800 €/kW<sub>Methanol</sub>
- Wirkungsgrad (H<sub>2</sub> zu Methanol) 80,3 %
- Betriebsstunden: 8000 h/a

### ■ Kosten CO<sub>2</sub>-Gewinnung (für Fischer-Tropsch- und Methanol-Synthese) in 2020:

- Bei Gewinnung über das DAC-Verfahren: 130-180 €/t CO<sub>2</sub>
- Bei Verwendung von Abscheidungen aus Industrieprozessen: 32,6 €/t CO<sub>2</sub>

### ■ Haber-Bosch-Verfahren

- Investitionskosten 2020:
  - Kleinere Anlage (32,5-43,5 MW<sub>Ammoniak</sub> abgestimmt auf 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität): 1000 €/t<sub>Ammoniak</sub>
  - Größere Anlage (81,2-108,8 MW<sub>Ammoniak</sub>, abgestimmt auf 250 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität): 600 €/t<sub>Ammoniak</sub>
- Wirkungsgrad (H<sub>2</sub> zu Ammoniak): 81,9 %
- Betriebsstunden: 8000 h/a
- Kosten Stromspeicher für Haber-Bosch-Verfahren in 2020:
  - Referenzszenario: 3,2 ct/kWh<sub>el</sub>
  - Optimistisches Szenario: 2,3 ct/kWh<sub>el</sub>

<sup>68</sup> Die Bandbreite der Kapazität ergibt sich aus der Unterscheidung des Referenz- und Optimistischen Szenarios sowie der Wirkungsgradschwankung über die Zeit.

## 3.5 Transport in den Zielmarkt

Die Business Case Analysen umfassen kostenseitig neben den PtX-Produktionskosten auch die Transportkosten vom Produktionsstandort Nordafrika in den Zielmarkt Deutschland. Im Folgenden wird beschrieben,

- welche Optionen für den Transport von Wasserstoff und Wasserstoffprodukten zwischen Nordafrika und Deutschland bestehen und welche dieser Optionen in den Business Case Analysen berücksichtigt sind (Abschnitt 3.5.1); und
- welche Aspekte bezüglich der Verteilung der Energie innerhalb Deutschlands von Bedeutung sind (Abschnitt 3.5.2).

### 3.5.1 Transport von Nordafrika nach Deutschland

#### Transport von Wasserstoff

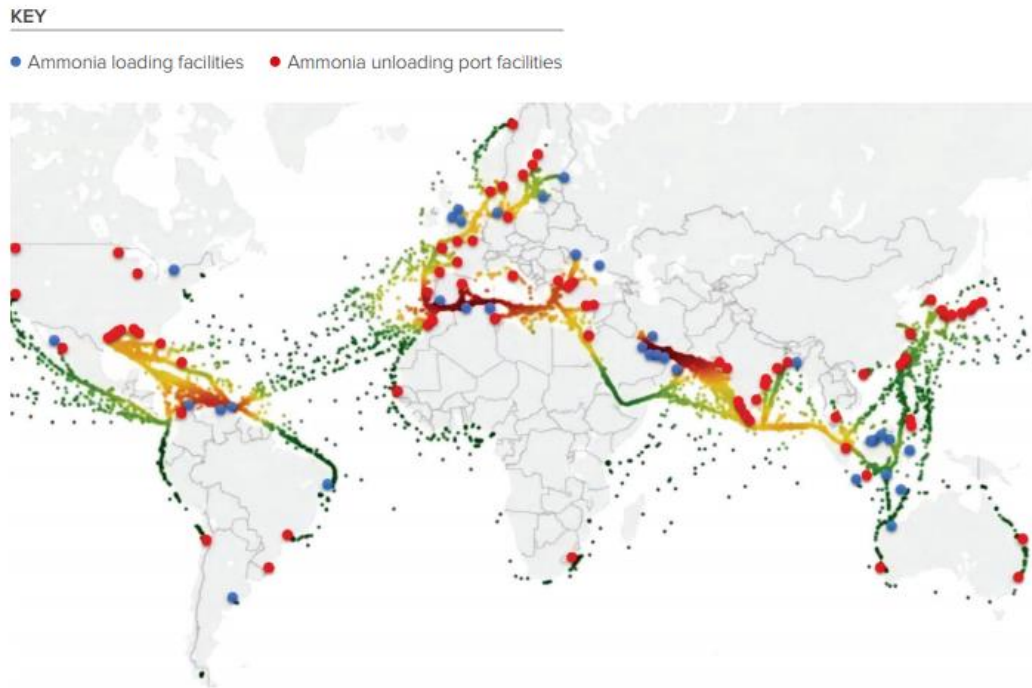
Wasserstoff ist bei Umgebungstemperatur gasförmig. Eine Herausforderung beim Transport von Wasserstoff stellt die geringe volumetrische Energiedichte des Gases dar.

Grundsätzliche Optionen zum Transport von Wasserstoff über längere Strecken sind der Transport per Schiff und der Transport per Pipeline.<sup>69</sup> Für den Transport per Schiff muss Wasserstoff verdichtet und verflüssigt werden. Hierfür bestehen folgende grundlegende Optionen:

- **Schifftransport über die „Ammoniakroute“** – Ammoniak eignet sich aufgrund seiner hohen Energiedichte optimal als Wasserstoffspeicher. So ist in einem Liter flüssigem Ammoniak etwa 50 % mehr Wasserstoff enthalten als in einem Liter flüssigem Wasserstoff. Für den Transport von Ammoniak besteht bereits eine international weit ausgebaute Infrastruktur, die z. B. für den Handel von Ammoniak als Düngemittel genutzt wird. Für den Transport wird Wasserstoff in Ammoniak umgewandelt und am Zielort wieder in Wasserstoff zurück gewandelt. Für den Seetransport werden LPG-Tanker genutzt. Die Umwandlung macht den Großteil der Transportkosten aus, weshalb sich diese Transportform nur für längere Distanzen eignet (s. Abbildung 13).

<sup>69</sup> Über kürzere Strecken (z. B. innerhalb eines Landes) kann teilweise auch der Wasserstofftransport via LKW sinnvoll sein.

## Abbildung 11 Weltweite Infrastruktur für den Transport von Ammoniak



Quelle: The Royal Society (2020), Figure 5.

Hinweis: Große rote und blaue Punkte kennzeichnen Häfen für den Transport von Ammoniak. Kleine Punkte kennzeichnen die Transportwege von Ammoniak von grün (wenig Verkehr) bis dunkelrot (viel Verkehr).

- **Schiffstransport via LOHC** – LOHC bezeichnen flüssige organische Wasserstoffträger („liquid organic hydrogen carriers“), die es ermöglichen, Wasserstoff in flüssiger Form zu speichern. Nachdem der Wasserstoff am Zielort abgespalten wurde, werden die Trägermoleküle wieder an den Ausgangsort zurücktransportiert. LOHC haben ähnliche Eigenschaften wie Erdöl, weshalb der Transport in Öltankern erfolgt. Wie bei Ammoniak machen die Umwandlungskosten sowie die Kosten der Trägermoleküle einen erheblichen Teil der Transportkosten aus. Bisher gibt es keine Infrastruktur, die den Transport von LOHC in großen Mengen ermöglicht.
- **Schiffstransport von flüssigem Wasserstoff (LH<sub>2</sub>)** – Um zu einer Flüssigkeit zu kondensieren, muss der Wasserstoff auf -253°C gekühlt werden. Der Transport kann in speziellen Tankern erfolgen, bisher befindet sich weltweit jedoch erst ein LH<sub>2</sub>-Tanker für den Transport von Australien nach Japan in Bau.<sup>70</sup> Aufgrund des hohen Energiebedarfs für die dauerhafte Kühlung sind die Transportkosten höher als für Ammoniak oder LOHC.

Für große Mengen an Wasserstoff kommt auch der Transport via **Pipeline** in Frage. Wasserstoff wird heute bereits regional (z. B. innerhalb Deutschlands) per Pipeline transportiert. Zwischen Nordafrika und Deutschland/Europa existieren allerdings bisher keine Wasserstoff-Pipelines. Es bestehen somit folgende Optionen:

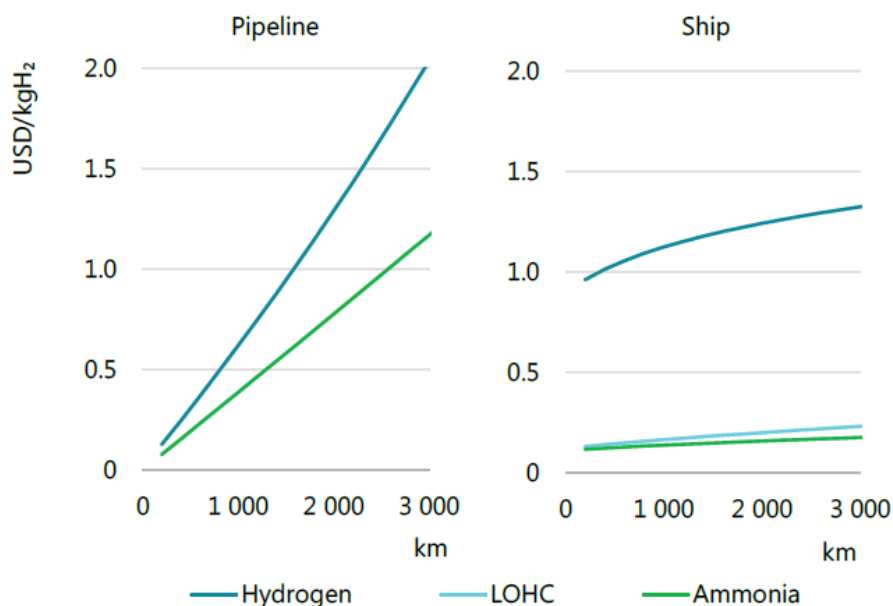
<sup>70</sup> Kawasaki (2019).

- Es werden neue großvolumige Pipelines von Nordafrika nach Europa/Deutschland gebaut. Diese neue Infrastruktur wäre mit hohen Kapitalkosten verbunden und würde lange Planungszeiträume erfordern. In Bezug auf die damit verbundenen Investitionskosten bestehen große Unsicherheiten, da weltweit bislang nur vergleichsweise kurze Wasserstoff-Pipelines und keine Offshore-Pipelines für Wasserstoff existieren.<sup>71</sup> Generell gilt, dass der Wasserstofftransport via neuen Pipelines bei kürzeren Strecken günstiger ist, während bei weiten Strecken der Schifftransport mit geringeren Kosten pro Kilometer verbunden ist (siehe Abbildung 12). Für die Strecke von Nordafrika nach Deutschland zeigen Studien, dass der Schifftransport kostengünstiger ist.<sup>72</sup>
- Eine weitere Möglichkeit besteht darin, bestehende Erdgaspipelines von Nordafrika nach Europa, bzw. innerhalb Europas (z. B. zwischen Italien und Deutschland) in Wasserstoffpipelines umzuwandeln. Diese Option wäre – sofern technisch möglich – deutlich kostengünstiger als der Neubau von Wasserstoffpipelines. Allerdings sind die bestehenden Erdgaspipelines von Nordafrika nach Europa derzeit noch mit Erdgastransporten ausgelastet, so dass eine Konversion der Infrastruktur eher eine langfristige Option darstellt, also für den Zeitraum nach 2030.
- Schließlich könnte Wasserstoff in die bestehenden Erdgaspipelines von Nordafrika nach Europa dem Erdgas beigemischt werden (z. B. bis zu 20 %). Der Wasserstoff aus Nordafrika würde dann vermischt mit Erdgas in Spanien bzw. Italien angelandet. Inwieweit der Wasserstoff im betreffenden Zeitraum weiter nach Norden Richtung Deutschland weitertransportiert werden kann, ist offen. Insofern würde eine solche Lösung derzeit eher auf einen bilanziellen, aber nicht auf einen physischen Import von Wasserstoff nach Deutschland hinauslaufen.

---

<sup>71</sup> Die Investitionskosten werden in der Literatur meist für Entfernungen von maximal 500 km geschätzt, was für den Anwendungsfall unzureichend ist, da die Pipelinekosten pro Einheit Wasserstoff mit der Entfernung steigen. Weiterhin zeigt die Literatur, dass Wasserstoffpipelines bis zu zweimal teurer sind als Erdgaspipelines (Tseng et al. (2005)) und Offshore-Pipelines etwa doppelt so teuer sind wie Onshore-Pipelines (Brito & Sheshinski (1997)).

<sup>72</sup> IEA (2019), S. 78; Kalavasta (2018), S. 52.

**Abbildung 12 Transportkosten von Wasserstoff per Pipeline und Schiff**

Quelle: IEA (2019), Figure 27.

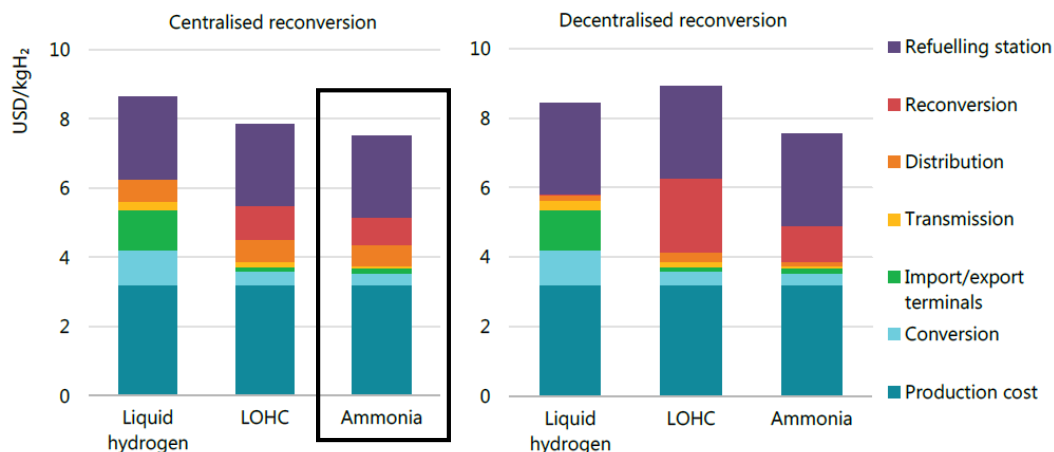
Hinweis: Wasserstoff wird gasförmig in Pipelines transportiert und in flüssiger Form verschifft.

Im Rahmen dieser Studie wird deshalb davon ausgegangen, dass innerhalb des betrachteten Zeitrahmens (Investitionen in PtX-Anlagen im Zeitraum 2020-2030) keine Wasserstoffpipeline-Infrastruktur zwischen Nordafrika und Deutschland besteht. Der Neubau von Wasserstoffpipelines ist mit hohen Kosten verbunden, und die Umwandlung von bestehenden Erdgaspipelines ist eher eine langfristige Option, da die Pipelines mittelfristig noch zum Transport von Erdgas benötigt werden. Zudem ist der Pipeline-Transport erst für größere Wasserstoff-Transportmengen sinnvoll, während die Transportmengen beim Schiffstransport relativ leicht skalierbar sind.

Innerhalb der verschiedenen Verschiffungsoptionen zeichnet sich die „Ammoniakroute“ dadurch aus, dass die entsprechenden Infrastrukturen teilweise bereits bestehen, der internationale Ammoniak-Handel etabliert ist und die Transportkosten geringer sind als beim LOHC- oder Flüssig-Wasserstoff-Transport. Für die Berechnungen werden daher die folgenden Kostenbestandteile entsprechend dem schwarz umrandeten Balken in Abbildung 13 genutzt: Import und Export Terminals/Hafengebühren („Import/export terminals“), Transport („Transmission“) und Rückumwandlung („Reconversion“).<sup>73</sup>

<sup>73</sup> Die Kosten der Umwandlung in Ammoniak („Conversion“) werden anhand der Annahmen für die Ammoniak-Herstellung berechnet (siehe Tabelle 9 in Anhang 0).



**Abbildung 13 Transportkosten für Wasserstoff von Nordafrika nach Europa**

Quelle: IEA (2019), Figure 32.

Hinweis: Bei der „Centralised reconversion“ wird das Transportprodukt an einem zentralen Ort, z. B. am Hafen, in Wasserstoff zurückumgewandelt. Bei der „Decentralised reconversion“ erfolgt die Rückumwandlung dezentral, z. B. an Tankstellen. Es werden die Kostenbestandteile Import/export terminals, Transmission und Reconversion für die Berechnungen genutzt. Die Kosten der Umwandlung in Ammoniak („Conversion“) werden anhand der Annahmen für die Ammoniak-Herstellung berechnet. Tabelle 10 im Anhang A.5 zeigt die exakten Werte der Kostenbestandteile.

## Transport von Wasserstoffprodukten

Im Gegensatz zu unkomprimiertem, gasförmigem Wasserstoff haben Kerosin, Schiffstreibstoff, Methanol und Ammoniak eine höhere volumetrische Energiedichte, weshalb der Transport deutlich unkomplizierter ist. Große Mengen dieser Brenn- und Kraftstoffe können unter Nutzung teilweise bestehender Infrastrukturen verschifft werden. Kerosin, Schiffstreibstoff und Methanol liegen in flüssiger Form vor und können mit herkömmlichen Tankschiffen (die z. B. für den Transport von Rohöl oder Erdölprodukten eingesetzt werden) transportiert werden. Ammoniak kann in Flüssiggastankern verschifft werden.

## TRANSPORT – ZENTRALE ANNAHMEN (DETAILLIERTE ANNAHMEN BEFINDEN SICH IN TABELLE 10 IM ANHANG)

- Für alle betrachteten Produkte wird ein Transport von Nordafrika nach Deutschland auf dem Schiffsweg unterstellt.
- Wasserstoff:
  - Der Transport erfolgt durch die Umwandlung von Wasserstoff zu Ammoniak (und Rückumwandlung im Zielhafen).
  - Kosten für den Seetransport, Hafengebühren und Rückumwandlung: 2,66 ct/kWh.<sup>74</sup>
  - Kosten für die Umwandlung von Wasserstoff in Ammoniak: 2,71 ct/kWh.<sup>75</sup>
- Kerosin, Schiffstreibstoff:
  - Transportkosten: 0,3 ct/kWh.<sup>76</sup>

<sup>74</sup> IEA (2019), S. 84.

<sup>75</sup> Basierend auf eigenen Berechnungen. Annahmen gemäß Tabelle 9.

<sup>76</sup> Detaillierte Annahmen befinden sich in Tabelle 10 im Anhang.



- Methanol:
  - Transportkosten: 0,69 ct/kWh.<sup>77</sup>
- Ammoniak:
  - Transportkosten: 0,68 ct/kWh.<sup>78</sup>

### 3.5.2 Verteilung und Endanwendung

Die inländische Verteilung der Energieträger zum Endkunden erfolgt üblicherweise per LKW oder Pipeline. Die damit verbundenen Kosten variieren in Abhängigkeit von der regionalen Verteilung der Kunden und sind daher stark vom individuellen Anwendungsfall abhängig. Die Berechnungen berücksichtigen lediglich die Transportkosten bis zum Hafen, jedoch keine weiteren Verteilungskosten innerhalb des Ziellandes. Gerade in der Anlaufphase von PtX-Importen, in der sich auch die Infrastruktur im Zielland zur Weiterverteilung noch im Aufbau befindet, könnten die Produkte zunächst in der Nähe der Häfen genutzt werden, um Folgekosten zu reduzieren.

---

<sup>77</sup> Detaillierte Annahmen befinden sich in Tabelle 10 im Anhang.

<sup>78</sup> IEA (2019), S. 84.

