

ENDBERICHT

ZUSATZBETRACHTUNGEN ZUR STU- DIE IMPORTMÖGLICHKEITEN FÜR ERNEUERBAREN WASSERSTOFF

Auftraggeber:

Die Studie wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) erstellt.

Projektteam:

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Judith Kapeller

Stefan Reuter

Philipp Ortmann

11.10.2023

Impressum

Auftraggebende Institution: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie (BMK)
Radetzkystraße 2 | 1030 Venna | Austria
T. +43 171162-65 0,
www.bmk.at

Herausgebendes Institut: AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Giefinggasse 4 | 1210 Vienna | Austria
www.ait.ac.at

Für den Inhalt verantwortlich: Judith Kapeller M.Sc.
Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet.

INHALTSVERZEICHNIS

Kurzfassung.....	5
1 Einleitung & Zielsetzung	6
2 Auswahl und Analyse der weiteren Bezugsländer	7
2.1 Methodik zur Länderauswahl	7
2.2 Namibia	8
2.2.1 Bestehende Wasserstoffstrategien, Initiativen & Projekte	8
2.2.2 Infrastrukturelle Rahmenbedingungen	9
2.2.3 Wirtschaftsstruktur, Energiesektor & Landverfügbarkeit.....	9
2.2.4 Strom-/ und Wasserstoffgestehungskosten.....	12
2.3 Südafrika	14
2.3.1 Bestehende Wasserstoffstrategien, Initiativen & Projekte	14
2.3.2 Infrastrukturelle Rahmenbedingungen	15
2.3.3 Wirtschaftsstruktur, Energiesektor & Landverfügbarkeit.....	16
2.3.4 Strom-/ und Wasserstoffgestehungskosten.....	18
2.4 Oman.....	19
2.4.1 Bestehende Wasserstoffstrategien, Initiativen & Projekte	20
2.4.2 Infrastrukturelle Rahmenbedingungen	21
2.4.3 Wirtschaftsstruktur, Energiesektor & Landverfügbarkeit.....	21
2.4.4 Strom-/ und Wasserstoffgestehungskoste.....	23
3 Analyse der Transportszenarien	26
3.1 Ziele.....	26
3.2 Transportszenarien.....	26
3.2.1 Transportrouten	26
3.3 Ergebnisse Transportszenarien Wasserstoff.....	28
3.3.1 Optimistisches Szenario 2030.....	28
3.3.2 Optimistisches Szenario 2040.....	28
3.3.3 Vergleich aller Szenarien	29
4 Analyse Transportszenario SNG	30
4.1 Ziele.....	30
4.2 Annahmen & Methodik.....	30
4.2.1 Methodik der Transportmodellierung der SNG-Route	30
4.2.2 Prozesskette & Methodik der Kostenkalkulation.....	30

4.2.3	Transportroute	31
4.2.4	Beschreibung der Komponenten, Kostenannahmen & Inputparameter.....	32
4.3	Ergebnisse Transportszenario SNG.....	35
4.3.1	Vergleich H ₂ -Route und SNG-Route	36
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	38
6	Abkürzungsverzeichnis.....	40
7	Abbildungsverzeichnis	41
8	Tabellenverzeichnis.....	43
9	Literaturverzeichnis	44

KURZFASSUNG

Diese Studie ergänzt die Studie „Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff“, welche im Jahr 2022 im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie durchgeführt wurde [40].

In dieser Studie werden weitere mögliche Länder für den Export von Wasserstoff für den österreichischen Markt entlang des südlichen Importkorridors analysiert. Neben Namibia und Südafrika wird der Oman als drittes Land analysiert. Dazu werden die Rahmenbedingungen für die Produktion und den Export von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten in diesen Ländern untersucht und eine techno-ökonomische Bewertung der Importkosten durchgeführt. Der Wasserstofftransport wird per Pipeline, Flüssigwasserstoff, Ammoniak und LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) modelliert, jeweils unter der Annahme, dass schlussendlich gasförmiger Wasserstoff nach Österreich importiert wird, wodurch für einzelne Derivate eine Rückumwandlung erforderlich ist. Im Oman wird zusätzlich SNG (synthetisches Methan) als Transportmedium analysiert, dieses aber unter der Annahme, dass SNG nicht mehr in Wasserstoff rückumgewandelt wird.