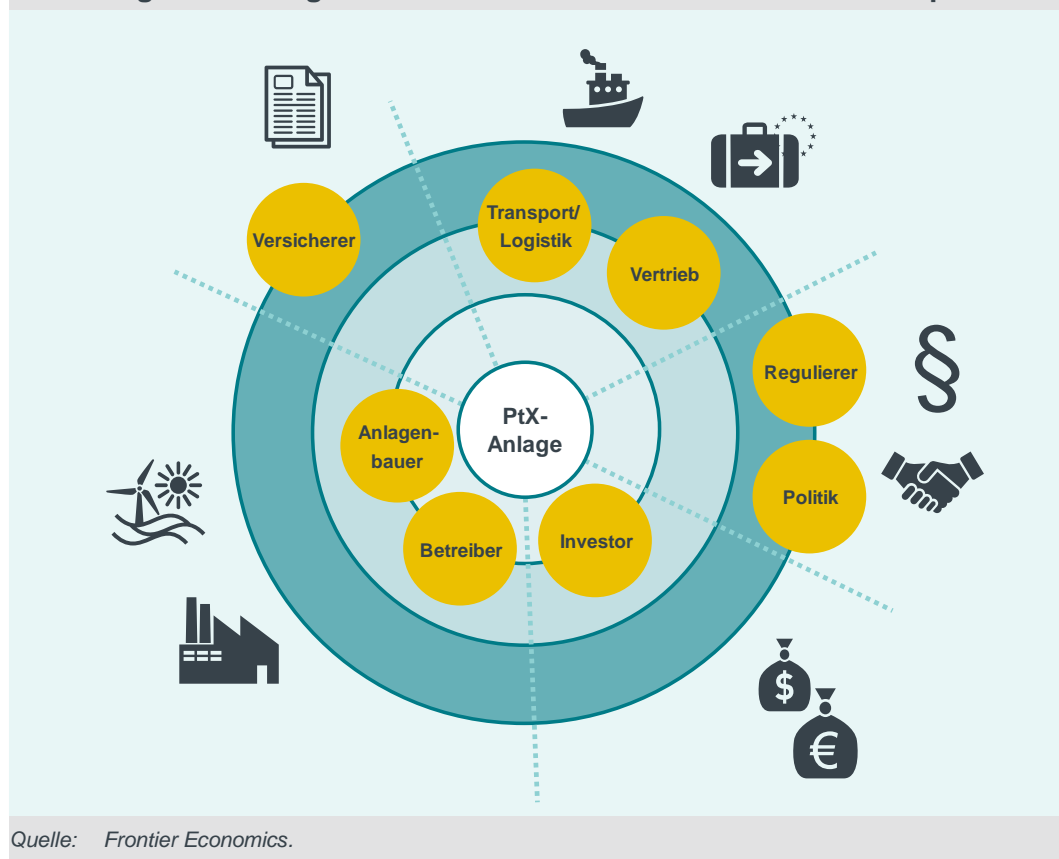
## BETEILIGTE AKTEURE, RISIKO- UND VERSICHERUNGSASPEKTE

Im Folgenden wird einen kurzer Überblick über die an der Wertschöpfungskette der internationalen PtX-Kooperation unmittelbar und mittelbar beteiligten Akteure gegeben. Zusätzlich werden Risiko- und Versicherungsaspekte einer solchen Kooperation diskutiert.

### Beteiligte Akteure

Abbildung 14 gibt einen Überblick über die beteiligten Akteure an einer PtX-Referenzlage. An Finanzierung, Bau und Betrieb direkt beteiligte Akteure sind Investoren, Anlagenbauer und Anlagenbetreiber (innerer Kreis in der Abbildung). Nach Herstellung des Produktes bedarf es Akteuren, die dieses in den Zielmarkt transportieren und dort vertreiben (mittlerer Kreis in der Abbildung). Unmittelbar beteiligte Akteure sind politische Instanzen, Regulierer und Versicherungsunternehmen (äußerer Kreis in der Abbildung). Durch regulatorische und politische Instanzen werden die Rahmenbedingungen der Investition gesetzt (dies betrifft beispielsweise die steuerliche Behandlung der PtX-Anlage im Erzeugungsland, etwaige Subventionen für den Bau der PtX-Anlage und regulatorische Maßnahmen, die den PtX-Einsatz in den Absatzmärkten im importierenden Land anreizen). Versicherer können zumindest einige der mit dem Bau und Betrieb einer PtX-Anlage verbundenen Risiken absichern (dazu im Folgenden).

Abbildung 14 Beteiligte Akteure an einer internationalen PtX-Kooperation



## VERSICHERUNGS- UND RISIKOASPEKTE EINES PTX-INVESTITION

Wie jede Investition, ist eine Investition in PtX-Produktionsanlagen mit Risiken verbunden. Diese Risiken können teilweise versichert werden, teilweise allerdings nicht. Bedeutende Risiken, die bei Bau und Betrieb von PtX-Anlagen relevant sind, sind hierbei z. B.:

- Finanz- und Kreditrisiken, z. B.
  - Wechselkursrisiken
  - Inflationsrisiko
- Politische/Regulatorische Risiken, z. B.
  - Risiko, dass sich durch regulatorische Änderungen Absatzmärkte anders entwickeln als angenommen
  - Steuerliche Änderungen
  - Politische Instabilitäten
- Projektbezogene Risiken, z. B.
  - Betriebsunterbrechungsrisiko
  - Risiko von Verzögerungen bei Bau und Inbetriebnahme
  - Risiko von Naturkatastrophen
- Haftungsrisiken

Projektbezogene Risiken sind generell gut versicherbar, und zur Absicherung von (einigen) Finanz- und Kreditrisiken (wie die oben aufgeführten Risiken von Wechselkursänderungen und Inflation) existieren Hedging-Instrumente. Nicht möglich ist dagegen eine Absicherung gegen politische und regulatorische Risiken, wie z. B. die Änderung von relevanten regulatorischen Maßnahmen. Die erfolgreiche Umsetzung von PtX-Investitionen erfordert daher die Schaffung eines verlässlichen regulatorischen Rahmens, der es Investoren erlaubt, zukünftige Kosten- und Erlösströme der Investition möglichst gut abzuschätzen.

## 4 ERGEBNISSE DER WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSEN

Der folgende Abschnitt beschreibt

- die bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeitsanalysen angewandte Methodik (Abschnitt 4.1);
- die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalysen (Abschnitt 4.2); und
- den Einfluss von Veränderungen einzelner Annahmen auf die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalysen (Sensitivitätsanalysen, Abschnitt 4.3).

### 4.1 Methodik

Dieser Abschnitt erläutert das methodische Vorgehen bei der Berechnung der Business Case Analysen.

#### 4.1.1 Discounted Cash Flow Modell

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit der PtX-Anlagen erfolgt auf Basis der in der Investitionsrechnung allgemein üblichen Kapitalwertberechnung (*Discounted Cash Flow Rechnung*). Der Kapitalwert oder Net Present Value (NPV) der Investition in eine PtX-Anlage ergibt sich aus dem Vergleich der abgezinsten Erlöse und Kosten über die gesamte Laufzeit der PtX-Anlage. Die Investition in eine PtX-Anlage ist wirtschaftlich, sofern der Net Present Value einen positiven Wert aufzeigt. Ein negativer Wert des NPVs zeigt, wie groß die Verluste des Investors wären.

## BERECHNUNG DES NET PRESENT VALUES (NPV)

Der Net Present Value (NPV) oder Kapitalwert berechnet sich als Summe der abgezinste jährlichen Geldströme (Erlöse und (laufende) Kosten) über die Lebensdauer der Anlage, abzüglich der anfänglichen Investitionskosten:

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Erlöse}_i - (\text{laufende})\text{Kosten}_i}{(1+r)^i} - \text{Investitionskosten}$$

Die Erlöse im Jahr  $i$  ergeben sich aus der Produktionsmenge des jeweiligen PtX-Produktes, multipliziert mit den in Kapitel 2 beschriebenen Erlösen (Preise von Alternativprodukten im entsprechenden Zielmarkt des jeweiligen PtX-Produkts).

Für die Diskontierung wird ein Zinssatz/WACC ( $r$ ) von 6 % p. a. angenommen (in Abschnitt 4.3.4 wird zusätzlich eine Sensitivität mit einem Zinssatz von 10 % p.a. betrachtet). Es wird eine (technische) Lebensdauer ( $n$ ) der Anlagen von 25 Jahren unterstellt (bzw. von 20 und 30 Jahren in einer Sensitivitätsbetrachtung, siehe Abschnitt 4.3.2).

Die Kosten umfassen die Kosten aller in Kapitel 3 beschriebenen Wertschöpfungsstufen. So werden beispielsweise bei der Berechnung des NPV von einer PtX-Anlage zur Herstellung von synthetischem Kerosin die Kosten der Stromerzeugung, der Wasserstoffelektrolyse, der Fischer-Tropsch-Synthese und des Transports nach Deutschland berücksichtigt.

Die Berechnung der NPVs der PtX-Anlagen erfolgt in einem Excel-Modell, das eine Weiterentwicklung des PtX-Kostenrechners ist, der im Rahmen eines Projektes im Auftrag von Agora Verkehrswende/Agora Energiewende entwickelt wurde.<sup>79</sup>

### 4.1.2 Betrachtete Szenarien

Bei der Berechnung der Business Cases werden sowohl kosten- als auch erlösseitig Bandbreiten aufgespannt.

Kostenseitig reflektieren die Bandbreiten die Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Kosten aufgrund möglicher technologischer Entwicklungen (dies gilt insbesondere auf Ebene der Stromerzeugung und Elektrolyse, sowie bezüglich der CO<sub>2</sub>-Gewinnung mittels Direct Air Capture) sowie unterschiedliche Standortgüten für erneuerbare Energien innerhalb Nordafrikas (Bandbreite an Volllaststunden). Die kostenseitige Bandbreite ist durch die Modellierung eines „Referenz“-Szenarios (obere Grenze der kostenseitigen Annahmen) und eines „Optimistischen“ Szenarios (untere Grenze der kostenseitigen Annahmen) abgebildet (siehe Abbildung 15).<sup>80</sup>

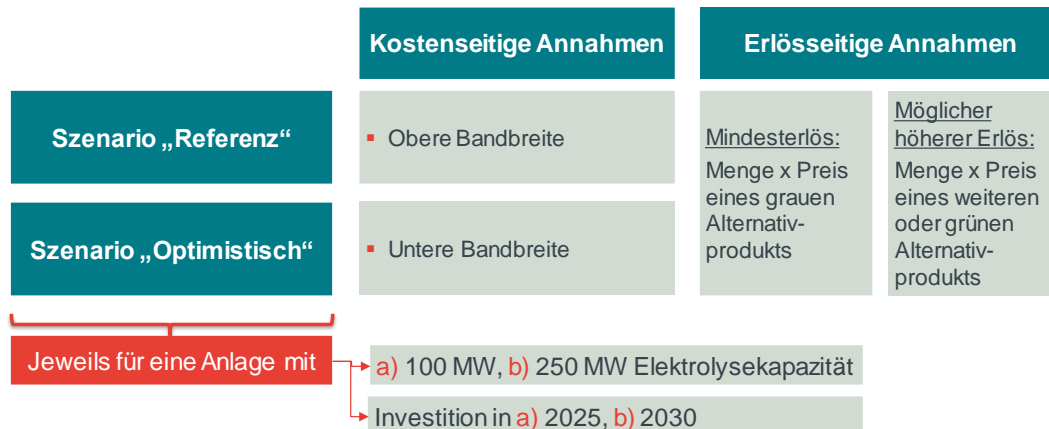
Die erlösseitige Bandbreite ergibt sich aus den in Kapitel 2 beschriebenen Überlegungen bezüglich möglichen Erlösindikatoren. Für jedes der betrachteten

<sup>79</sup> Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018). Der Kostenrechner ist frei zugänglich unter <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/ptg-pt-rechner/>.

<sup>80</sup> Für die ersten PtX-Anlagen, die im Vergleich z. B. zur chemischen Industrie oder Raffinerien sehr kleine Einheiten darstellen, bestehen erhebliche Unsicherheiten bezüglich Kostenstrukturen, Skalierung sowie sprungfixer Kosten, wie sie im Transportbereich (z. B. Häfen) anfallen können. Insofern reflektiert das Referenzszenario eher Kosten des Einstiegs in die Technologien, während sich das Optimistische Kostenszenario eher in einem späteren eingeschwungenen Zustand einstellen könnte.

PtX-Produkte wird davon ausgegangen, dass mindestens ein Preis in Höhe des fossilen Alternativprodukts erzielt werden kann („Mindesterloös“). Bei einigen Produkten kann sich aufgrund von bestehenden oder absehbaren regulatorischen Vorgaben eine darüber hinaus gehende höhere Zahlungsbereitschaft für das grüne Produkt einstellen, oder es existiert ein weiteres fossiles Alternativprodukt mit einem höheren Preis („Möglicher höherer Erlös“). Die erlösseitige Bandbreite wird sowohl mit dem Referenzszenario, als auch mit dem Optimistischen Szenario kombiniert.

Abbildung 15 Betrachtete Szenarien



Quelle: Frontier Economics

Zusätzlich werden die Berechnungen für zwei unterschiedlich große PtX-Anlagen mit 100 MW<sub>el</sub> bzw. 250 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität durchgeführt, sowie für zwei unterschiedliche Investitionszeitpunkte in den Jahren 2025 und 2030.

Um die Vielzahl der Ergebnisse übersichtlich darzustellen, beziehen sich die Grafiken in den folgenden Abschnitten 4.2 und 4.3 überwiegend auf den Fall einer 100 MW<sub>el</sub> Anlage und den Investitionszeitpunkt 2025. In den Abschnitten 4.2.2 und 4.2.3 wird der Einfluss der unterstellten Größe der PtX-Anlage bzw. des Investitionszeitpunkts erläutert.

## 4.2 Wirtschaftlichkeit der PtX-Produkte

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Business Case Analysen dargestellt:

- Zunächst wird ein Überblick über die Wirtschaftlichkeit aller betrachteten PtX-Produkte gegeben. Die Ergebnisse beziehen sich hierbei auf den Fall einer Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität und auf den Investitionszeitpunkt 2025 (Abschnitt 4.2.1).
- Außerdem wird der Einfluss von Skaleneffekten auf die Herstellungskosten der PtX-Produkte analysiert (Ergebnisse für den Fall von Anlagen mit 250 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität; Abschnitt 4.2.2).
- Der Einfluss von möglichen Kostendegressionen bis 2030 wird untersucht (Ergebnisse für den Fall einer Investition im Jahr 2030; Abschnitt 4.2.2).
- Die wesentlichen Kostentreiber der PtX-Produktion werden erläutert (Abschnitt 4.2.3).

## 4.2.1 Überblick über die Wirtschaftlichkeit der PtX-Produkte

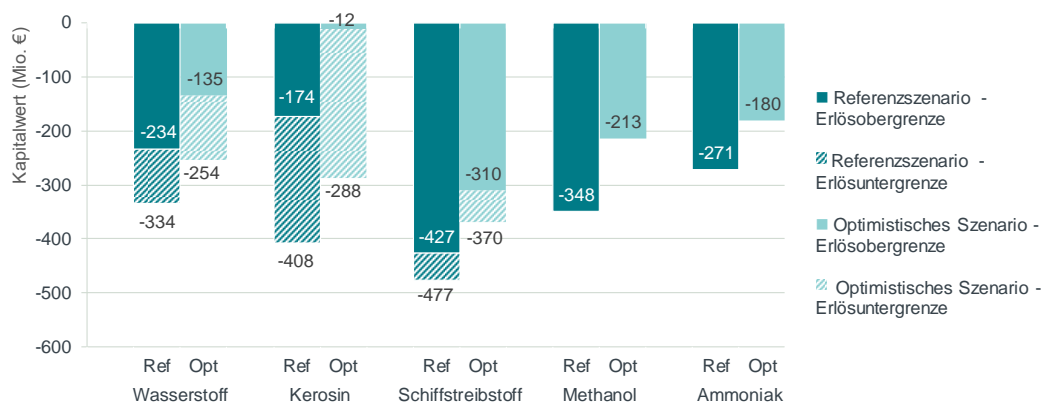
Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalysen werden für den Fall einer Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität dargestellt, in Bezug auf

- den Kapitalwert der Investition in absoluten Zahlen;
- den Kapitalwert pro Einheit des Endprodukts (also z. B. in €/Liter für den Fall von synthetischem Kerosin);
- diskontierte Kosten nach Kostenarten (CAPEX, OPEX und Transportkosten) im Vergleich zu den diskontierten Erlösen; sowie
- die Entwicklung von Kosten und Erlösen über die Betriebsdauer der Anlagen.

### Kapitalwerte der PtX-Produkte im Überblick

Abbildung 16 zeigt den Kapitalwert der betrachteten PtX-Produkte, jeweils für Kostenannahmen gemäß dem Referenzszenario (dunkeltürkise Balken) und gemäß dem Optimistischen Szenario (hellblaue Balken). Die Bandbreiten der Kapitalwerte bei der Produktion von synthetischem Wasserstoff, synthetischem Kerosin und synthetischem Schiffstreibstoff ergeben sich durch die Bandbreite zwischen den mindestens erzielbaren Erlösen (Erlösuntergrenzen – schraffierte Balken) und den möglichen höheren Erlösen (Erlösobergrenzen – nicht schraffierte Balken) (vgl. Abschnitt 2.6).

**Abbildung 16 Kapitalwert aller Produkte bei Investition im Jahr 2025 (Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität)**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. Bandbreiten ergeben sich durch die Annahme einer Erlösunter- und obergrenze.

Es zeigt sich, dass bei Investition im Jahr 2025 **keines der betrachteten Produkte wirtschaftlich ist** – weder im Referenzszenario noch im Optimistischen Szenario.

Zudem wird deutlich, dass die **Wirtschaftlichkeit der Produkte maßgeblich davon abhängt, ob es eine Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert der Produkte gibt**, oder ob sich die PtX-Produkte allein gegen die „fossilen“ Preise von konventionellen Produkten rechnen müssen. So erreicht synthetisches Kerosin im Optimistischen Szenario nahezu die Wirtschaftlichkeitsgrenze, sofern die höheren Erlöse erzielbar sind (Balken „Optimistisches Szenario-Erlösobergrenze“ in Abbildung 16). Diese reflektieren über den Biokerosin-Preis



eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert des synthetischen Produkts.

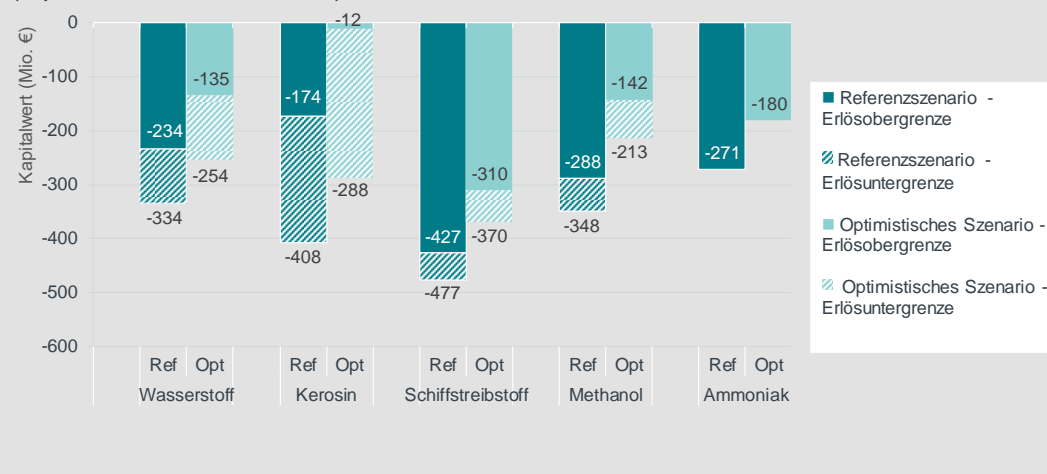
Ebenso kann (in beiden Szenarien) die Kostendeckungslücke bei der Produktion von Wasserstoff deutlich gemindert werden, wenn eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert des Wasserstoffs besteht (abgebildet in der Erlösbergrenze über einen Wasserstoff-Preis, der sich ergeben könnte, wenn der Einsatz von grünem Wasserstoff in Raffinerien auf die CO<sub>2</sub>-Ziele des Verkehrssektors anrechenbar wird, vgl. Abschnitt 2.1).