Die Analyse der Länder zeigt, dass **Namibia** den Aufbau einer Wasserstoffexportwirtschaft anstrebt, aber vor Herausforderungen wie dem notwendigen Ausbau der Infrastruktur und einer kleinen Wirtschaft steht. **Südafrika** verfügt über einen bestehenden Industriesektor mit Erfahrung in der Wasserstoffproduktion und einer Wasserstoffstrategie. Anhaltende Stromversorgungsprobleme aufgrund veralteter Infrastruktur könnten jedoch den reibungslosen Betrieb von Exportzentren behindern. Der **Oman** strebt die Entwicklung von Wasserstoffprojekten als langfristige Alternative zum Export fossiler Brennstoffe an, wobei ein nationales Energie- und Chemieunternehmen die Führung übernimmt.

Die durchgeführten Analysen zeigen, dass die Importkosten in Namibia und Südafrika aufgrund der langen Transportwege und hohen Produktionskosten relativ hoch sind, während der Oman aufgrund niedriger Produktionskosten und kürzerer Transportwege Kostenvorteile hat. Der Import von SNG hat spezifische Vor- und Nachteile im Vergleich zu den Wasserstoffrouten, wobei keine signifikanten Kostenvorteile gegenüber anderen Transportmedien bestehen.

1 EINLEITUNG & ZIELSETZUNG

Als Ergänzung zur im Jahr 2022 durchgeführten Studie „Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff“ werden in vorliegender Studie weitere mögliche Bezugsländer für den Export von Wasserstoff entlang des südlichen Importkorridors analysiert. Neben den vorab fixierten Ländern Namibia und Südafrika wird im Rahmen der Studie ein drittes Land, der Oman, identifiziert. Die erarbeiteten Ergebnisse sollen als Grundlage für die Auslotung weiterer möglicher Kooperationspartner für den Import von Wasserstoff dienen.

Zur Erarbeitung dieser Inhalte wurden die Rahmenbedingungen für die Produktion und den Export von Wasserstoff in den ausgewählten analysiert und eine techno-ökonomische Bewertung der Importkosten, analog zur Methodik der Hauptstudie, durchgeführt.

2 AUSWAHL UND ANALYSE DER WEITEREN BEZUGSLÄNDER

Die drei weiteren Untersuchungsländer ergeben sich aus zwei vom BMK fest vorgegebenen Ländern und einem weiteren gemeinsam ausgewählten Land. Das dritte Untersuchungsland wurde dabei, aus einer Liste an potentiell interessanten Ländern ausgesucht, bei denen der Wasserstoff über die Südroute nach Österreich geliefert werden würde. Die initiale Liste an potentiell interessanten Ländern ergab sich in Bezug auf bestehende Pläne und Initiativen in den Kooperationsländern zur Wasserstoffherzeugung, infrastrukturellen Voraussetzungen und den lokalen Wasserstoffgestehungskosten aus PV-Erzeugung und Windkraft.

Die schlussendlich ausgewählten Untersuchungsländer sind Namibia, Südafrika und der Oman. Darauf aufbauend wurde die techno-ökonomische Analyse der lokalen Wasserstoffgestehungskosten für die ausgewählten Länder analog zur Methodik der Hauptstudie durchgeführt.

2.1 Methodik zur Länderauswahl

Die Auswahl des dritten Landes erfolgte in einem mehrstufigen Prozess. Zunächst wurden Länder der MENA-Region anhand unterschiedlicher Kriterien beurteilt:

- Indikative Wasserstoffherzeugungskosten und -potential
 - Einschätzung der Wasserstoffherzeugungskosten [34]
 - Meerzugang für Wasseraufbereitung
- Politische Stabilität
 - Fragile State Index [16]
 - Demokratie Index [18]
- Infrastruktur- und Exportkriterien
 - Bestehende Wasserstoffstrategien, Initiativen und Projekte
 - Verfügbarkeit von technischer Infrastruktur zur Begünstigung von Wasserstoffexport
 - Wirtschaftsindikatoren (BIP, Anteil Industrie am BIP)
 - Landverfügbarkeit

Die Endauswahl erfolgte im Zuge eines Workshops in Abstimmung mit dem BMK, dabei fiel die Wahl auf den Oman.