Stehen die PtX-Produkte im direkten Wettbewerb zu den fossilen Alternativprodukten, so weist synthetisches Ammoniak – von den betrachteten Produkten – die geringste Deckungslücke auf. Ein Grund hierfür ist, dass für die Produktion von Ammoniak kein CO<sub>2</sub> benötigt wird, was ein wichtiger Kostentreiber bei der Produktion von synthetischem Schiffstreibstoff, synthetischem Kerosin und synthetischem Methanol ist (siehe Abschnitt 4.2.4). Die größte Deckungslücke besteht bei der Produktion von synthetischem Schiffsdiesel aufgrund von vergleichsweise geringeren Erlösmöglichkeiten.

### EINFLUSS DER ZAHLUNGSBEREITSCHAFT FÜR DEN GRÜNEN MEHRWERT AUF DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT DER PRODUKTE

Wie in Abbildung 16 für den Fall von Wasserstoff und Kerosin gezeigt, hängt die Wirtschaftlichkeit der Produkte maßgeblich davon ab, ob es eine Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert der synthetischen Produkte gibt. Ein ähnliches Ergebnis zeigt sich für Methanol, wenn statt dem Preis für fossiles Methanol, ein „grüner Preis“ erzielt werden kann. Wie in Abschnitt 2.4 beschrieben, ist für den in dieser Studie betrachteten Abnahmefall von Methanol (Einsatz in der chemischen Industrie) im aktuellen regulatorischen Umfeld kein höherer Preis anzusetzen, als derjenige für fossiles Methanol. Bei anderen Anwendungsfällen von Methanol, wie z. B. beim Einsatz in Raffinerien zur Herstellung von Kraftstoffzusätzen, wäre ggf. aber ein höherer „grüner“ Preis denkbar. So ist der Einsatz von Bio-Ethanol und Bio-Methanol zur Herstellung von Kraftstoffzusätzen bereits heute auf die Treibhausgasminderungsquote anrechenbar (wobei in der Praxis hierfür aus Kostengründen Bio-Ethanol eingesetzt wird).

Folgende Abbildung repliziert Abbildung 16 für den Fall, dass auch für Methanol eine Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert des Produktes angenommen wird (hier approximiert über den Preis für Bio-Ethanol<sup>81</sup>). Durch die höhere Zahlungsbereitschaft sinkt die Kostendeckungslücke für synthetisches Methanol um ca. 17 % (Referenzszenario) bzw. bis ca. 33 % (Optimistisches Szenario).



### Kosten und Erlöse pro Einheit des Endprodukts

Abbildung 17 zeigt die durchschnittlichen spezifischen Kosten und Erlöse in den üblichen Einheiten der Endprodukte („€/Tonnen“ für Wasserstoff, Schiffstreibstoff und Ammoniak; „€/Liter“ für Kerosin und Methanol).

Auch hier wird anhand der Beispiele von Wasserstoff und Kerosin der Einfluss einer möglichen zusätzlichen Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert der

<sup>81</sup> Bio-Ethanol-Preise bis 2028 gemäß OECD-FAO (2019) und fortgeschrieben bis 2040 mit der jährlichen durchschnittlichen Wachstumsrate zwischen 2018 und 2028 gemäß OECD-FAO (2019). Nach Korrektur für die unterschiedlichen Energiedichten von Methanol und Ethanol ergibt sich beispielsweise für das Jahr 2020 ein Methanol-Preis in Höhe von 0,3 €/l (statt 0,25 €/l wenn ausschließlich der Preis für fossiles Methanol betrachtet wird).

synthetischen Produkte deutlich. So können bei Wasserstoff im Referenzszenario 61 %, statt lediglich 44 %, der durchschnittlichen Kosten gedeckt werden, sofern eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert besteht. Im Optimistischen Szenario können bei der Erlösuntergrenze 56 % der Kosten gedeckt werden, bei der Erlösobergrenze sind es 77 % der Kosten. Die Spanne der möglichen Erlöse von Kerosin ist mit 0,54 bis 1,21 €/Liter besonders hoch, was das Verhältnis zu den Produktionskosten maßgeblich beeinflusst. So reichen die Erlöse von synthetischem Kerosin je nach Szenario und Erlösunter- oder -obergrenze aus, um ca. 31 % bis ca. 98 % der Kosten zu decken.

Bei synthetischem Ammoniak und synthetischem Methanol können durchschnittlich 49 %-64 %, bzw. 44 %-61 % der Kosten gedeckt werden. Die geringste Kostendeckung besteht – wie oben bereits beschrieben – bei synthetischem Schiffsdiesel: Lediglich 24 % (Referenzszenario) bis 33 % (Optimistisches Szenario) der Kosten können durchschnittlich gedeckt werden.

**Abbildung 17 Durchschnittliche Kosten und Erlöse pro Einheit Endprodukt**

Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Die Grafik zeigt die durchschnittlichen Kosten und Erlöse pro Einheit über einen Zeitraum von 25 Jahren bei Investition im Jahr 2025 und für eine Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. Bei den Erlös-Balken entsprechen die unschraffierten Flächen den durchschnittlichen Erlösen für den Fall der Erlösuntergrenze und die schraffierten Flächen den durchschnittlichen Erlösen für den Fall der Erlösobergrenze.

## Vergleich von CAPEX, OPEX und Erlösen

Abbildung 18 und Abbildung 19 stellen die diskontierten Kosten nach Kategorien (CAPEX, OPEX und Transportkosten) den diskontierten Erlösen der PtX-Produkte gegenüber. Mit Hilfe dieser Abbildungen kann die Frage beantwortet werden, ob die Erlöse ausreichen, um alle laufenden Kosten der PtX-Produktion zu decken. Sind die Erlöse (die dargestellten Punkte) höher als die OPEX (hellblauer Balken) und Transportkosten (schwarzer Balken), werden die laufenden Betriebskosten durch die Erlöse gedeckt. In diesem Fall könnte – bei anderweitiger Finanzierung der Investitionskosten – der laufende Betrieb der Anlagen wirtschaftlich erfolgen.

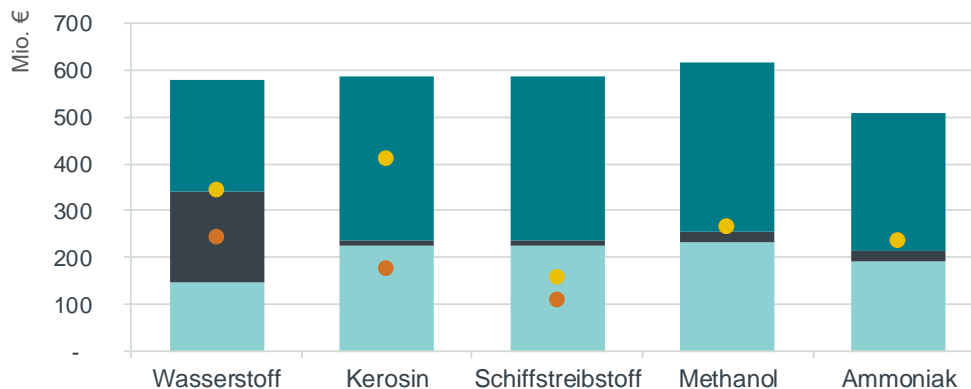
- Abbildung 18 stellt den Fall dar, dass die Kosten aller Wertschöpfungsstufen nach CAPEX und OPEX aufgesplittet sind, d. h. inklusive der Wertschöpfungsstufe der Stromerzeugung („Variante 1“). Die Investitionskosten der Stromerzeugung (Erneuerbaren Energien-Anlagen) sind in dieser Variante also als CAPEX „verbucht“.
- In Abbildung 19 wird der für die Produktion benötigte Strom dagegen gedanklich bereits als Input für die weitere Umwandlung betrachtet, und aus dieser Perspektive werden folglich die gesamten Stromkosten als variable Kosten (OPEX) betrachtet („Variante 2“).

Für die Variante 1 zeigen die Analysen, dass

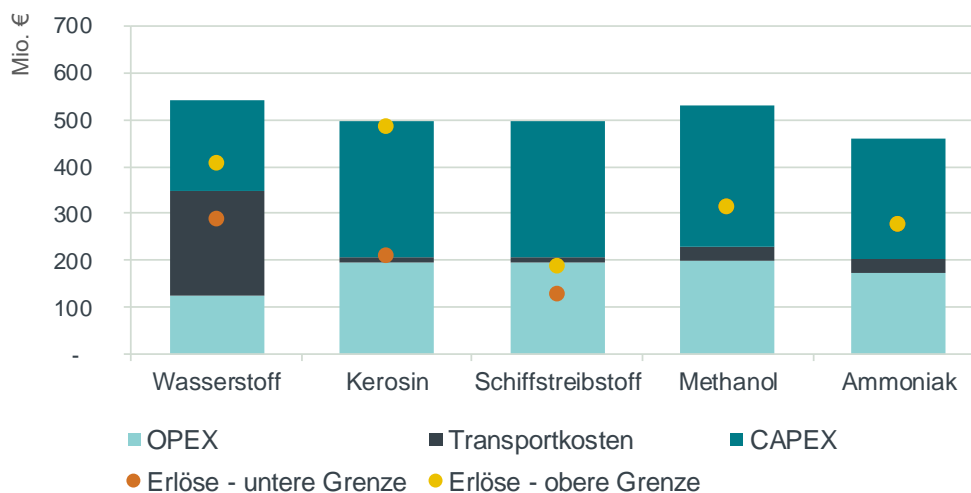
- im Referenzszenario die Erlöse bei Methanol und Ammoniak ausreichen würden, um alle laufenden Kosten (OPEX und Transportkosten) zu decken. Bei Wasserstoff und Kerosin ist dies der Fall, sofern die obere Erlösgrenze der beiden Produkte betrachtet wird; und dass
- im Optimistischen Szenario auch die Erlösuntergrenze von Kerosin ausreicht, um die laufenden Kosten zu decken.

**Abbildung 18 Diskontierte Kosten und Erlöse (Variante 1 – Stromgestehungskosten werden teils als CAPEX und teils als OPEX betrachtet)**

**Referenzszenario**



**Optimistisches Szenario**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. CAPEX umfassen die Investitionskosten der Elektrolyse- und Syntheseanlagen, den CAPEX-Anteil der Stromkosten sowie den CAPEX-Anteil der Kosten der CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus DAC<sup>82</sup>. OPEX umfasst die übrigen Kosten.

<sup>82</sup> In den Berechnungen gehen die Kosten der CO<sub>2</sub>-Gewinnung vereinfachend als €/t CO<sub>2</sub>-Wert ein, d. h. sie werden vollständig als variable Kosten (OPEX) behandelt. Da in der Realität hinter diesen Kosten eine entsprechende Investition in eine CO<sub>2</sub>-Abscheidungs-Anlage steht, wurden in dieser Abbildung (und entsprechend auch in Abbildung 4, Abbildung 28, Abbildung 29 und Abbildung 31) 60 % der CO<sub>2</sub>-Gewinnungskosten als CAPEX klassifiziert und 40 % als OPEX (Aufteilung entsprechend der Berechnungen im Rahmen von Agora Energiewende, Agora, Verkehrswende und Frontier Economics (2018), in denen die CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage explizit modelliert wurde).

## WIRTSCHAFTLICHKEIT DER PTX-ANLAGEN BEI VOLLSTÄNDIGER FÖRDERUNG DER CAPEX

Werden die Investitionskosten (CAPEX) der PtX-Produktion vollständig über Förderung (z. B. durch die öffentliche Hand) finanziert, ist aus Sicht der Anlagenbetreiber bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen lediglich relevant, ob die Erlöse im Zielmarkt über oder unter den laufenden Betriebs- und Transportkosten der PtX-Produkte liegen.

Sofern eine vollständige Finanzierung der Kapitalkosten über Förderung erfolgt, wäre der Betrieb von Anlagen zur Herstellung von synthetischem Ammoniak und von synthetischem Methanol rentabel (Abbildung 18). Ebenso gilt dies für die Herstellung von synthetischem Kerosin, sofern optimistische Kostenannahmen unterstellt werden und/oder eine Zahlungsbereitschaft für synthetisches Kerosin besteht, die über dem Preis von fossilem Kerosin liegt. Letzteres wäre beispielsweise der Fall, wenn Fluggäste bzw. Fluggesellschaften freiwillig bereit wären, einen höheren Preis für grünes Kerosin zu zahlen (z. B. in Höhe des Biokerosin-Preises, wie in Abbildung 18 als Erlösobergrenze unterstellt), oder wenn eine Quote für synthetisches Kerosin eingeführt wird (siehe Abschnitt 2.2).

Die Bereitstellung von synthetischem Wasserstoff wäre bei subventionierter Finanzierung der Investitionskosten ebenfalls rentabel, wenn eine hohe Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert des Produktes besteht (z. B. sofern zukünftig der Einsatz von synthetischem Wasserstoff in Raffinerien auf die Erneuerbare-Energien-Ziele im Verkehrssektor anrechenbar wäre; vgl. Abschnitt 2.1).

Der Betrieb von Anlagen zur Herstellung von grünem synthetischem Schiffstreibstoff (Diesel) wäre dagegen nach derzeit geltendem und momentan absehbaren regulatorischen Rahmen auch dann nicht wirtschaftlich, wenn die Investitionskosten vollständig durch die öffentliche Hand gedeckt würden.

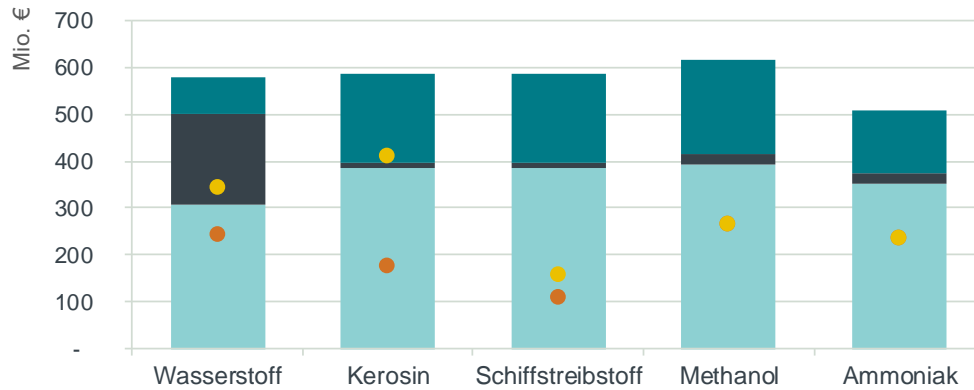
Bei Variante 2 (Stromkosten werden als OPEX definiert) ist es deutlich weniger wahrscheinlich, dass die Betriebskosten der Anlagen allein durch die Vermarktungserlöse der Produkte gedeckt werden können:

- Im Referenzszenario reichen die Erlöse lediglich bei Kerosin im Fall der höheren Erlösobergrenze (die den Preis von Biokerosin reflektiert) aus, um alle laufenden Kosten zu decken.
- Im Optimistischen Szenario wird dieser Punkt bei Methanol und Ammoniak nahezu erreicht.

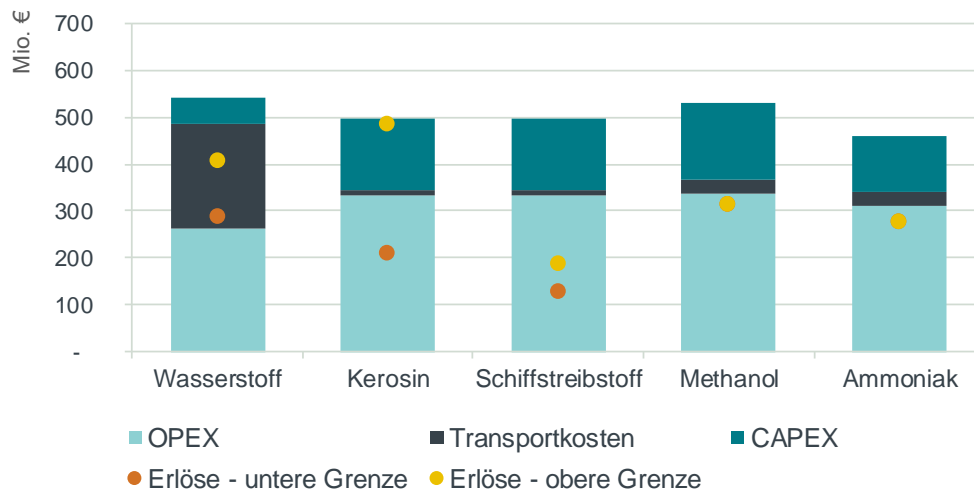


**Abbildung 19 Diskontierte Gesamtkosten und -erlöse (Variante 2 – Stromgestehungskosten werden zu 100 % als OPEX betrachtet)**

**Referenzszenario**



**Optimistisches Szenario**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. CAPEX umfassen die Investitionskosten der Elektrolyse – und Syntheseanlagen und den CAPEX-Anteil der Kosten der CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus DAC. OPEX umfasst die übrigen Kosten, insbesondere die gesamten Stromgestehungskosten.

**Kosten und Erlöse im Zeitverlauf**

Kosten und Erlöse sind über den gesamten Produktionszeitraum nicht konstant, sondern schwanken aufgrund von Wirkungsgradverlusten im Bereich der Elektrolyse und der Preisentwicklung der Alternativprodukte.

Abbildung 20 zeigt die Kosten und Erlöse von Kerosin und Schiffstreibstoff im Zeitverlauf für das Referenzszenario, Abbildung 21 entsprechend für das Optimistische Szenario. Die Produktion von synthetischem Schiffsdiesel und synthetischem Kerosin erfolgt entlang des gleichen Produktionsprozesses (vgl. Abschnitt 3.4), allerdings kann mit gleichem Input eine unterschiedlich hohe Menge

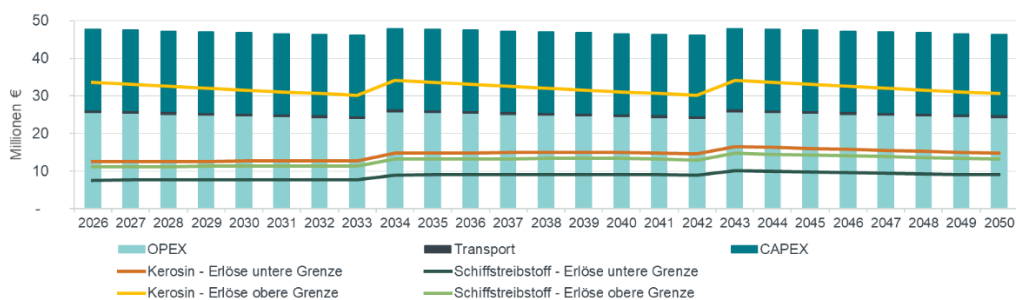
der jeweiligen Endprodukte hergestellt werden (vgl. Tabelle 12 im Anhang). Daher fallen bei den Produkten absolut gesehen Kosten in gleicher Höhe an, die unterschiedlich hohen Produktionsmengen bestimmen – neben der Höhe der Preise der jeweiligen Alternativprodukte – allerdings die Höhe der erzielbaren Erlöse.

Die jährlichen Kosten schwanken im Referenzszenario zwischen 45,0 und 46,6 Mio. €. Das ist wiederum auf den über die Lebensdauer sinkenden Wirkungsgrad des Elektrolyseurs aufgrund des Stackverschleißes zurückzuführen (bis zu dem Zeitpunkt, an dem ein Stackaustausch vorgenommen wird, und der Wirkungsgrad wieder das Ausgangsniveau erreicht (vgl. Abschnitt 3.3)). Dementsprechend wird alle neun Jahre (was dem angenommenen Zeitpunkt des Stackaustauschs entspricht) das gleiche Kostenniveau erreicht, z. B. im Jahr 2026 und 2035.<sup>83</sup>

Die jährlichen Erlöse reflektieren – wie oben beschrieben – zum einen den Preis des jeweiligen Alternativprodukts, und zum anderen die Produktionsmenge in dem entsprechenden Jahr. Die Produktionsmenge verändert sich aufgrund der Wirkungsgrad-Degradation der Stacks im Elektrolyse-Prozess (siehe oben). Die Preise der fossilen Alternativprodukte (getrieben durch die Preisentwicklung fossiler Energieträger) steigen annahmegemäß um ca. 45 % zwischen dem ersten dargestellten Betriebsjahr (2026) und dem letzten Betriebsjahr (2050). Der Preis von Biokerosin (obere Erlösgrenze für Kerosin) bleibt annahmegemäß konstant über die Zeit (vgl. Annex A.6).