2.2 Namibia

Im folgenden Kapitel werden die grundsätzlichen Rahmenbedingungen für die Produktion und den Export von grünem Wasserstoff in Namibia analysiert. Tabelle 2-1 fasst die wichtigsten Erkenntnisse zusammen.

Tabelle 2-1 Zusammenfassung der Rahmenbedingungen für Produktion / Export von grünem Wasserstoff in Namibia

Bereich	Kurzbeschreibung
Bestehende Wasserstoffstrategien, Initiativen & Projekte	<ul style="list-style-type: none"> • Ziel des Aufbaus einer grünen Wasserstoffwirtschaft und Positionierung als Exporteur für afrikanischen und internationalen Markt in nationaler Wasserstoffstrategie dargelegt • Erstes großes Projekt zur Produktion und Export von grünem Wasserstoff aus Wind und PV in Form von Ammoniak inkl. dem Aufbau nötiger Infrastruktur in Entwicklung • MoUs zur Kooperation im Wasserstoffbereich u.a. mit der EU, Deutschland, Belgien und den Niederlanden
Infrastrukturelle Rahmenbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> • Wenig ausgebauter Energiesektor ohne bestehende Infrastruktur zum Export von Energie für den Weltmarkt • Dünne Besiedlung insbesondere im Norden des Landes
Wirtschaftsstruktur und Landverfügbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Marktwirtschaftlich orientiert. Hauptwirtschaftszweige sind Bergbau, Fischfang, Landwirtschaft, Tourismus. Bergbau spielt wesentliche Rolle, Rohstoffe stellen vor allem Uran, Diamanten, Kupfer, Gold und Blei dar • Sehr hohe Ungleichverteilung der Einkommen, Zugang zu Elektrizität etwa bei 60% • Großteil der Elektrizität stammt aus Wasserkraft. Weltweit unter den 10 größten Exporteuren von Uran. Es wurde Interesse zum Aufbau von Atomkraft bekundet.
Strom- und Wasserstoffgestehungskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Gute Wind- und PV-Standorte im Norden und Süden des Landes • Wasserstoffgestehungskosten an Projektstandort in Lüderitz zwischen ca. 3 €/kg (optimistisch 2040) und 5 €/kg (pessimistisch 2030) • Gesamtimportkosten zwischen ca. 6 €/kg (LH2 opt. 2040) und 17 €/kg (LOCH pes. 2030)

2.2.1 Bestehende Wasserstoffstrategien, Initiativen & Projekte

Zur Koordinierung des Hochlaufs einer Wasserstoffwirtschaft und der Koordinierung von erneuerbaren Wasserstoffprojekten wurde im Jahr 2021 das staatliche Green Hydrogen Council etabliert [44]. Seitdem wurden einige internationale Kooperationen im Wasserstoffbereich abgeschlossen, unter anderem mit der EU, Deutschland, Belgien und den Niederlanden [20, 25, 50, 60]

Im November 2022 hat Namibia eine nationale Wasserstoffstrategie veröffentlicht, die den grundlegenden Plan zum Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft für den nationalen und internationalen Absatz darlegt [51]. Die ambitionierten Ziele sehen eine Produktion von 1 – 2 Millionen Tonnen an Wasserstoff(-derivaten) bis 2030, 5 – 7 Millionen Tonnen bis 2040 und 10 – 15 Millionen Tonnen bis 2050 vor. Ausgehend von drei Wasserstoff-Valleys als Produktions- und Exporthubs soll eine umfangreiche Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden, die nationale und internationale Märkte anbindet (siehe Abbildung 2-1). Insbesondere im Norden und Süden des Landes ermöglichen gute Wind- und PV-Potentiale die kostengünstige Produktion von Wasserstoff, während im wirtschaftlich starken Zentrum des Landes die Nutzung des Wasserstoffs und die Anbindung an internationale Märkte forciert werden soll.

Vision for Namibia's three green valleys

Illustrative

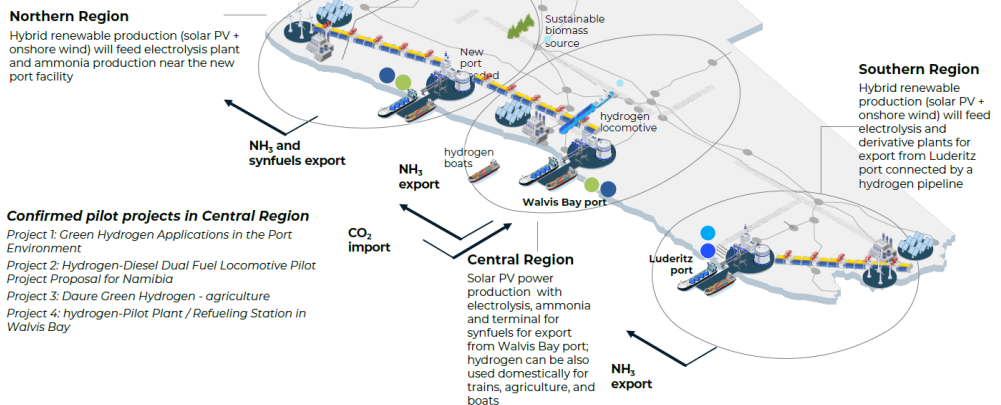


Abbildung 2-1 Pläne für nationale Wasserstoff-Valleys für die Produktion, den Export und den nationalen Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in Namibia [31]

Ein erstes großes Wasserstoffprojekt befindet sich in Entwicklung. **Hyphen Hydrogen Energy** [31] plant im Süden des Landes auf einer Fläche von 4.000 km² in der ersten Phase bis 2026 eine Kapazität von 2 GW Wind und PV zur Produktion von 120.000 t Wasserstoff pro Jahr und befindet sich aktuell in der front-end Engineering and design (FEED) Phase [15]. Die nötige Infrastruktur (Export-hafen, Terminals, Pipelines, etc.) werden im Projekt aufgebaut und sollen im weiteren Verlauf auch von anderen Projekten genutzt werden. Der Wasserstoff soll zur Produktion von grünem Ammoniak vorrangig für den Exportmarkt genutzt werden. Ein MoU mit RWE zur Abnahme von bis zu 300.000 t NH₃/a ab 2027 wurde dazu bereits unterzeichnet [50]. Perspektivisch ist auch die Produktion und der Export von grünem Stahl und E-Fuels geplant. Das gesamte Investitionsvolumen für die erste Phase wird mit vier bis fünf Milliarden USD beziffert.

2.2.2 Infrastrukturelle Rahmenbedingungen

Namibia besitzt keinen gut ausgebauten Energiesektor oder bestehende Infrastruktur zum Export von Energieträgern (Gas / Öl). Durch die dünne Besiedlung des Landes sind viele Bereiche des Landes infrastrukturell (Straßenanbindung, Stromnetzanschluss, etc.) nur schlecht entwickelt, insbesondere im Norden des Landes [44].

2.2.3 Wirtschaftsstruktur, Energiesektor & Landverfügbarkeit

Die Wirtschaft Namibias ist stark marktwirtschaftlich orientiert, als Hauptwirtschaftszweige sind vor allem Bergbau, Fischfang, Landwirtschaft und Tourismus zu nennen. Vor allem der Bergbau spielt im Form eines Abbaus von Uran, Diamanten, Kupfer, Gold und Blei eine wesentliche Rolle. Dies zeigt sich auch in den Wertschöpfungsanteilen am BIP.

Abbildung 2-2 zeigt den BIP aufgeteilt auf die Wirtschaftssektor in Dienstleistungen, Landwirtschaft und Industrie. Etwas mehr als die Hälfte des BIP fallen auf den Wirtschaftssektor Dienstleistungen, die Landwirtschaft macht einen Anteil von rund 10% aus, der Rest fällt auf die Industrie.