Für das Referenzszenario (Abbildung 20) zeigt sich für beide Produkte, dass über die gesamte Betriebsdauer der Anlage eine Kosten-Erlös-Deckungslücke besteht. Bei Kerosin können im Fall erhöhter Zahlungsbereitschaften aufgrund des grünen Mehrwertes des Produktes die laufenden Kosten gedeckt werden (OPEX und Transportkosten), bei Schiffsdiesel ist dies über die gesamte Betriebsdauer hinweg nicht möglich.

**Abbildung 20 Kosten und Erlöse von synthetischem Kerosin und Schiffstreibstoff im Zeitverlauf – Referenzszenario**



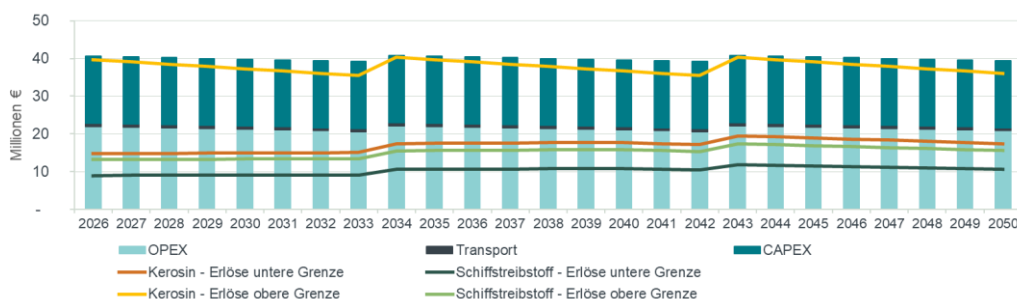
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>e</sub> Elektrolysekapazität. Die Erlösuntergrenze für Kerosin ergibt sich aus dem Preis für fossiles Kerosin. Die Erlösobergrenze für Kerosin ergibt sich aus dem Preis für Biokerosin.

<sup>83</sup> Die Gesamtkosten sinken mit dem Wirkungsgrad, da bei einem niedrigeren Wirkungsgrad eine geringere Produktionsmenge erzielt wird und somit die variablen Kosten der Produktion geringer ausfallen als bei höherem Wirkungsgrad und entsprechend höheren Produktionsmengen.

Im Optimistischen Szenario fallen die Kosten geringer aus, so dass im Fall der Obergrenze der Erlöse für synthetisches Kerosin die Kosten in einigen Jahren nur knapp oberhalb der Erlöse liegen (Abbildung 21). Synthetischer Schiffsdiesel kommt im Zeitverlauf näher an den Punkt, an dem die laufenden Kosten in den jeweiligen Jahren gedeckt werden könnten – dies gilt mindestens für den Fall der oberen Erlösgrenze für synthetischen Schiffsdiesel.

**Abbildung 21 Kosten und Erlöse von synthetischem Kerosin und Schiffstreibstoff im Zeitverlauf – Optimistisches Szenario**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. Die Erlösuntergrenze für Kerosin ergibt sich aus dem Preis für fossiles Kerosin. Die Erlösobergrenze für Kerosin ergibt sich aus dem Preis für Biokerosin.

Die Kosten und Erlöse im Zeitverlauf für die anderen betrachteten PtX-Produkte sind im Anhang B.2 dargestellt.

## 4.2.2 Einfluss von Skaleneffekten

In diesem Abschnitt wird der Einfluss der Anlagengröße auf die Wirtschaftlichkeit der PtX-Produkte analysiert. Hierfür werden die Ergebnisse für den Fall einer Produktionsanlage mit 100 MW<sub>el</sub>-Elektrolysekapazität mit dem Fall einer Anlage mit 250 MW<sub>el</sub>-Elektrolysekapazität verglichen. Die Kapazitäten der weiteren Umwandlungsstufen sind jeweils auf die entsprechende Elektrolysekapazität abgestimmt.

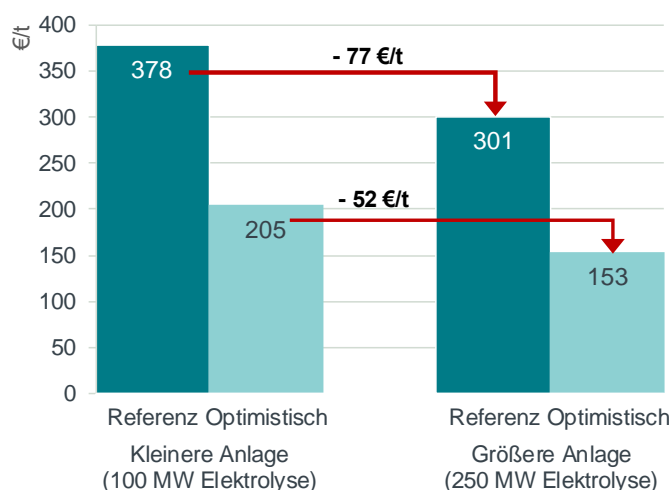
Insgesamt können durch den Bau der größeren Produktionsanlage Skaleneffekte realisiert werden, so dass sich die spezifischen Kostendeckungslücken (pro produzierter Einheit des Endprodukts) leicht verringern.<sup>84</sup> Die Skaleneffekte werden auf Ebene der Wasserstoffelektrolyse sowie bei den weiteren Umwandlungsprozessen realisiert.<sup>85</sup> Die bedeutendsten Kostenelemente „Stromerzeugung“ und „CO<sub>2</sub>-Gewinnung“ (mittels Direct Air Capture) sind dagegen in der Modellierung kapazitätsunabhängig, d. h. sie unterscheiden sich nicht zwischen der Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> bzw. 250 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität.

<sup>84</sup> Die absoluten Kosten der größeren Anlage sind insgesamt höher als bei der kleineren Anlage. Im Verhältnis zu den jeweiligen Produktionsmengen können jedoch niedrigere Kosten realisiert werden.

<sup>85</sup> Hierbei ist zu beachten, dass es sich selbst bei den hier als „groß“ modellierten Anlagen noch um relativ kleine Anlagen handelt im Vergleich z.B. zu existierenden Anlagen bei der konventionellen Ammoniakherstellung. So beziehen sich die Berechnungen beispielsweise auf eine Produktion von 138-185 Tagestonnen Ammoniak im Fall der 100 MW<sub>el</sub> Anlage und auf 344-462 Tagestonnen im Fall der 250 MW<sub>el</sub> Anlage (vgl. Tabelle 12 und Tabelle 13 in Anhang B.1). Für die konventionelle Ammoniakherstellung nennt dagegen z. B. Thyssenkrupp Referenzanlagen mit einer Produktion von 600 bis 3300 Tagestonnen (Thyssenkrupp (2020)).

Abbildung 22 zeigt den Einfluss von Skaleneffekten auf den durchschnittlichen spezifischen Förderbedarf<sup>86</sup> am Beispiel von Ammoniak. Die beiden rechten Balken beziehen sich auf eine „große“ Anlage mit 250 MW<sub>el</sub> Wasserstoffelektrolyse-Kapazität. Im Vergleich zur „kleinen“ Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolyse-Kapazität sinkt der durchschnittliche Förderbedarf pro Tonne Ammoniak von 378 €/t auf 301 €/t (Referenz) bzw. von 205 €/t auf 153 €/t (Optimistisch).

**Abbildung 22 Durchschnittlicher Förderbedarf von Ammoniak bei 100 MW vs. 250 MW Elektrolysekapazität**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre.

Dieser Effekt ist auch bei den anderen Produkten zu beobachten. Tabelle 3 stellt den durchschnittlichen spezifischen Förderbedarf in Abhängigkeit von der Erlösober- und -untergrenze für alle Produkte dar. Die prozentuale Verbesserung durch die größere Anlage liegt in den Fällen, in denen weiterhin kein positiver Kapitalwert erreicht wird, bei 8 % bis 34 %.

Bei synthetischem Kerosin führen die Kostendegressionen bei der größeren Anlage dazu, dass die Wirtschaftlichkeitsschwelle im Optimistischen Szenario marginal überschritten wird (für den Fall der Erlösobergrenze).

<sup>86</sup> Der durchschnittliche spezifische Finanzierungsbedarf bezeichnet den über die Lebenszeit der Anlage ermittelten durchschnittlichen Unterschied zwischen den Kosten und den Erlösen pro Einheit des PtX-Produktes.

**Tabelle 3 Einfluss von Skaleneffekten auf den durchschnittlichen Förderbedarf pro Einheit des Endprodukts**

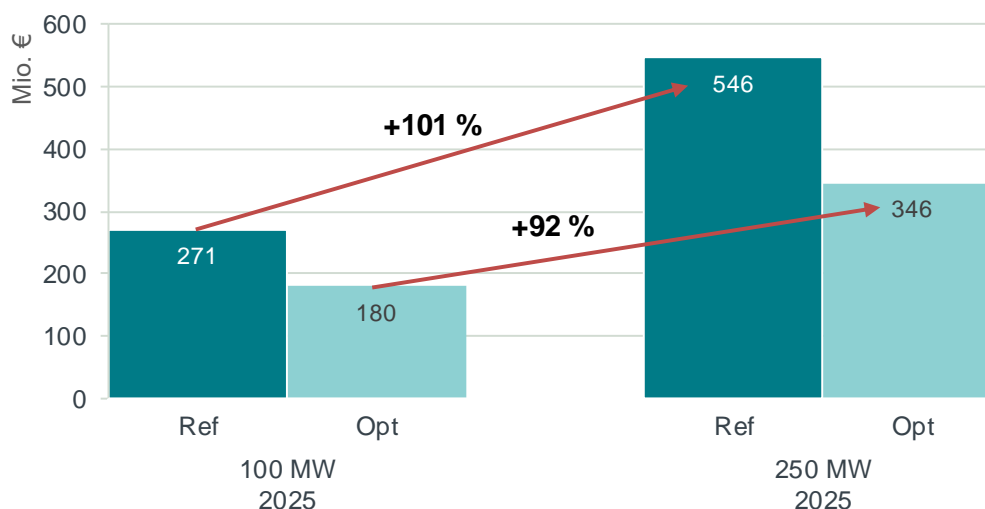
	Referenz		Optimistisch	
	Durchschnittlicher Förderbedarf bei Erlösunter- und obergrenze		Durchschnittlicher Förderbedarf bei Erlösunter- und obergrenze	
	100 MW	250 MW	100 MW	250 MW
Wasserstoff (€/t)	2098 bis 3018	1601 bis 2522	978 bis 1899	659 bis 1568
Kerosin (€/Liter)	0,51 bis 1,18	0,40 bis 1,06	0,03 bis 0,70	0 bis 0,62
Schiffstreibstoff (€/t)	1582 bis 1777	1431 bis 1626	967 bis 1162	865 bis 1061
Methanol (€/Liter)	0,42	0,37	0,21	0,18
Ammoniak (€/t)	378	301	205	153

Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition in 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Bandbreiten ergeben sich aus der Erlösüber- und -untergrenze.

Während der spezifische Förderbedarf durch die Realisierung von Skaleneffekten bei Bau der größeren Anlage sinkt, steigt jedoch der absolute Förderbedarf an, wie Abbildung 23 beispielhaft für Ammoniak illustriert. Im Fall von Ammoniak steigt der Gesamtförderbedarf bei der 250 MW<sub>el</sub>-Anlage im Vergleich zur 100 MW<sub>el</sub>-Anlage um ca. 90-100 %. Durch die Realisierung der Skaleneffekte kommt es zwar zu einem – im Vergleich zum Anstieg der Produktionskapazität – unterproportionalen Anstieg des Förderbedarfs, insgesamt ist dennoch ein deutlich höherer Förderbedarf erforderlich, als im Fall der kleineren Anlage.

**Abbildung 23 Gesamtförderbedarf von Ammoniak bei 100 MW vs. 250 MW Elektrolysekapazität**



Quelle: Frontier Economics.

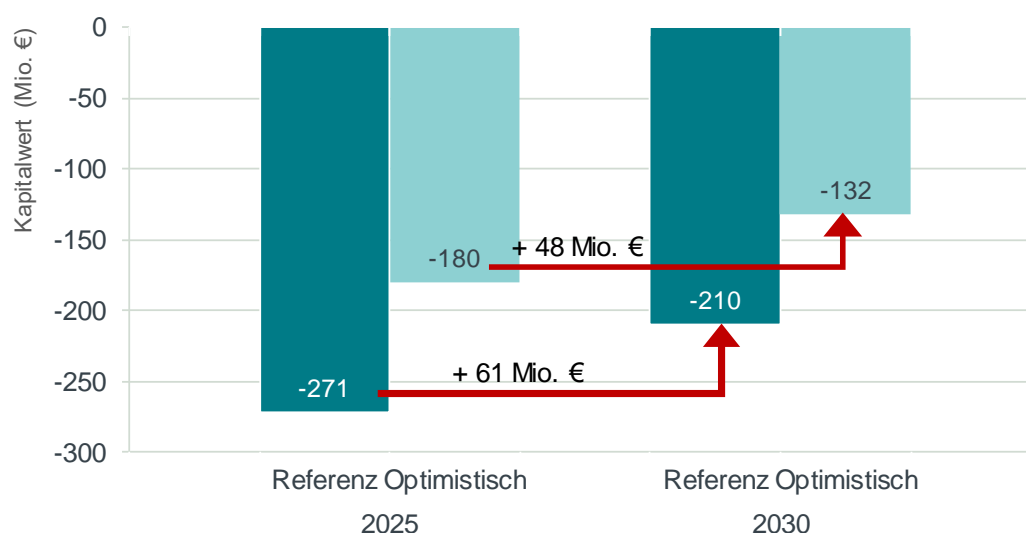
Hinweis: Investition in 2025. Lebensdauer 25 Jahre.

### 4.2.3 Einfluss von möglichen Kostendegressionen bis 2030

Aufgrund zu erwartender Kostendegressionen und möglicher Entwicklungen bei den Produktpreisen verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Investitionen im Zeitablauf. So fallen beispielsweise die Deckungsbeitragslücken bei Ammoniak bei Investition im Jahr 2030 um 23 % (Referenzszenario) bzw. 27 % (Optimistisches Szenario) geringer aus als bei Investition im Jahr 2025 (vgl. Abbildung 24).

Der wesentliche Treiber für diesen Effekt sind niedrigere Investitionskosten aufgrund erwarteter Kostendegressionen, insbesondere bei der Stromerzeugung und Wasserstoffelektrolyse. Voraussetzung dafür ist, dass entsprechende Anlagen bis zum Jahr 2030 in größerem Ausmaß gebaut werden und dadurch Lerneffekte eintreten. Die weitere Umwandlung in Power-to-Liquids oder Ammoniak erfolgt dagegen auf Basis von etablierten Prozessen, bei denen nicht von bedeutsamen Kostensenkungen ausgegangen wird. Ein weiterer Treiber sind die annahmegemäß steigenden Preise fossiler Alternativprodukte, die höhere Erlöse in späteren Jahren ermöglichen.<sup>87</sup>

**Abbildung 24 Kapitalwert von Ammoniak bei Investition im Jahr 2025 und im Jahr 2030**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. Lebensdauer 25 Jahre.

Auch bei den anderen untersuchten Produkten führen die genannten Entwicklungen zu einem höheren Kapitalwert im jeweiligen Investitionsjahr. Tabelle 4 zeigt die Kapitalwerte aller Endprodukte für das Referenz- und Optimistische Szenario für die Investitionszeitpunkte 2025 und 2030. Die größte relative Veränderung der Kapitalwerte ist bei Kerosin im Optimistischen Szenario festzustellen, sofern der grüne Mehrwert des Produkts monetarisiert werden kann (Erlösobergrenze): Der Kapitalwert steigt von -12 Mio. € auf (positiv) 28 Mio. €.

<sup>87</sup> Die angenommene Preisentwicklung der fossilen Alternativprodukte basiert auf Preisniveaus und Prognosen vor dem Corona-bedingten Einbruch der Preise im Frühjahr 2020 (vgl. Anhang A.6).

**Tabelle 4 Einfluss des Investitionszeitpunkts auf den Kapitalwert**

	Referenz		Optimistisch	
	Kapitalwert bei Erlösunter- und obergrenze (in Mio. €)		Kapitalwert bei Erlösunter- und obergrenze (in Mio. €)	
	2025	2030	2025	2030
Wasserstoff	-334 bis -234	-271 bis -174	-254 bis -135	-204 bis -90
Kerosin	-408 bis -174	-348 bis -125	-288 bis -12	-235 bis 28
Schiffstreibstoff	-477 bis -427	-422 bis -368	-370 bis -310	-323 bis -260
Methanol	-348	-283	-213	-153
Ammoniak	-271	-210	-180	-132

Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. Lebensdauer 25 Jahre. Bandbreiten ergeben sich aus der Erlösüber- und -untergrenze.

#### 4.2.4 Kostentreiber

Den größten Anteil an den Herstellungskosten machen bei allen betrachteten PtX-Produkten die Stromgestehungskosten aus. Welche weiteren Kostenelemente bedeutsame Kostentreiber sind, unterscheidet sich zwischen den verschiedenen PtX-Produkten.

##### Größte Kostenkomponenten bei Herstellung der flüssigen PtX-Produkte sind Stromgestehungskosten und CO<sub>2</sub>-Kosten

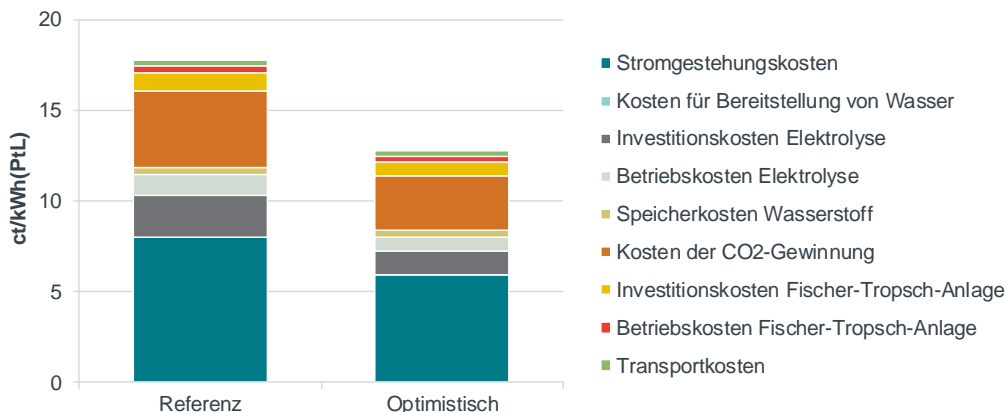
In Abbildung 25 sind die Kostenelemente von synthetischem Kerosin und synthetischem Schiffsdiesel dargestellt – für das Referenzszenario (linker Balken) sowie für das Optimistische Szenario.<sup>88</sup> Diese beinhalten neben den reinen Herstellungskosten auch die Transportkosten von Nordafrika nach Deutschland. Die Werte beziehen sich auf ein Jahr, in dem der maximale Wirkungsgrad der Elektrolyse von 67 % erreicht wird.

Neben den Stromkosten, die 45 % der Gesamtkosten im Referenzszenario bzw. 46 % im Optimistischen Szenario ausmachen, stellt das für die Fischer-Tropsch-Synthese als Input benötigte CO<sub>2</sub> den größten Kostenfaktor dar (24 % in beiden Szenarien). Wird CO<sub>2</sub> alternativ aus Industrieprozessen statt über DAC-Verfahren gewonnen (vgl. Abschnitt 4.3.1), so sinken die CO<sub>2</sub>-Kosten von 4,2 ct/kWh auf 0,9 ct/kWh (jeweils im Referenzszenario) und haben dann einen Anteil von 6-8 % an den Herstellungskosten von synthetischem Kerosin bzw. synthetischem Schiffsdiesel.

<sup>88</sup> Da sich der Herstellungsprozess für synthetisches Kerosin und synthetischen Schiffsdiesel in den Berechnungen nicht unterscheidet (beide Produkte werden über Fischer-Tropsch-Synthese gewonnen), weisen beide Produkte in ct/kWh die gleichen Kosten auf. Aufgrund der unterschiedlichen Energiedichte der beiden Produkte kann aus der gleichen Menge Wasserstoff jedoch eine unterschiedlich hohe Menge des Endprodukts gewonnen werden (siehe Tabelle 12 und Tabelle 13 in Anhang B.1).



**Abbildung 25 Kostenelemente von synthetischem Kerosin bzw. synthetischem Schiffsdiesel**



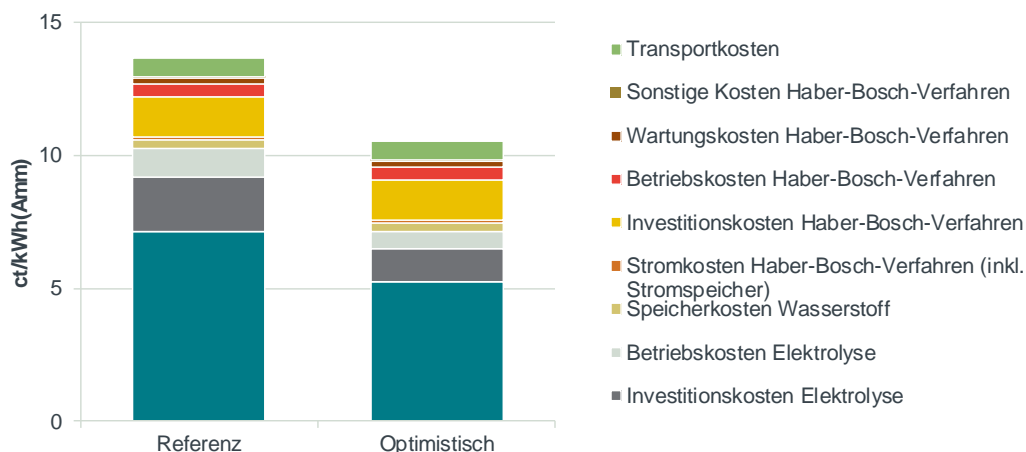
Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. CO<sub>2</sub>-Gewinnung über DAC.

Die Kostentreiber für die Methanolherstellung sind im Wesentlichen identisch zu denen von Kerosin und Schiffsdiesel. Insgesamt liegen die Kosten für Methanol im Referenzszenario bei 17,0 ct/kWh, im Vergleich zu 17,7 ct/kWh der anderen PtL-Produkte. Die Stromkosten sind bei Methanol ein etwas geringerer Kostenfaktor, da die Methanolsynthese annahmegemäß einen leicht höheren Wirkungsgrad erreicht als die Fischer-Tropsch-Synthese (inkl. Upgrading). Die Transportkosten von Methanol sind aufgrund der im Vergleich zu Kerosin und Schiffsdiesel geringeren Energiedichte leicht höher.

### Kosten der Ammoniak-Herstellung hängen maßgeblich von Stromgestehungskosten ab

Die Kostenelemente von synthetischem Ammoniak sind in Abbildung 26 dargestellt. Stromkosten machen 50 % bis 53 % der Herstellungskosten von synthetischem Ammoniak aus. Die Umwandlung des Stroms zu Wasserstoff hat einen Anteil von 18 % bis 23 % der Herstellungskosten von Ammoniak (Investitions- und Betriebskosten auf Ebene der Wasserstoffelektrolyse sowie Kosten für die Bereitstellung von Wasser). Auf der nächsten Wertschöpfungsstufe, der Umwandlung des Wasserstoffs zu Ammoniak über das Haber-Bosch-Verfahren, fallen 20 % bis 26 % der Kosten an. Der Transport macht lediglich 5 % bis 6 % der Gesamtkosten aus.

**Abbildung 26 Kostenelemente von synthetischem Ammoniak**

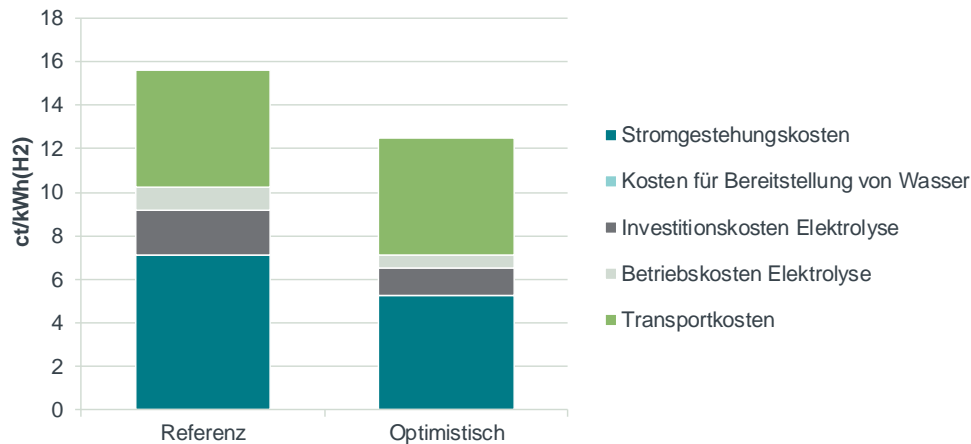
Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>e</sub> Elektrolysekapazität.

### Im Gegensatz zu den anderen Endprodukten ist bei Wasserstoff der Transport ein wesentlicher Kostentreiber

Die Herstellungskosten von Wasserstoff werden im Wesentlichen von den Stromkosten beeinflusst (Abbildung 27). Im Gegensatz zu den anderen betrachteten PtX-Produkten, bei denen die Transportkosten nur einen kleinen Anteil an den Gesamtkosten erreichen, stellen die Transportkosten bei Wasserstoff einen bedeutsamen Kostenfaktor dar (34 % bis 43 % der Gesamtkosten).

Wie in Abschnitt 3.5 beschrieben, wird in den Berechnungen Wasserstoff in verflüssigter und verdichteter Form über die Ammoniakroute verschifft. Die Transportkosten für Wasserstoff umfassen daher die Umwandlungskosten des Wasserstoffs in Ammoniak, die Transportkosten des Ammoniaks auf See und die Kosten der Rückumwandlung des Ammoniaks in Wasserstoff im Zielhafen. Insgesamt beinhalten die Kosten des Wasserstoffs im Zielmarkt Deutschland daher die Herstellungs- und Transportkosten des Ammoniaks (Abbildung 26), zuzüglich der Kosten der Rückumwandlung.

**Abbildung 27 Kostenelemente von Wasserstoff**

Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. Transportkosten umfassen die Umwandlungskosten des Wasserstoffs in Ammoniak, die Transportkosten des Ammoniaks auf See und die Kosten der Rückumwandlung des Ammoniaks in Wasserstoff im Zielhafen.

## 4.3 Sensitivitätsanalysen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen vorgestellt und gezeigt, wie sich die Wirtschaftlichkeit der PtX-Anlagen verändert,

- wenn das zur Produktion der flüssigen PtX-Produkte (Kerosin, Schiffstreibstoff, Methanol) benötigte CO<sub>2</sub> aus Industrieprozessen abgeschieden statt aus der Luft gewonnen wird (Abschnitt 4.3.1);
- wenn die PtX-Anlage eine um fünf Jahre längere oder eine um fünf Jahre kürzere Lebensdauer hat (Abschnitt 4.3.2);
- wenn in den Zielmärkten eine höhere Zahlungsbereitschaft für die grünen Produkte besteht (Abschnitt 4.3.3); und
- wenn ein höherer Zinssatz unterstellt wird (Abschnitt 4.3.4).

### 4.3.1 CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus Industrieprozessen statt via DAC

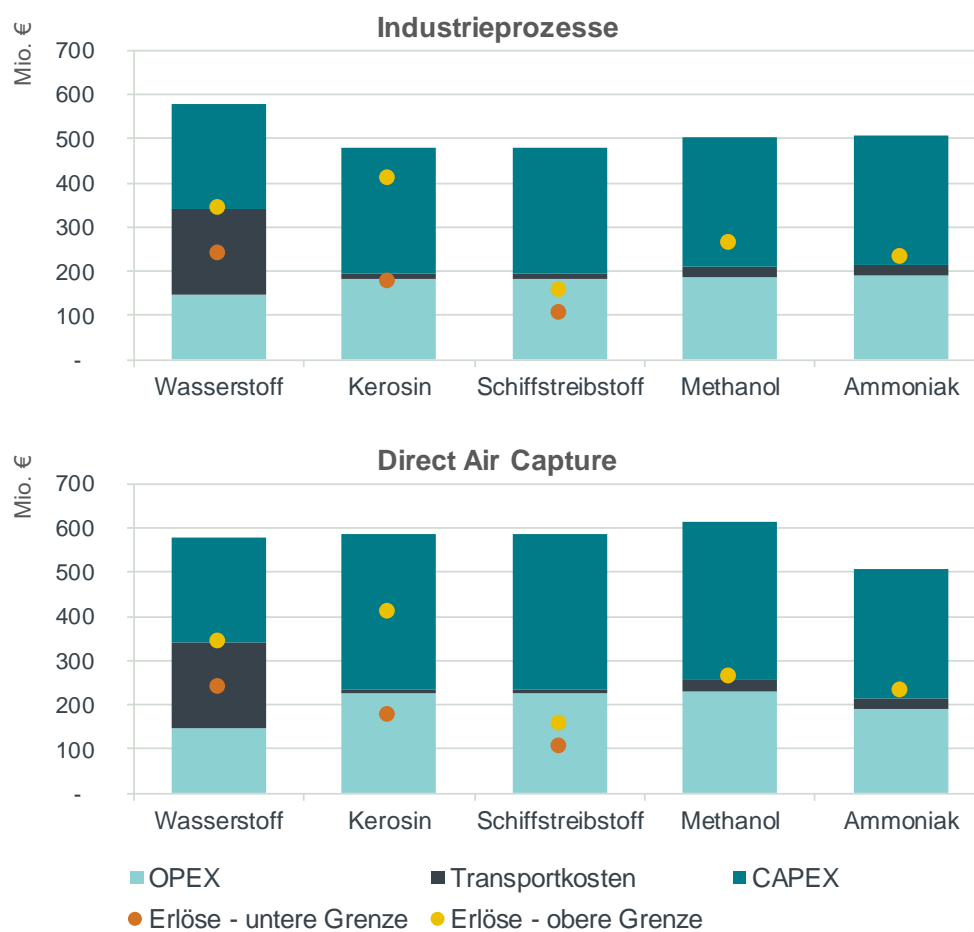
Wie in Abschnitt 4.2.4 beschrieben, haben die Kosten der CO<sub>2</sub>-Gewinnung einen bedeutenden Einfluss auf die Gesamtkosten der Herstellung von flüssigen PtX-Produkten wie von synthetischem Kerosin, synthetischem Schiffsdiesel und synthetischem Methanol. Dies gilt insbesondere, sofern CO<sub>2</sub> aus der Luft gewonnen wird. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden untersucht, welchen Einfluss es auf die Wirtschaftlichkeit der flüssigen PtX-Produkte hat, wenn anstelle von CO<sub>2</sub> aus Direct Air Capture-Anlagen CO<sub>2</sub> verwendet wird, welches in konzentrierter Form, z. B. aus Biogasanlagen oder der Zementindustrie, gewonnen wird.<sup>89</sup>

<sup>89</sup> Bei Direct Air Capture belaufen sich die angenommenen CO<sub>2</sub>-Kosten im Jahr 2020 auf 130 €/t CO<sub>2</sub> (Optimistisches Szenario) bis 180 €/t CO<sub>2</sub> (Referenzszenario). Bis zum Jahr 2030 sinken die Kosten

Abbildung 28 und Abbildung 29 zeigen die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse für den Fall des Referenzszenarios bzw. des Optimistischen Szenarios.

Im Referenzszenario führen die günstigeren CO<sub>2</sub>-Einsatz-Kosten zu ca. 18 % niedrigeren Herstellungskosten bei den flüssigen PtX-Produkten, wodurch die Kostendeckungslücken bei diesen Produkten sinken. Im Fall der CO<sub>2</sub>-Gewinnung in hoher Konzentration ist die Deckungslücke bei Methanol kleiner als bei Ammoniak (für das kein CO<sub>2</sub> benötigt wird) – im Gegensatz zu dem Fall der CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus DAC-Anlagen.

**Abbildung 28 Diskontierte Kosten und Erlöse bei CO<sub>2</sub>-Gewinnung in hoher Konzentration (hier: Industrieprozesse) und mittels Direct Air Capture – Referenzszenario**



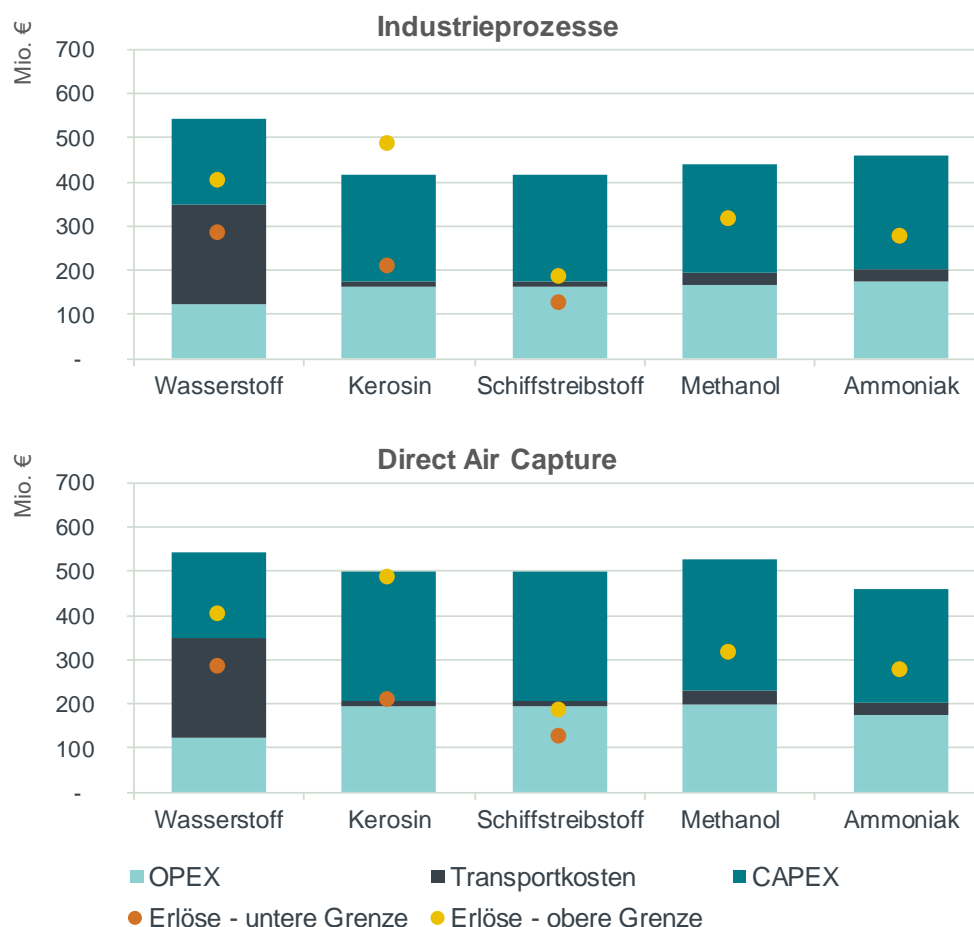
Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. Definition von OPEX, CAPEX und Transportkosten wie in Abbildung 18.

Im Optimistischen Szenario senken die günstigeren CO<sub>2</sub>-Einsatz-Kosten die Herstellungskosten der flüssigen PtX-Produkte um ca. 16 %. Synthetisches Kerosin wird im Fall der höheren Erlöse wirtschaftlich.

annahmegemäß auf 100 €/t CO<sub>2</sub> (Optimistisches Szenario) bis 150 €/t CO<sub>2</sub> (Referenzszenario). Bei Nutzung von CO<sub>2</sub> aus der Zementindustrie fallen Kosten i. H. v. 32,6 €/t (konstant über alle Jahre) an (siehe auch Anhang A.3).

**Abbildung 29** Diskontierte Kosten und Erlöse bei CO<sub>2</sub>-Gewinnung in hoher Konzentration (hier: aus Industrieprozessen) und mittels Direct Air Capture – Optimistisches Szenario



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. Definition von OPEX, CAPEX und Transportkosten wie in Abbildung 18.

### 4.3.2 Längere oder kürzere Lebensdauer der PtX-Anlagen

Die Lebensdauer der PtX-Anlagen bestimmt, über welchen Zeitraum mit den Anlagen Erlöse generiert werden können. Die in Abschnitt 4.2 dargestellten Ergebnisse basieren auf der Annahme, dass die PtX-Anlagen eine Lebensdauer von 25 Jahren haben. Einerseits kann laut Angaben in der Literatur, als auch Einschätzungen von Interviewpartnern zufolge, bei vielen Anlagenkomponenten auch von einer etwas höheren Lebensdauer ausgegangen werden.<sup>90</sup> Andererseits unterstellen Investoren als Grundlage für Investitionsentscheidungen i. d. R. eher kürzere Zeiträume. Es wird daher im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht, welchen Einfluss es auf die Wirtschaftlichkeit der PtX-Produkte hat, wenn die Anlagen entweder eine um fünf Jahre längere oder eine um fünf Jahre kürzere Laufzeit haben.

<sup>90</sup> IEA (2019) rechnet z. B. bei der Fischer-Tropsch-Synthese mit einer Lebensdauer von 30 Jahren.

Generell gilt, dass bei längerer Lebensdauer die Anlagen länger genutzt werden können, um Erlöse zu erwirtschaften. Zudem können bei langfristig ansteigenden Preisen der Alternativprodukte in späteren Jahren tendenziell höhere Erlöse erwirtschaftet werden als in den ersten Betriebsjahren (vgl. Abschnitt 4.2.1). Gleichzeitig fallen aber auch über einen längeren Zeitraum laufende Kosten an (Betriebs- und Transportkosten).

Eine längere Lebensdauer wirkt sich daher nur in den Fällen positiv auf den Kapitalwert der Investition aus, in denen die während der zusätzlichen Laufzeit generierten Erlöse die in diesem Zeitraum anfallenden laufenden Kosten übersteigen. Umgekehrt wirkt sich eine kürzere Lebensdauer nicht zwangsläufig negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus, wie Tabelle 5 zeigt.

**Tabelle 5 Kapitalwerte bei einer Lebensdauer der Anlage von 20, 25 und 30 Jahren**

Referenzszenario	20 Jahre (Mio. €)	25 Jahre (Mio. €)	30 Jahre (Mio. €)
Wasserstoff	-335 bis -243	-334 bis -234	-334 bis -226
Kerosin	-396 bis -183	-408 bis -174	-416 bis -166
Schiffstreibstoff	-457 bis -413	-477 bis -427	-492 bis -438
Methanol	-344	-348	-352
Ammoniak	-277	-271	-267

Optimistisches Szenario	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Wasserstoff	-260 bis -152	-254 bis -135	-249 bis -122
Kerosin	-283 bis -33	-287 bis -12	-291 bis 5
Schiffstreibstoff	-356 bis -304	-370 bis -310	-380 bis -315
Methanol	-218	-213	-209
Ammoniak	-192	-180	-170

Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. Bandbreiten ergeben sich durch die Annahme einer Erlösunter- und obergrenze.

Im Referenzszenario wirkt sich eine längere Lebensdauer positiv auf den Kapitalwert von Wasserstoff, Ammoniak und Kerosin (im Fall der Erlösobergrenze) aus. Bei Methanol und Schiffstreibstoff sowie bei Kerosin für den Fall der jeweiligen Erlösuntergrenze führt eine längere Lebensdauer zu einer Vergrößerung der Deckungslücke, da die laufenden Kosten während der zusätzlichen Lebensdauer die in diesem Zeitraum zusätzlich erzielbaren Erlöse übersteigen.