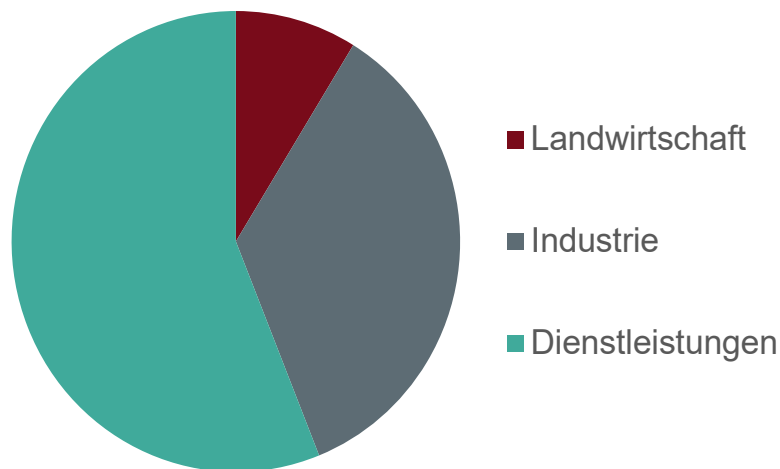


Abbildung 2-2 BIP nach Sektoren in Namibia

Namibia ist außerdem gekennzeichnet von einer äußerst hohen Ungleichverteilung der Einkommen, was sich in einem weltweiten Ranking des Gini-Index von 2 niederschlägt. Rund 47 % des Gesamteinkommens ist auf 10 % der Bevölkerung konzentriert. Kurz zusammengefasst sind die Wirtschaftsindikatoren in Namibia sind wie folgt: [62]

- Einwohner: 2.5 Millionen
- BIP gesamt: 12 Mrd USD
- BIP/Kopf: 8.900 USD/a
- Arbeitslosigkeit: 22%
- Anteil u. Armutsgrenze: 15%
- BIP/Energie: 383\$/MJ
- CO2-Emissionen/Kopf: 1.7 t/a
- Welt-Ranking Gini-Index: 2

Namibia ist weiter gekennzeichnet von einem relativ hohen Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch, was auf einen relativ hohen Wasserkraft-Anteil in der Stromerzeugung zurückzuführen ist. Im Allgemeinen ist der Wertschöpfungsanteil je eingesetzter Primärenergie (383 \$/MJ) relativ hoch. [62]

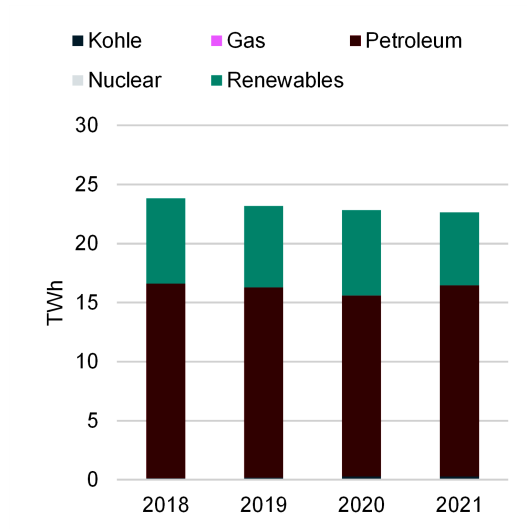


Abbildung 2-3 Primärenergieverbrauch in Namibia [62]

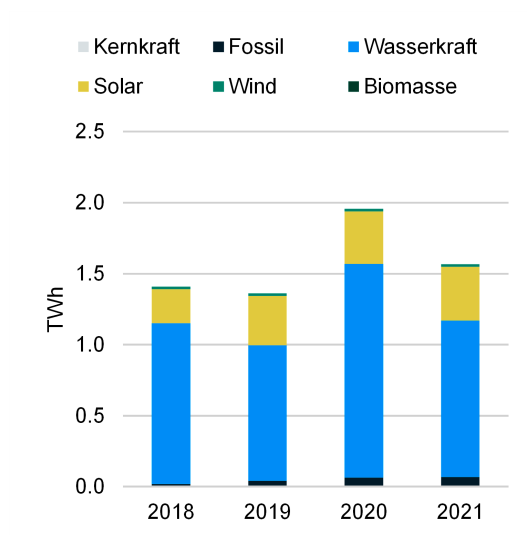


Abbildung 2-4 Stromerzeugung in Namibia [62]

Eine Analyse der Landnutzung in Namibia zeigt sich, dass ein sehr großer Anteil an Ödland, vor allem in der Küstenregion, besteht. Weiters, ist Namibia sehr dünn besiedelt mit einer Bevölkerungsdichte von 3 EW/km². [9]