Im Optimistischen Szenario steigt bei längerer Lebensdauer der Kapitalwert für Wasserstoff, Kerosin (nur Erlösobergrenze), Methanol und Ammoniak. Nur für Schiffstreibstoff und Kerosin (unteres Erlösszenario) ist die längere Laufzeit im Optimistischen Szenario nicht vorteilhaft.

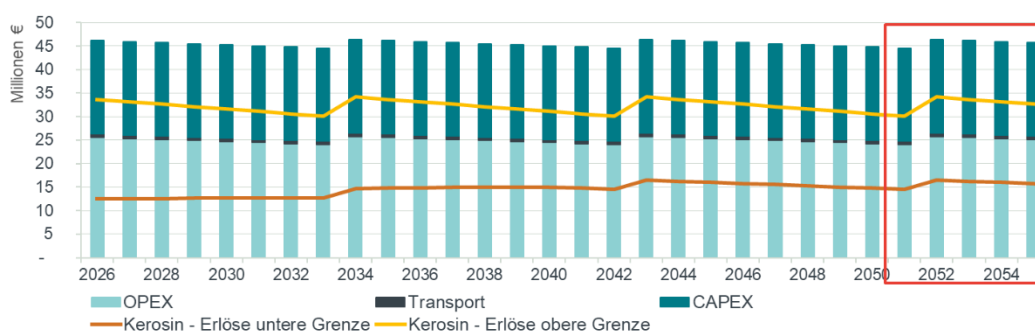
Die Veränderungen der Kapitalwerte bei Veränderung der Lebensdauer liegen überwiegend im einstelligen Millionenbereich und haben deshalb keinen bedeutenden Einfluss auf die allgemeine Wirtschaftlichkeit der PtX-Produktion.

## Einfluss einer längeren Lebensdauer am Beispiel von Kerosin

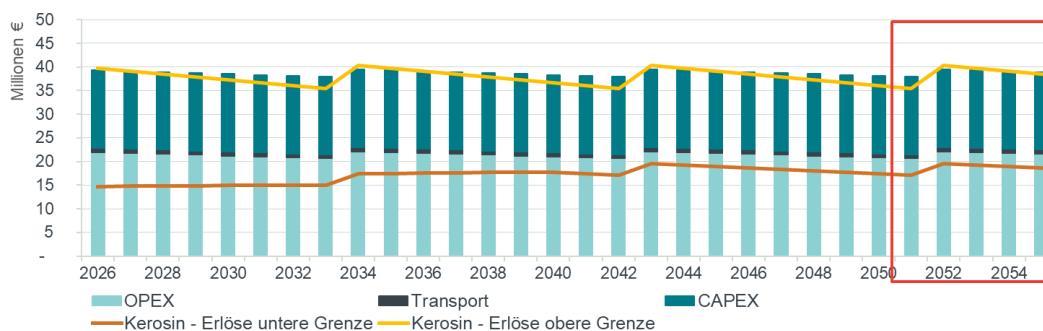
Abbildung 30 zeigt am Beispiel von Kerosin die Kosten und Erlöse über eine Lebensdauer von 30 Jahren. Die laufenden Kosten (OPEX + Transport) liegen oberhalb der unteren Erlösgrenze, wodurch der Kapitalwert in diesem Fall negativer ausfällt als bei einer Laufzeit von 25 Jahren. Im Gegensatz dazu steigt der Kapitalwert unter Annahme der Erlösobergrenze von -174 auf -166 Mio. € im Referenzszenario und von -12 auf 5 Mio. € im Optimistischen Szenario. Damit resultiert in letzterem Fall aus der Annahme einer längeren Lebensdauer von 30 Jahren ein positiver Kapitalwert.

**Abbildung 30 Kosten und Erlöse von Kerosin bei einer Laufzeit von 30 Jahren**

### Referenzszenario



### Optimistisches Szenario



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 30 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>e</sub> Elektrolysekapazität.

## 4.3.3 Höhere Zahlungsbereitschaft für grüne Produkte

Die Analysen zeigen, dass eine substantielle Kostendeckungslücke besteht, sofern sich PtX-Produkte ausschließlich gegen die Preise der fossilen Alternativprodukte rechnen müssen (Abschnitt 4.2.1). Zudem zeigen die Ergebnisse für Wasserstoff und Kerosin, dass – sofern eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert der Produkte besteht – die Deckungslücke deutlich vermindert werden kann bzw. Produkte sogar nahe an die Wirtschaftlichkeitsgrenze kommen können (Ergebnisse für den Fall der Erlösobergrenze bei Wasserstoff und Kerosin, siehe ebenfalls Abschnitt 4.2.1).



Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen einer Sensitivität untersucht, welche Auswirkungen es hat, wenn für alle betrachteten PtX-Produkte eine deutlich erhöhte Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert der Produkte bestehen würde. Hierfür wird – angelehnt an die angenommene Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff (Abschnitt 2.6) – angenommen, dass für alle PtX-Produkte ein zusätzlicher Wert von 140 € pro Tonne vermiedener CO<sub>2</sub>-Emissionen (durch Vermeidung der Nutzung des fossilen Alternativproduktes) generiert werden kann.

Abbildung 31 zeigt die Auswirkungen der höheren Zahlungsbereitschaft auf die Wirtschaftlichkeit der Produkte im Referenzszenario und Optimistischen Szenario. Da die angenommene erhöhte Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert der Produkte an die CO<sub>2</sub>-Intensität des fossilen Alternativprodukts gekoppelt ist, wirkt sich diese besonders stark auf Produkte aus, bei denen das fossile Alternativprodukt besonders CO<sub>2</sub>-intensiv ist.

Die höchste CO<sub>2</sub>-Intensität weist fossiler Wasserstoff auf (vgl. Tabelle 11 im Anhang A.6), allerdings entspricht der Fall der höheren Zahlungsbereitschaft bei Wasserstoff annahmegemäß der oberen Erlösgrenze von Wasserstoff, so dass bei Wasserstoff keine Veränderungen zu beobachten sind. Die nächst emissionsintensivsten Produkte sind Schweröl und MDO. In beiden Szenarien können bei der höheren Zahlungsbereitschaft alle laufenden Kosten der Herstellung von synthetischem Schiffsdiesel gedeckt werden.

Bei Ammoniak führt die höhere Zahlungsbereitschaft dazu, dass im Optimistischen Szenario die Wirtschaftlichkeitsschwelle überschritten wird.

Der Einfluss der höheren Zahlungsbereitschaft auf die Wirtschaftlichkeit von synthetischem Methanol ist gering, da fossiles Methanol mit 0,52 t CO<sub>2</sub>/t vergleichsweise geringe CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweist und die Erlöse von synthetischem Methanol daher auch bei Annahme einer Zahlungsbereitschaft für den grünen Mehrwert von 140 €/t CO<sub>2</sub> nur geringfügig höher ausfallen.<sup>91</sup>

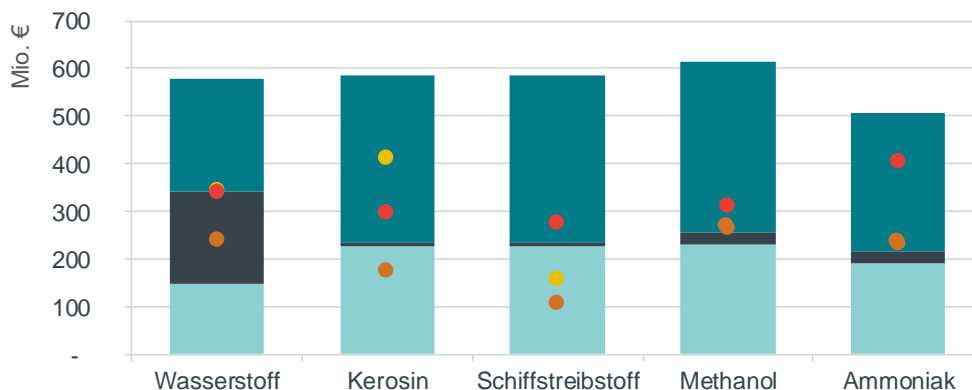
Bei Kerosin liegen die erzielbaren Erlöse bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 140 €/t noch unterhalb der Erlöse, die bei einem Preis in Höhe des Biokerosin-Preises erzielt werden können.

---

<sup>91</sup> Entsprechend des Abnahmefalls (Einsatz in der Industrie) bezieht sich der Emissionsfaktor auf die energiebedingten Emissionen der Herstellung von erdgasbasiertem Methanol und umfasst keine weiteren Emissionen der Verbrennung. Erdgas wird als Rohstoff für den Großteil des in Deutschland hergestellten Methanol genutzt (Guminski et al. (2019)).

**Abbildung 31 Diskontierte Kosten und Erlöse bei höherer Zahlungsbereitschaft**

**Referenzszenario**



**Optimistisches Szenario**



- OPEX
- Transportkosten
- CAPEX
- Erlösuntergrenze
- Erlösobergrenze
- Höhere Zahlungsbereitschaft

Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität. Erlöse bei höherer Zahlungsbereitschaft ergeben sich aus dem Preis des fossilen Alternativprodukts zuzüglich eines CO<sub>2</sub>-Preises von 140 €/tCO<sub>2</sub>. Beim Schiffstreibstoff wurde hierfür der Preis für fossilen Schiffsdiesel verwendet. Definition von OPEX, CAPEX und Transportkosten wie in Abbildung 18.

### 4.3.4 Höhere Kapitalkosten

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen auf den Kapitalwert der PtX-Produkte untersucht, wenn höhere Kapitalkosten in Höhe von 10 %, statt zuvor 6 %, angenommen werden. Die Kapitalkosten reflektieren u. a., wie groß die Risiken bezüglich zukünftiger Kosten und Erlösen sind und unterscheiden sich je nach Land, Branche und Unternehmen. Generell ist davon auszugehen, dass im Fall einer Investition in eine PtX-Anlage im Rahmen einer internationalen Kooperation zwischen Deutschland und nordafrikanischen Ländern, die auf politischem Weg abgesichert wird, geringere Kapitalkosten anfallen, als im Falle einer rein privatwirtschaftlichen Investition ohne entsprechende länderübergreifende Rahmenbedingungen und Absicherung. Die Kapitalkosten (bzw. der entsprechende Zinssatz) werden in dem Modell verwendet, um die

zukünftigen Kosten und Erlöse der Anlagen auf den heutigen Zeitpunkt (Jahr 2020) abzuzinsen (zu „diskontieren“).

Die Annahme für die höheren Kapitalkosten von 10 % basieren auf dem durchschnittlichen WACC (Weighted Average Cost of Capital, gewichtete Kosten der Beschaffung von Fremd- und Eigenkapital) im Öl- und Gassektor bzw. dem Industriesektor in Marokko und Tunesien.<sup>92</sup>

Die Auswirkungen der höheren Kapitalkosten auf den Kapitalwert der fünf Produkte sind in Abbildung 32 dargestellt. Es wird deutlich, dass der höhere Zinssatz keine eindimensionale Auswirkung auf die Ergebnisse hat, sondern dass der Kapitalwert in einigen Fällen steigt, während er in anderen Fällen sinkt.

In welche Richtung sich der Kapitalwert mit steigendem WACC entwickelt, hängt davon ab, ob die Erlöse die laufenden Kosten übersteigen oder nicht:

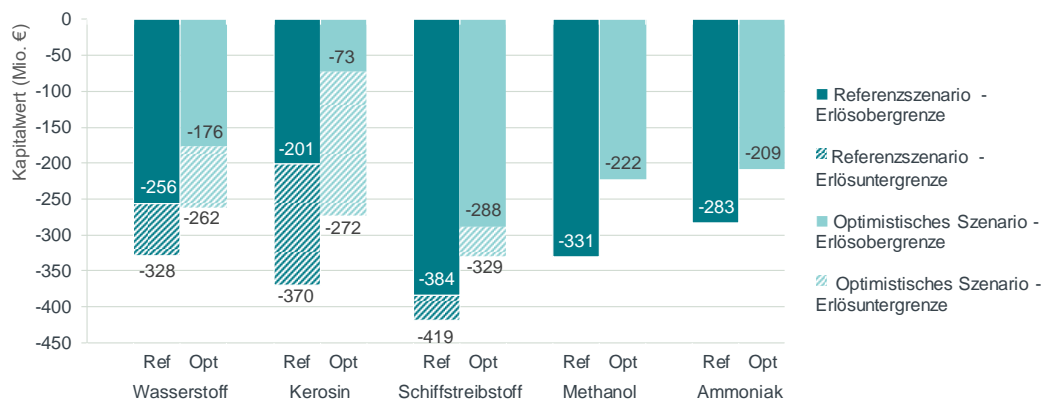
- Sofern die Erlöse nicht ausreichen, um die laufenden Kosten zu decken, führt ein Anstieg des WACC dazu, dass die laufenden Verluste stärker abgezinst und daher weniger ins Gewicht fallen – der Kapitalwert steigt (bzw. fällt weniger stark negativ aus). Dieses Ergebnis zeigt sich in Abbildung 32 beispielsweise für die Kapitalwerte von Schiffstreibstoff.
- Reichen die Erlöse dagegen mindestens aus, um die laufenden Kosten zu decken, so führt ein Anstieg des WACC dazu, dass positive Deckungsbeiträge stärker abgezinst und weniger ins Gewicht fallen – der Kapitalwert sinkt. Dieses Ergebnis zeigt sich in Abbildung 32 beispielsweise für die Kapitalwerte von Ammoniak und für Kerosin im Fall der Erlösobergrenze.

---

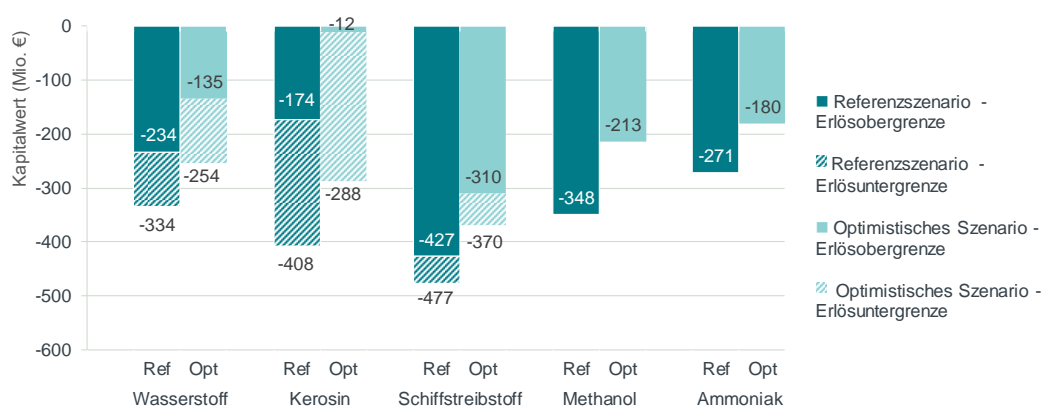
<sup>92</sup> WaccExpert (2020) für Marokko und Tunesien.

**Abbildung 32 Kapitalwerte unter Annahme von Kapitalkosten von 10 % und 6 %**

**10 % WACC**



**6 % WACC**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MW<sub>e</sub> Elektrolysekapazität. Bandbreiten ergeben sich durch die Annahme einer Erlösunter- und obergrenze.

## 5 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN

Aus den Analysen lassen sich folgenden Schlussfolgerungen und Empfehlungen ableiten:

- **Produktauswahl nach Wirtschaftlichkeit festlegen:** Als mögliche Produkte für eine PtX-Referenzanlage bieten sich grüne Kraftstoffe an, die entweder relativ nahe an der Wirtschaftlichkeit stehen (wie z. B. Ammoniak) oder die sicher auf langfristigen Bedarf treffen (wie z. B. Kerosin). Die Festlegung auf Produkte wie beispielsweise Kerosin wäre insbesondere dann sinnvoll, wenn wichtige Unternehmen der entsprechenden Branche eine hohe Nachfrage verzeichnen und Interesse an einer PtX-Referenzanlage signalisieren würden.
- **Förderbedarf abschätzen:** Auch wenn sich der laufende Betrieb der Anlage teilweise bereits wirtschaftlich gestalten lässt, besteht weiterhin Förderbedarf der Grundinvestitionen einer PtX-Anlage in Nordafrika. Da es sich derzeit noch um eine frühphasige Technologieentwicklung handelt, ist davon auszugehen, dass der Referenzfall eher Orientierung bezüglich der Größenordnung der Kosten bietet als das Optimistische Szenario. Der Förderbedarf für eine Referenzanlage von 100 MW liegt in diesem Fall nach derzeitigem Sachstand zwischen ca. 175 Mio. und 480 Mio. €.
- **Skalierung vorbereiten:** Durch die Skalierung von 100 MW auf 250 MW lassen sich in den Berechnungen spezifisch nur moderate Kostensenkungen erzielen. Zudem steigt der Förderbedarf für eine 250 MW-Anlage (Jahr 2025) im Referenzfall auf eine Größenordnung von ca. 335 Mio. € bis über 1 Mrd. € an. Dennoch könnte die Wahl einer größeren Referenzanlage von 250 MW vorteilhaft sein, da sich einige mögliche Größenvorteile in den Berechnungen aufgrund der Datenlage nicht erfassen lassen. Dazu zählt beispielsweise der mögliche Ausbau von Hafen- und sonstiger Transportinfrastruktur. Grundsätzlich sind mittel- bis langfristig Anlagenskalierungen essentiell für den Markthochlauf von PtX Produkten.
- **Rahmenbedingungen für PtX Produkte ausgestalten:** Der Förderbedarf für PtX-Investitionen in Nordafrika hängt wesentlich von den Rahmenbedingungen der Vermarktung der Produkte ab. Die Finanzierung der Projekte wird umso leichter, je stärker sich der grüne Wert der Produkte in den Vermarktungserlösen widerspiegelt. Die Rahmenbedingungen sind hierbei allerdings noch weitgehend offen und bedürfen der Ausgestaltung.

## LITERATUR

- AMIS (2020): AMIS Market Monitor Archive. <http://www.amis-outlook.org/resources-list/amis-market-monitor-archive/en/#.Xx65bDMzaUn>
- Agora Energiewende (2017): Future cost of onshore wind. Recent auction results, long-term outlook and implications for upcoming German auctions.
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.
- Bartels (2008): A feasibility study of implementing an Ammonia Economy.
- BDEW (2020): Stellungnahme. Zehn Eckpunkte des BDEW für die Umsetzung der RED II im Verkehrssektor. Berlin, 25. März 2020.
- BMU – Klimaschutz in Zahlen: Klimaschutzziele Deutschland und EU. [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutz\\_in\\_zahlen\\_klimaziele\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutz_in_zahlen_klimaziele_bf.pdf) abgerufen am 30.06.2020.
- BMU (2020): Referentenentwurf zum Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote vom 22.09.2020. [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Glaeserne\\_Gesetze/19\\_Lp/thg\\_aenderung\\_gesetz/Entwurf/thg\\_aenderung\\_gesetz\\_refe\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19_Lp/thg_aenderung_gesetz/Entwurf/thg_aenderung_gesetz_refe_bf.pdf)
- Breyer (2012): Economics of Hybrid Photovoltaic Power Plants. Dissertation. Universität Kassel.
- Brito and Sheshinski (1997): Pipelines and the Exploitation of Gas Reserves in the Middle East.
- Brynolf, Taljegarda, Grahna und Hanssona (2017): Electrofuels for the transport sector: A review of production costs.
- Bundesamt für Umwelt (2019): CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz. [https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo-daten/CO<sub>2</sub>\\_Emissionsfaktoren\\_THG\\_Inventar.pdf.download.pdf/CO<sub>2</sub>\\_Emissionsfaktoren.pdf](https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo-daten/CO2_Emissionsfaktoren_THG_Inventar.pdf.download.pdf/CO2_Emissionsfaktoren.pdf)
- Bundesregierung (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie.
- DECHEMA (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry.
- dena (2018a) – Einsatzgebiete für Power Fuels. Stahlproduktion.
- dena (2018b) – Einsatzgebiete für Power Fuels. Flugverkehr.
- dena (2018c) – Einsatzgebiete für Power Fuels. Grundstoffe für die chemische Industrie.
- dena (2018d) – Einsatzgebiete für Power Fuels. Erdölraffinerie.
- Deutscher Bundestag (2018): Energieverbrauch bei der Produktion von mineralischem Stickstoffdünger. Wissenschaftliche Dienste. Dokumentation WD8-3000-088/18.

- Fraunhofer ISI (2019): Study on the Opportunities of „Power-to-X“ in Morocco: 10 Hypotheses for Discussion.
- ENCON und LBST (2018): Potenzialatlas für Wasserstoff. Analyse des Marktpotenzials für Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor. Studie von ENCON.Europe GmbH und Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH im Auftrag der IG BCE Innovationsforum Energiewende e.V. und Mineralwirtschaftsverband.
- Fasihi und Breyer (2017): Synthetic Methanol and Dimethyl Ether Production based on Hybrid PV-Wind Power Plants. 11<sup>th</sup> International Renewable Energy Storage Conference, March 14-16, 2017, Düsseldorf.
- Fasihi et al. (2019): Mahdi Fasihi, Olga Efimova and Christian Breyer: Techno-economic assessment of CO<sub>2</sub> direct air capture plants. Journal of Cleaner Production Volume 224, 1 July 2019, Pages 957-980
- Fasihi und Breyer (2020): Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants. Journal of Cleaner Production.
- Fleiter, Schломann und Eichhammer (2013): Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. ISI Schriftenreihe „Innovationspotenziale“.
- Frittelli (2014): Shipping U.S. Crude Oil by Water: Vessel Flag Requirements and Safety Issues.
- Frontier Economics (2018): International Aspects of a Power-to-X Roadmap. Studie im Auftrag des Weltenergieerat Deutschland.
- Frontier Economics (2019): Reducing the UK Maritime Sector’s Contribution to Climate Change and Air Pollution.
- Frontier Economics (2020): Power-to-X Roadmap for Morocco. Studie im Auftrag der GIZ.
- Graver, Zhang und Rutherford (2019): CO<sub>2</sub> emissions from commercial aviation, 2018.
- Guminski, Rouyrre und Wiener (2019): CO<sub>2</sub>-Verminderung in der Methanolherstellung.  
[https://www.ffegmbh.de/images/stories/Berichte/924\\_Dynamis\\_Steckbriefe/CO2-Verminderung\\_in\\_der\\_Methanolherstellung.pdf](https://www.ffegmbh.de/images/stories/Berichte/924_Dynamis_Steckbriefe/CO2-Verminderung_in_der_Methanolherstellung.pdf)
- Hydrogen Council (2020): Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective.
- IATA (2020): Jet Fuel Price Monitor.  
<https://www.iata.org/en/publications/economics/fuel-monitor/>
- IEA (2019): The Future of Hydrogen.
- IEA (2019b): Are aviation biofuels ready for take off?.  
<https://www.iea.org/commentaries/are-aviation-biofuels-ready-for-take-off>
- IEA (2019c): World Energy Outlook 2019.
- IEA (2019d): IEA G20 Hydrogen report: Assumptions.



- IEA Bioenergy (2017): Biofuels for the marine shipping sector.
- IMO (2014): Third IMO Greenhouse Gas Study 2014.
- IMO (2018): Initial IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships. <http://www.imo.org/en/OurWork/Documents/Resolution%20MEPC.304%2872%29%20on%20Initial%20IMO%20Strategy%20on%20reduction%20of%20GHG%20emissions%20from%20ships.pdf>
- IMO (2020a): Prevention of Air Pollution from Ships. <http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Pages/Air-Pollution.aspx>
- IMO (2020b): Reducing greenhouse gas emissions from ships <http://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Reducing-greenhouse-gas-emissions-from-ships.aspx>
- IMO (2020c): EEDI - rational, safe and effective. <http://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/GHG/Pages/EEDI.aspx>
- Kalavasta (2018): The cost implications of importing renewable electricity, hydrogen and hydrogen carriers into the Netherlands from a 2050 perspective.
- Kawasaki (2019): World's First Liquefied Hydrogen Carrier SUISSO FRONTIER Launches Building an International Hydrogen Energy Supply Chain Aimed at Carbon-free Society. [https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20191211\\_3487](https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20191211_3487)
- Klimaschutz-Portal (2020): CORSIA: Weltweit einzigartige CO<sub>2</sub>-Kompensation. <https://www.klimaschutz-portal.aero/co2-kompensieren/corsia/>
- Kugler, Mitsos, Wang und Wessling (2015): Ammoniaksynthese 2.0 – Elektrochemie versus Haber Bosch. In: RWTH Themen: Energy, Chemical & Process Engineering.
- Methanex (2020): Methanex Monthly Average Regional Posted Contract Price History. [https://www.methanex.com/sites/default/files/MxAvgPrice\\_June%202020.pdf](https://www.methanex.com/sites/default/files/MxAvgPrice_June%202020.pdf)
- OECD-FAO (2019): Agricultural Outlook 2019-2028. [https://www.oecd-ilibrary.org/agriculture-and-food/oecd-fao-agricultural-outlook-2019-2028\\_agr\\_outlook-2019-en](https://www.oecd-ilibrary.org/agriculture-and-food/oecd-fao-agricultural-outlook-2019-2028_agr_outlook-2019-en)
- Pavlenko, Searle und Christensen (2019): The cost of supporting alternative jet fuels in the European Union.
- Pichlmaier (2019): Welche strombasierten Kraftstoffe sind im zukünftigen Energiesystem relevant? <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/863-welche-strombasierten-kraftstoffe-sind-im-zukuenftigen-energiesystem-relevant>
- Prognos (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Endbericht zum Projekt Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe im Auftrag des BMWi.

- Realmonte et al. (2019): An inter-model assessment of the role of direct air capture in deep mitigation pathways. *Nat Commun* 10, 3277.
- Rodrigue et al. (2020): The Geography of Transport. Systems [https://transportgeography.org/?page\\_id=6757](https://transportgeography.org/?page_id=6757)
- RP-Energie-Lexikon (2020): Methanol. <https://www.energie-lexikon.info/methanol.html>
- Runge, Sölch, Albert, Wasserscheid, Zöttl, und Grimm, (2019): Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. *Applied Energy*, 233, 1078-1093.
- Ship & Bunker (2020): Global 20 Ports Average. <https://shipandbunker.com/prices/av/global/av-q20-global-20-ports-average#IFO380>
- skw.Piesteritz (2020): Verwendung von Ammoniak. <https://www.skwp.de/produkte/agrochemie/allgemeine-informationen/lexikon/verwendung-von-ammoniak/>
- Statistics Norway (2017): Emission factors used in the estimations of emissions from combustion. <https://www.ssb.no/attachment/291696/binary/95503?version=547186>
- The Royal Society (2020): Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store.
- Thyssenkrupp (2020): Ammoniak-Anlage von Uhde. <https://www.thyssenkrupp-industrial-solutions.com/de/produkte-und-services/duengemittelanlagen/ammonia-plants-by-uhde>
- Tizgui et al. (2018): Tizgui, Ijjou & Guezar, Fatima & Bouzahir, Hassane & Vargas, A. N.. (2018). Estimation and Analysis of Wind Electricity Production Cost in Morocco. *International Journal of Energy Economics and Policy*. 8. 58-66.
- Tseng, Lee und Friley (2005): *A hydrogen economy: opportunities and challenges*. *Energy* 30(14), pp. 2703-2720.
- Van der Giesen, Kleijn und Kramer (2014): *Energy and climate impacts of producing synthetic hydrocarbon fuels from CO<sub>2</sub>*, *Supporting Information*, *Environmental Science & Technology* 48.12 (2014), pp. 7111-7121.
- VCI (2019): *Chemiewirtschaft in Zahlen*. Verband der Chemischen Industrie e.V.
- WaccExpert (2020): <http://www.waccexpert.com/>
- Wirtschaftsvereinigung Stahl (2020): Roheisen- und Rohstahlerzeugung. <https://www.stahl-online.de/index.php/service/stahlerzeugung/>
- Wissenschaftliche Dienste des Bundestages (2018): Maßnahmen zur Minderung von Emissionen in der Schifffahrt.
- World Bank Group (2019): *Commodity Markets Outlook*, October 2019.

- World Bank Group (2020): World Bank Commodities Price Data (The Pink Sheet). <http://pubdocs.worldbank.org/en/722721593705473133/CMO-Pink-Sheet-July-2020.pdf>
- Wurster, Weindorf, Zittel, Schmidt, Heidt, Lambrecht, Lischke und Müller: LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen – Aktualisierung auf Verkehrsprognose 2030.

## ANNEX A ANNAHMEN

### A.1 Annahmen zur Stromerzeugung

**Tabelle 6 Annahmen zur Stromerzeugung mittels kombinierter PV-Wind-Anlage**

Szenario	2020		2025		2030	
	Referenz	Optimis-tisch	Referenz	Optimis-tisch	Referenz	Optimis-tisch
Volllaststunden PV-Wind Anlage [h/a]	5376	6345	5376	6345	5376	6345
Volllaststunden PV [h/a]	2344	2500	2344	2500	2344	2500
Volllaststunden Wind [h/a]	3629	4550	3629	4550	3629	4550
Investitionskosten PV-Wind-Anlage [€/2kW]	1750	1500	1599	1384	1460	1278
Investitionskosten PV [€/kW]	750	600	690	536	635	479
Investitionskosten Wind [€/kW]	1000	900	908	848	825	799
Betriebskosten [ % der Investitionskosten]				2 %		
Lebensdauer				25 Jahre		
Zinssatz, real				6 %		
Resultierende Stromerzeugungskosten, exkl. Anbindung an die Elektrolyse-Anlage [ct/kWh <sub>el</sub> ]	3,2	2,3	2,9	2,1	2,7	2,0
Resultierende Stromerzeugungskosten, inkl. Anbindung an die Elektrolyse-Anlage [ct/kWh <sub>el</sub> ]	4,2	3,1	3,9	2,9	3,7	2,7

Quelle: Frontier Economics basierend auf Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018), Experteninterviews und Gesprächen im Rahmen eines parallel laufenden Projektes für GIZ Marokko (Frontier Economics (2020)). Die Volllaststunden für Onshore Wind basieren auf Tizgui et al. (2018) und Agora Energiewende (2017). Die Annahmen für die Investitionskosten liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie beispielsweise in Fasihi und Breyer (2020). Die Volllaststunden (VLH) der PV-Wind-Kombination entsprechen der Summe der VLH der PV- und der Wind-Anlage, multipliziert mit einem Faktor von 90 %, um Überschneidungen bei den VLH von PV- und Wind-Anlagen Rechnung zu tragen. Gemäß Breyer (2012) liegen die kritischen Überschneidungen bei den VLH von PV und Wind weltweit bei 1-8 %, in vielen Weltregionen bei 2 %. Gemäß Fasihi und Breyer (2020) liegen die kritischen Überschneidungen in den meisten Regionen der Welt bei unter 500 Stunden. Mit einem Abschlag von 10 % bzw. ca. 600-650 Stunden ist der von uns angenommene Abschlag also eher als konservativ einzustufen.

## A.2 Annahmen zur Wasserstoffelektrolyse

**Tabelle 7 Annahmen zur Wasserstoffelektrolyse**

Elektrolysekapazität	2020				2025				2030			
	100 MW <sub>el</sub>		250 MW <sub>el</sub>		100 MW <sub>el</sub>		250 MW <sub>el</sub>		100 MW <sub>el</sub>		250 MW <sub>el</sub>	
Szenario	Ref	Opt	Ref	Opt	Ref	Opt	Ref	Opt	Ref	Opt	Ref	Opt
Nutzungsstunden (h/a)	5376	6345	5376	6345	5376	6345	5376	6345	5376	6345	5376	6345
Wirkungsgrad (LHV)	67 %											
Investitions-kosten („Turn-Key“) [€/kW <sub>el</sub> ]	1000	650	800	570	775	544	620	477	600	455	480	399
Betriebskosten [% der Inv.-kosten], inkl. Stackaustausch	4 %		3 %		4 %		3 %		4 %		3 %	
Lebensdauer	25 Jahre											
Zinssatz, real	6 %											
Stackaustausch	Alle 9 Jahre											
Wirkungsgradverschlechterung der Stacks	1 Prozentpunkt je Jahr											
Wasserbedarf	Optimistisch: 2010 m <sup>3</sup> /GWh <sub>H<sub>2</sub></sub> Referenz: 2090 m <sup>3</sup> /GWh <sub>H<sub>2</sub></sub>											
Kosten der Wasserversorgung	Optimistisch: 0,00010420 ct/kWh <sub>el,H<sub>2</sub></sub> Referenz: 0,00014465 ct/kWh <sub>el,H<sub>2</sub></sub>											

Quelle: Frontier Economics basierend auf Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018) und Experteninterviews.

Hinweis: Jahresangaben beziehen sich auf das Jahr der Investition. Die Elektrolysekapazität von 100 MW<sub>el</sub> bzw. 250 MW<sub>el</sub> entspricht einer Kapazität von 59-67 MW<sub>H<sub>2</sub></sub> bzw. 147,5-167,5 MW<sub>H<sub>2</sub></sub>, die durch die Wirkungsgradverschlechterung der Stacks jährlichen Schwankungen unterliegt.

## A.3 Annahmen zur weiteren Umwandlung in Power-to-Liquids

**Tabelle 8 Annahmen zur Umwandlung in Power-to-Liquids**

	2020		2025		2030	
<b>Elektrolysekapazität</b>	<b>100</b>	<b>250</b>	<b>100</b>	<b>250</b>	<b>100</b>	<b>250</b>
	<b>MW<sub>el</sub></b>	<b>MW<sub>el</sub></b>	<b>MW<sub>el</sub></b>	<b>MW<sub>el</sub></b>	<b>MW<sub>el</sub></b>	<b>MW<sub>el</sub></b>
<b>Fischer-Tropsch-Synthese-Kapazität (MW<sub>FT-Fuel</sub>)</b>	<b>28,9-38,8</b>	<b>72,4-97,0</b>	<b>28,9-38,8</b>	<b>72,4-97,0</b>	<b>28,9-38,8</b>	<b>72,4-97,0</b>
<b>Methanolsynthese-Kapazität (MW<sub>Methanol</sub>)</b>	<b>31,8-42,7</b>	<b>79,6-106,7</b>	<b>31,8-42,7</b>	<b>79,6-106,7</b>	<b>31,8-42,7</b>	<b>79,6-106,7</b>
Nutzungsstunden (h/a)	8000					
Wirkungsgrad (H <sub>2</sub> to PtL, %)	Fischer-Tropsch-Synthese: 73 % Methanolsynthese: 80,3 %					
Investitionskosten [€/kW]	100 MW, Referenz: 1000 100 MW, Optimistisch: 800 250 MW, Referenz: 800 250 MW, Optimistisch: 500					
Betriebskosten [% der Inv.kosten]	3 %					
Lebensdauer	25 Jahre					
H <sub>2</sub> -Speicherkosten (ct/kWh <sub>H<sub>2</sub></sub> )	0,28					
Zinssatz, real [%]	6 %					
CO <sub>2</sub> -Bedarf (t CO <sub>2</sub> /kWh <sub>PtL</sub> )	Fischer-Tropsch-Synthese: 0,000269 Methanolsynthese: 0,000266					
CO <sub>2</sub> -Kosten (€/t CO <sub>2</sub> ) bei Direct Air Capture	Ref.: 180 Opt.: 130		Ref.: 156 Opt.: 113		Ref.: 150 Opt.: 100	
CO <sub>2</sub> -Kosten (€/t CO <sub>2</sub> ) bei Abscheidung aus der Zementindustrie	32,6					

Quelle: Frontier Economics basierend auf Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018), Experteninterviews, Fasihi und Breyer (2017) (Methanolsynthese Wirkungsgrad und CO<sub>2</sub>-Bedarf), Brynolf et al. (2018) (Wirkungsgrad Fischer-Tropsch-Synthese), Van der Giesen et al. (2014) (CO<sub>2</sub>-Bedarf Fischer-Tropsch-Synthese).

Hinweis: Jahresangaben beziehen sich auf das Jahr der Investition.

## A.4 Annahmen zur weiteren Umwandlung in Ammoniak

**Tabelle 9 Annahmen zur Umwandlung in Ammoniak**

	2020		2025		2030	
	100 MW <sub>el</sub>	250 MW <sub>el</sub>	100 MW <sub>el</sub>	250 MW <sub>el</sub>	100 MW <sub>el</sub>	250 MW <sub>el</sub>
<b>Elektrolyse- kapazität (MW<sub>el</sub>)</b>						
<b>Haber-Bosch- Synthese- Kapazität (MW<sub>Ammoniak</sub>)</b>	32,5- 43,5 MW	81,2- 108,8 MW	32,5- 43,5 MW	81,2- 108,8 MW	32,5- 43,5 MW	81,2- 108,8 MW
Nutzungsstunden	8000					
Wirkungsgrad [H <sub>2</sub> to Amm, %]	82 %					
Investitionskosten [€/t <sub>Amm</sub> *a]	1000	600	1000	600	1000	600
Betriebskosten [€/t <sub>Amm</sub> ]	25	25	25	25	29	29
Wartungskosten [€/t <sub>Amm</sub> ]	12					
Sonstige Kosten [€/t <sub>Amm</sub> ]	2					
H <sub>2</sub> -Speicher- kosten [ct/kWh <sub>H2</sub> ]	0,28					
Stromspeicher- kosten [ct/kWh <sub>el</sub> ]	Referenz: 3,2 Optimistisch: 2,3		Referenz: 2,9 Optimistisch: 2,1		Referenz: 2,7 Optimistisch: 2,0	
Zinssatz, real [%]	6 %					
Lebensdauer [a]	25 Jahre					
Strombedarf [kWh <sub>el</sub> /kWh <sub>Amm</sub> ]	0,018	0,018	0,017	0,017	0,015	0,015

Quelle: Frontier Economics basierend auf Fraunhofer ISI (2019) und Bartels (2008) (Investitionskosten).  
Bezüglich der Stromspeicherkosten wird angenommen, dass diese in gleicher Höhe anfallen, wie die reinen Stromkosten.

## A.5 Annahmen zu den Transportkosten

Die Kosten für den Transport von Wasserstoff sind im Wesentlichen aus IEA (2019) (Kostenbestandteile „Hafengebühren“, „Seetransport“ sowie „Rückumwandlung in Wasserstoff“) entnommen. Der Kostenteil „Umwandlung von Wasserstoff in Ammoniak“ ergibt sich aus der eigenen Modellierung der Ammoniakproduktion und umfasst die Kosten des gesamten Haber-Bosch-Prozesses.

Ausgangspunkt für die Kosten des Seetransports von Kerosin, Schiffstreibstoff und Methanol ist ein in der Literatur genannter Überschlagswert von 1 Cent pro Liter für den Schiffstransport von Rohöl.<sup>93</sup> Umgerechnet mit den produktspezifischen Energiedichten ergeben sich die Seetransportkosten wie in Tabelle 10 dargestellt.

<sup>93</sup> Runge et al. (2019), Frittelli (2014), Rodrigue et al. (2020).



Für die Terminkosten (Hafengebühren) werden für die drei Produkte ein Aufschlag in Höhe der doppelten Seetransportkosten veranschlagt.

Die Kostenbestandteile für den Transport von Ammoniak sind aus IEA (2019) entnommen.