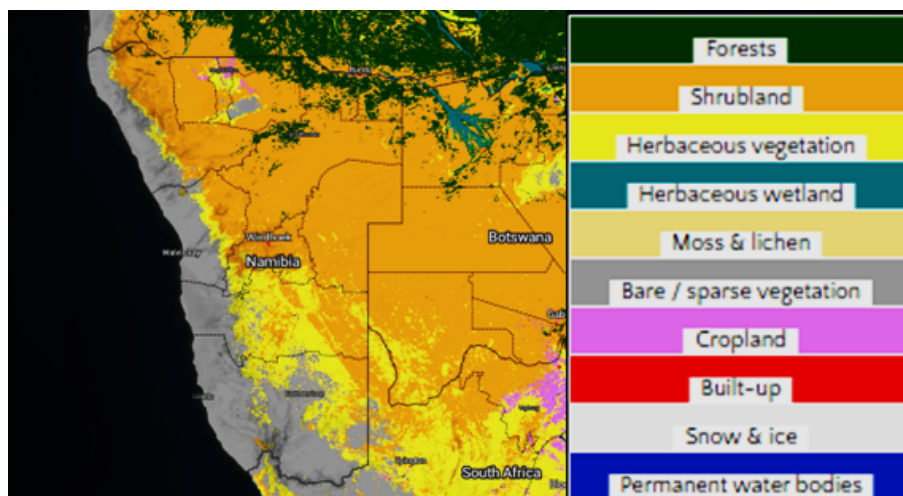


Abbildung 2-5 Landnutzung in Namibia [9]

2.2.4 Strom- und Wasserstoffgestehungskosten

Zur Strom- und Wasserstoffproduktion wurde ein Standort im Süden von Namibia nahe Lüderitz, basierend auf den Analysen in Kapitel 2.2.1, ausgewählt, siehe Abbildung 2-6. Der Standort befindet sich in unmittelbarer Nähe eines Hafens und bietet somit eine wichtige Voraussetzung für den Aufbau eines Wasserstoffexporthubs.



Abbildung 2-6 Standortauswahl in Namibia [23]

Der Standort weist durchschnittlich 1.623 Volllaststunden Photovoltaikerzeugung und 4.290 Volllaststunden Windkraftherzeugung im Jahr auf. Als Windturbine wurde in diesem Fall die EnVentus V150 ausgewählt [46], die Daten zur Wirtschaftlichkeitsbewertung der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen stammen aus der Studie „Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff“, 2022 [40]. Die Analyse der Daten zeigt, dass Wind- und Photovoltaikerzeugung eine hohe Erzeugung in den Monaten September bis März auf und eine verringerte Erzeugung in den Monaten April bis Juli aufweisen. Im Vergleich zu den anderen betrachteten Ländern aus der Hauptstudie [40] zeigt die saisonale Wind- und Photovoltaikerzeugung keine synergetischen Effekte, wie aus Abbildung 2-7 ersichtlich. Die Stromgestehungskosten betragen 19,90 €/MWh für Photovoltaikanlagen und 24,20 €/MWh für Windkraftanlagen.

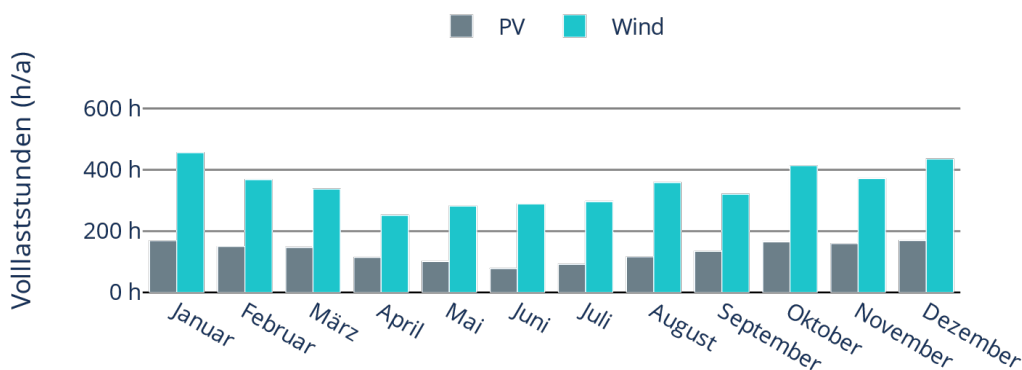


Abbildung 2-7 Monatliche Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Namibia [17, 19]