**Tabelle 10 Annahmen zu den Transportkosten**

Produkt	Art des Transports	Kosten
Wasserstoff	Verschifft als Ammoniak in LPG-Tankern	5,37 ct/kWh <sub>H2</sub>
		davon:
		Umwandlung von Wasserstoff in Ammoniak: 2,71 ct/kWh <sub>H2</sub>
		Hafengebühren: 0,4 ct/kWh <sub>H2</sub>
		Seetransport: 0,2 ct/kWh <sub>H2</sub>
		Rückumwandlung: 2,06 ct/kWh <sub>H2</sub>
Kerosin, Schiffstreibstoff	Öltanker	0,3 ct/kWh <sub>FT-Fuel</sub>
		davon:
		Hafengebühren: 0,2 ct/kWh <sub>FT-Fuel</sub> Seetransport: 0,1 ct/kWh <sub>FT-Fuel</sub>
Methanol	Öltanker	0,69 ct/kWh <sub>Methanol</sub>
		davon:
		Hafengebühren: 0,46 ct/kWh <sub>Methanol</sub> Seetransport: 0,23 ct/kWh <sub>Methanol</sub>
Ammoniak	LPG-Tanker	0,68 ct/kWh <sub>Ammoniak</sub>
		davon:
		Hafengebühren: 0,45 ct/kWh <sub>Ammoniak</sub> Seetransport: 0,23 ct/kWh <sub>Ammoniak</sub>

Quelle: Frontier Economics basierend auf IEA (2019), S. 84 (Wasserstoff, Ammoniak); Annahmen zur Umwandlung von Wasserstoff in Ammoniak gemäß Tabelle 9; Runge et al. (2019), Frittelli (2014) und Rodrigue et al. (2020) (Kerosin, Schiffstreibstoff, Ammoniak).

## A.6 Annahmen zu den erzielbaren Erlösen

Um Preise von fossilen bzw. nachhaltigen Alternativprodukten im Zielmarkt zu bestimmen, die unabhängig von kurzfristigen Schwankungen sind, liegen den Erlösen europäische Durchschnittspreise aus dem Jahr 2019 zugrunde. Die Preise der Alternativprodukte werden anhand von gängigen Prognosen (z. B. IEA) bis zum Jahr 2060 projiziert, wobei sie aufgrund hoher Unsicherheiten in der langen Frist ab 2040 konstant gehalten werden. Die Preise von Kerosin, Methanol, Schweröl und Schiffsdiesel werden auf Basis der prognostizierten Entwicklung des Rohölpreises fortgeschrieben, die Preise von Wasserstoff und Ammoniak auf Basis von Prognosen des Erdgaspreises.

Die Fortschreibung des Rohölpreises erfolgt zwischen 2020 und 2025 gemäß der jährlichen Prognose der Weltbank.<sup>94</sup> Von 2025 bis 2040 wird ein jährlicher Anstieg des Rohölpreises um 1,9 % angenommen, der sich aus den für 2025 und 2030 prognostizierten Preisen ergibt. Erdgas wird auf Grundlage der Preisprognose der Internationalen Energieagentur (IEA) fortgeschrieben („Current Policies“

<sup>94</sup> World Bank Group (2019), S. 39.

Szenario).<sup>95</sup> Für 2020-2030 bedeutet das einen jährlichen Preisanstieg um 1,4 %, für 2030-2040 einen jährlichen Anstieg um 3 %.

Als Ausgangspunkt für den Preis von fossilem Wasserstoff wird ein Indikator für die Herstellungskosten von fossilem Wasserstoff i. H. v. 1,499 €/kg genutzt.<sup>96</sup> Da Wasserstoff unter das EU-ETS fällt, wird in 2020 ein CO<sub>2</sub>-Preis von 25 €/t CO<sub>2</sub> hinzugerechnet, woraus ein angenommener Wasserstoffpreis in Höhe von 1,72 €/kg resultiert (Erlösuntergrenze für Wasserstoff). Die zukünftige Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises ist einer Prognose der Internationalen Energieagentur entnommen.<sup>97</sup> Der modellierte grüne Mehrwert von Wasserstoff (Erlösbergrenze für Wasserstoff) entspricht dem Preis von fossilem Wasserstoff plus einem Aufschlag von 3,75 ct/kWh für CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von Biokraftstoffen, der anhand des aktuellen Preisaufschlags von Biodiesel gegenüber konventionellem Diesel abgeschätzt wird.

Der heutige Preis von Kerosin wird anhand des Rohölpreises<sup>98</sup> bestimmt, plus einem Aufschlag von 20 %, was der langfristigen mittleren Preisdifferenz zwischen Kerosin und Rohöl entspricht.<sup>99</sup> Biokerosin wird aktuell noch sehr eingeschränkt gehandelt, weshalb kein zuverlässiger Marktpreis zu ermitteln ist. Der Schätzwert von 1,2 €/Liter für den Preis von Biokerosin ist ein Mittelwert über verschiedene Herstellungsarten.<sup>100</sup> In Übereinstimmung mit der Literatur wird der Preis für Biokerosin über die Zeit konstant gehalten.

Der Preis von Schiffsdiesel entspricht dem 8,6-fachen Rohölpreis.<sup>101</sup> Für den Ausgangspreis von Schweröl gilt als Referenzwert der durchschnittliche Preis von IFO380 im Hafen Rotterdam in 2019.<sup>102</sup> Für Methanol und Ammoniak werden jeweils die europäischen Durchschnittspreise in 2019 angesetzt.<sup>103</sup> Da beide Produkte unter das EU-ETS fallen, ist davon auszugehen, dass die CO<sub>2</sub>-Kosten in den europäischen Preisnotierungen bereits eingepreist sind.

Die angenommene Preisentwicklung ist in Abbildung 33 für die auf der Basis des Erdöl-Preises fortgeschriebenen Produktpreise (Kerosin, Methanol, Schweröl, Schiffsdiesel) und in Abbildung 34 für die auf Basis des Erdgas-Preises prognostizierten Produktpreise (Ammoniak, Wasserstoff) dargestellt.

Für die Berechnung der Erlöse, die bei einer höheren Zahlungsbereitschaft erzielbar sind (vgl. Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 0), werden die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren der Produkte benötigt. Diese Annahmen sind in Tabelle 11 dargestellt.

<sup>95</sup> IEA (2019c).

<sup>96</sup> Basierend auf IEA (2019), S. 42, Figure 9 „Europe no CCUS“.

<sup>97</sup> IEA (2019c), S. 758 (Stated Policies).

<sup>98</sup> Angenommen wird der durchschnittlichen Preis von Rohöl von 61,4 \$/bbl im Jahr 2019 an (World Bank, 2020).

<sup>99</sup> IATA (2020).

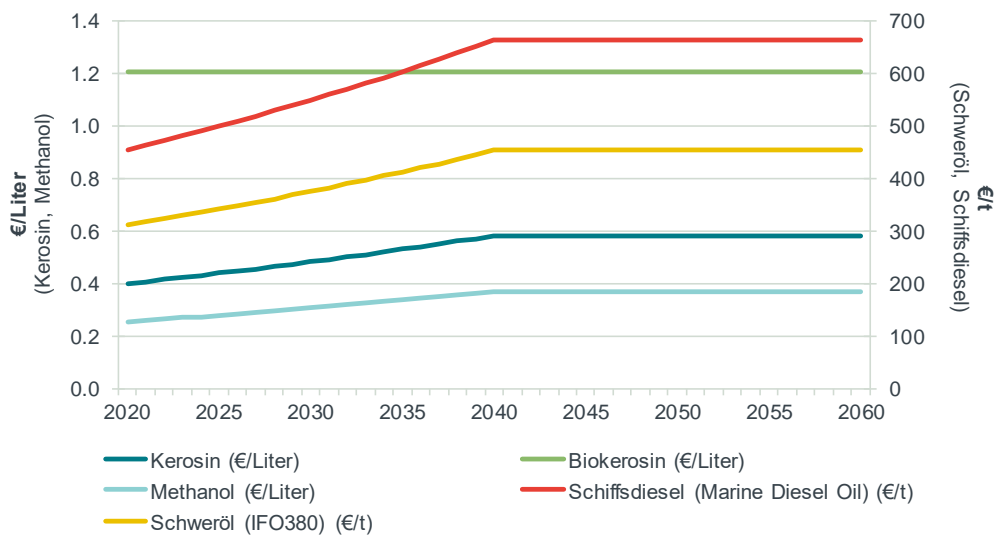
<sup>100</sup> Hydrogen Council (2020), S. 46, basierend auf Pavlenko et al. (2019).

<sup>101</sup> Frontier Economics (2019), S. 49-50.

<sup>102</sup> Ship & Bunker (2020).

<sup>103</sup> Für Methanol wird der „Methanex European Posted Contract Price (MEPCP)“ aus Methanex (2020) angenommen. Für Ammoniak wird der Preis aus AMIS (2020) angenommen.

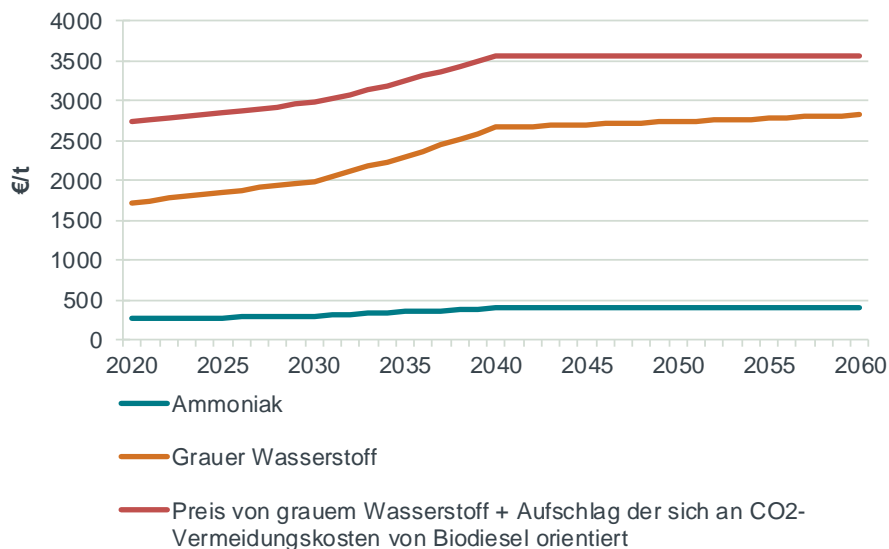
**Abbildung 33 Angenommene Preisentwicklung von (Bio-)Kerosin, Methanol und Schiffstreibstoffen**



Quelle: Frontier Economics basierend auf IATA (2020) (Kerosin), (Biokerosin), Methanex (2020) (Methanol), Frontier Economics (2019) (Schiffsdiesel) und Ship & Bunker (2020) (Schweröl).

Hinweis: Werte für Kerosin, Biokerosin und Methanol gemäß linker Achse (€/Liter), für Schweröl und Schiffsdiesel gemäß rechter Achse (€/t).

**Abbildung 34 Angenommene Preisentwicklung von Ammoniak und Wasserstoff**



Quelle: Frontier Economics basierend auf AMIS (2020) (Ammoniak) und IEA (2019) (Wasserstoff).

**Tabelle 11** CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren der fossilen Produkte

<b>Produkt</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor</b>
Wasserstoff	8,9 tCO <sub>2</sub> /t
Kerosin	3,15 tCO <sub>2</sub> /t
Schweröl	3,17 tCO <sub>2</sub> /t
Schiffsdiesel	3,17 tCO <sub>2</sub> /t
Methanol	0,52 tCO <sub>2</sub> /t
Ammoniak	1,782 tCO <sub>2</sub> /t

Quelle: Wasserstoff: IEA (2019); Kerosin, Schiffsdiesel: Statistics Norway (2019); Schweröl: Bundesamt für Umwelt (2019); Methanol: DECHEMA (2017), S. 66; Ammoniak: Fleiter et al. (2013), S. 107.

## ANNEX B WEITERE ERGEBNISSE

### B.1 Produktionsmengen

**Tabelle 12** Energiedichten und Produktionsmengen der Endprodukte bei 100 MW Elektrolysekapazität

	Massen- bezogene Energiedichte (kWh/kg)	Jährliche Produktionsmenge	
		Referenz	Optimistisch
Wasserstoff	33,3	7.800 - 8.858 t	9.206 - 10.455 t
Kerosin	11,6	25 - 28 Mio. Liter	29 - 33 Mio. Liter
Schiffstreibstoff	11,9	19.520 - 22.167 t	23.040 - 26.164 t
Methanol	5,5	59 - 67 Mio. Liter	69 - 79 Mio. Liter
Ammoniak	5,2	50.272 - 57.089 t	59.337 - 67.382 t

Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Bandbreiten ergeben sich aus dem schwankenden Wirkungsgrad des Wasserstoffelektrolyseurs. Im ersten Betriebsjahr der Stacks wird die höchste Produktionsmenge erreicht, im letzten Jahr vor dem Austausch der Stacks die niedrigste Produktionsmenge. Die Produktionsmenge ist im Optimistischen Szenario höher, weil höhere Vollaststunden bei der Stromerzeugung angenommen werden.

**Tabelle 13** Produktionsmengen der Endprodukte bei 250 MW Elektrolysekapazität

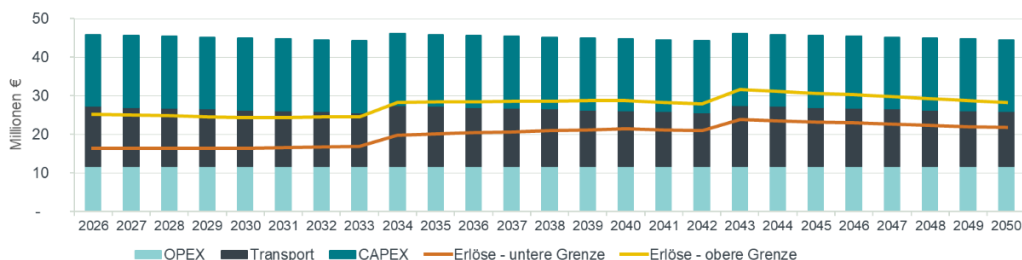
	Jährliche Produktionsmenge	
	Referenz	Optimistisch
Wasserstoff	19.500 - 22.144 t	23.016 - 26.137 t
Kerosin	62 - 71 Mio. Liter	74 - 84 Mio. Liter
Schiffstreibstoff	48.801 - 55.418 t	57.600 - 65.410 t
Methanol	147 - 167 Mio. Liter	174 - 197 Mio. Liter
Ammoniak	125.680 - 142.721 t	148.342 - 168.456 t

Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Bandbreiten ergeben sich aus dem schwankenden Wirkungsgrad des Wasserstoffelektrolyseurs. Anlage mit 250 MW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität.

## B.2 Kosten und Erlöse im Zeitverlauf

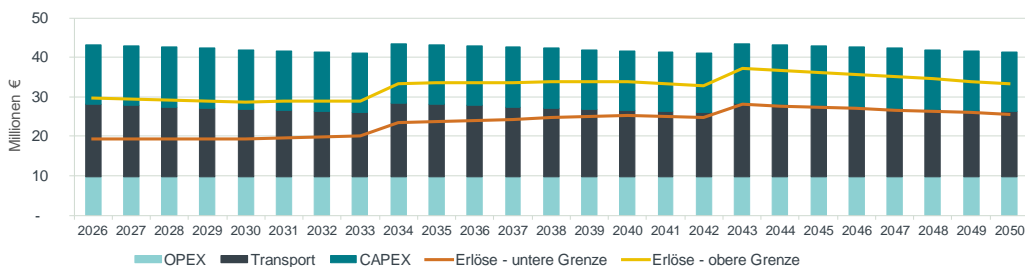
**Abbildung 35 Kosten und Erlöse von Wasserstoff im Zeitverlauf – Referenzszenario**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MWel Elektrolysekapazität.

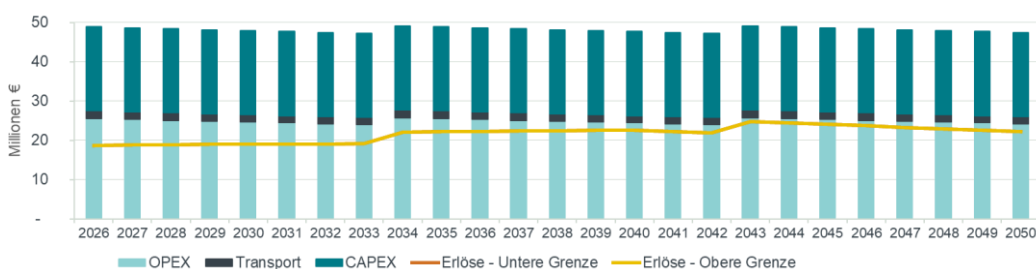
**Abbildung 36 Kosten und Erlöse von Wasserstoff im Zeitverlauf – Optimistisches Szenario**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MWel Elektrolysekapazität.

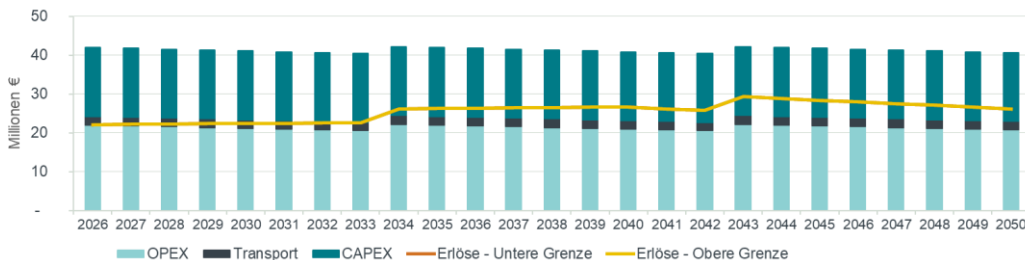
**Abbildung 37 Kosten und Erlöse von Methanol im Zeitverlauf – Referenzszenario**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MWel Elektrolysekapazität.

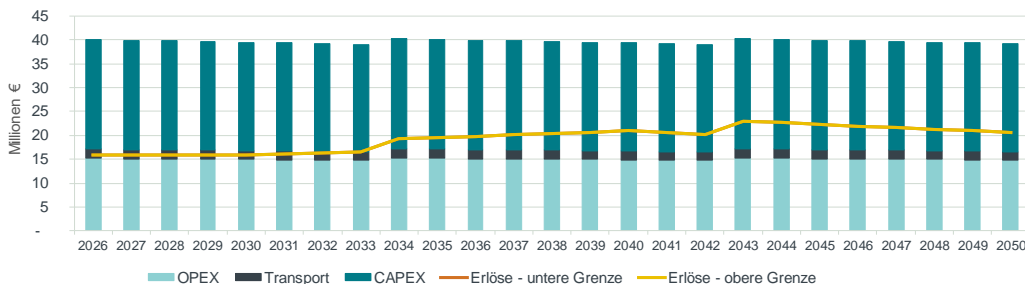
**Abbildung 38 Kosten und Erlöse von Methanol im Zeitverlauf – Optimistisches Szenario**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MWeI Elektrolysekapazität.

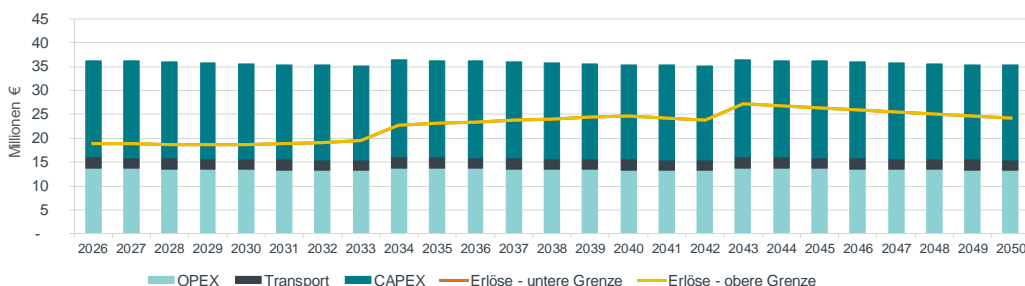
**Abbildung 39 Kosten und Erlöse von Ammoniak im Zeitverlauf – Referenzszenario**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MWeI Elektrolysekapazität.

**Abbildung 40 Kosten und Erlöse von Ammoniak im Zeitverlauf – Optimistisches Szenario**



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Investition im Jahr 2025. Lebensdauer 25 Jahre. Anlage mit 100 MWeI Elektrolysekapazität.