Die Anlagenkonfigurationen mit den niedrigsten Wasserstoffgestehungskosten beinhalten eine Elektrolyseleistung zwischen 175 und 200 MW, 25 bis 50 MW installierter PV Erzeugung und 200 bis 225 MW installierter Windkraftherzeugung. Damit ergeben sich Wasserstoffgestehungskosten von 4,97 €/kg (2030 pessimistisch) bis 3,33 €/kg (optimistisch, 2040). Aufgrund der zeitlich korrelierenden Erzeugung von Erneuerbarerenergie und der verhältnismäßig deutlich höheren Volllaststundenanzahl an Winderzeugung, ergibt sich, anders als an anderen betrachteten Standorten, am Standort Namibia trotz der hohen PV-Volllaststunden ein sehr geringer Anteil an PV-Leistung an der erneuerbaren Energieerzeugung. Abbildung 2-8 zeigt die Kostenaufteilung zwischen den Kostenkomponenten PV, Windkraft, Elektrolyseur, Wasseraufbereitung (Salzwasserosmose) und Balance of Plant, CAPEX und OPEX werden dabei zusammengefasst.

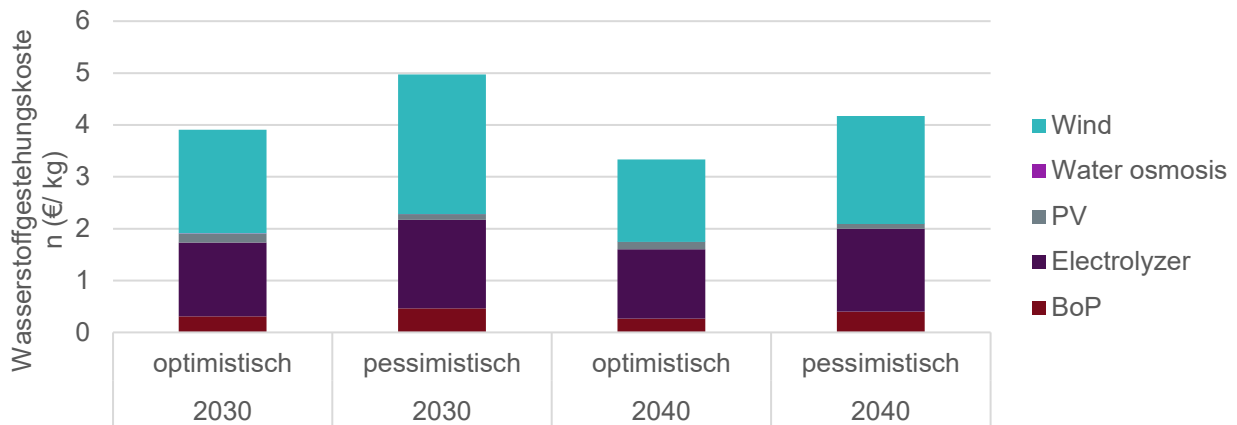


Abbildung 2-8 Kostenaufteilung der Wasserstoffgestehungskosten in Namibia

2.3 Südafrika

Im folgenden Kapitel werden die grundsätzlichen Rahmenbedingungen für die Produktion und den Export von grünem Wasserstoff in Südafrika analysiert. Tabelle 2-2 fasst die wichtigsten Erkenntnisse zusammen.

Tabelle 2-2 Zusammenfassung der Rahmenbedingungen für Produktion / Export von grünem Wasserstoff in Südafrika

Bereich	Kurzbeschreibung
Bestehende Wasserstoffstrategien, Initiativen & Projekte	<ul style="list-style-type: none"> • Ziel des Aufbaus einer grünen Wasserstoffwirtschaft für die Dekarbonisierung der eigenen Industrie und den Export in nationaler Wasserstoff-Roadmap dargelegt • Vielzahl an Projekten für Produktion von grünem Wasserstoff in unterschiedlichen Stadien der Umsetzung • Kooperation im Wasserstoffbereich u.a. mit Deutschland, dem Vereinigten Königreich und den Niederlanden
Infrastrukturelle Rahmenbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> • Großer Industriesektor mit bestehender Expertise in der Produktion von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen • Vorhandene Infrastruktur (z.B. Häfen) können für Export von Wasserstoff adaptiert werden • Regelmäßige, flächendeckende Stromabschaltungen
Wirtschaftsstruktur und Landverfügbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Größtes afrikanisches Exportland von Kohle, extensive Kohleindustrie zur Eigenversorgung angesichts fehlender Gas- & Ölreserven. Öl Importe stammen hauptsächlich aus dem mittleren Osten und Nigeria • Relativ hohe Elektrifizierungsrate für Afrika (94%), dennoch hohe Instabilität in der Stromversorgung • Gas Exploration stammt hauptsächlich von Offshore Gasfeldern, produziert rund ein Viertel des Verbrauchs. Importe stammen hauptsächlich aus Mozambique
Strom- und Wassergestehungskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Gute Wind- und PV-Standorte im Nordwesten des Landes • Wasserstoffgestehungskosten an Projektstandort in Port Nolloth zwischen ca. 3 €/kg (optimistisch 2040) und 5 €/kg (pessimistisch 2030) • Gesamtimportkosten zwischen ca. 6 €/kg (LH2 opt. 2040) und 17 €/kg (LOCH pes. 2030)

2.3.1 Bestehende Wasserstoffstrategien, Initiativen & Projekte

Südafrika hat sein Potential als Produzent und Exporteur von grünem Wasserstoff und dessen Derivaten erkannt und verfolgt das Ziel des Aufbaus einer grünen Wasserstoffwirtschaft. Um die entsprechenden Rahmenbedingungen zu schaffen, wurde im Jahr 2022 die Hydrogen Society Roadmap veröffentlicht. Darin werden die Ziele definiert, Wasserstoff zur Dekarbonisierung der heimischen Industrie sowie des Transport- und Energiesystems zu nutzen. Zusätzlich soll ein Exportmarkt für Wasserstoff in Form von Ammoniak und synthetischen Kraftstoffen aufgebaut werden und die lokale Produktion von Schlüsselkomponenten für Elektrolyseure bzw. Brennstoffzellen etabliert werden. Produktionsziele für erneuerbaren Wasserstoff betragen 10 GW installierte Elektrolyseleistung bis 2030 und 15 GW bis 2040. [54]

Neben der nationalen Roadmap hat die Region Northern Cape bereits im Jahr 2021 eine regionale Wasserstoffstrategie veröffentlicht, die einen Pfad für die Dekarbonisierung der regionalen Industrie und des Transportwesens sowie der Produktion von grünem Wasserstoff für den Export zeichnet. Als Ziel für die Wasserstoffproduktion wurde hier eine installierte Elektrolyseleistung von 5 GW bis 2030 definiert. [59]

Aufgrund des hohen Produktionspotentials in Kombination mit einem bestehenden lokalen Bedarf und einer global entwickelnden Nachfrage nach grünem Wasserstoff sind eine Vielzahl an Projekten

bereits in unterschiedlichen Stadien der Umsetzung. Im Jahr 2021 wurden etwa 55 Projekte im Zusammenhang mit der Produktion von grünem Wasserstoff identifiziert [37]. Treibende Kraft hinter vielen dieser Projekte ist als lokaler Stakeholder der Chemie- und Energiekonzern Sasol. Erste große Projekte, die Wasserstoff für den Export produzieren sollen, sind im Folgenden kurz beschrieben:

- **HyShiFT:** Das HyShiFT-Konsortium besteht aus südafrikanischen (Sasol, Hydregen) und deutschen (Linde, Enertrag) Partnern die gemeinsam sustainable aviation fuel (SAF, E-Kerosene) in einer bestehenden Fischer-Tropsch Anlage von Sasol in Secunda u.a. für den deutschen Markt produzieren wollen. In einem ersten Schritt soll ab 2023 mit dem Bau eines 40 MW Elektrolyseurs begonnen werden, der im Vollausbau auf 200 MW erweitert werden soll. Das Projekt wird u.a. von der deutschen Regierung gefördert [12].
- **Hive Ammonia South Africa:** Das Konsortium aus einem britischen (Hive Energy) und einem südafrikanischen (Built Africa) Partner plant den Bau von fünf großen Produktionsanlagen für grünen Wasserstoff und grünes Ammoniak in Südafrika. Das erste konkrete Projekt ist der Bau einer Anlage mit einer Kapazität von 900.000 Tonnen Ammoniak in der Nelson Mandela Bay (Coega), die zu Beginn von einem PV-Park mit 1 GW Leistung beliefert wird [29]. Im Vollausbau sollen 5 GW an erneuerbarer Stromkapazität installiert werden, die teilweise auch ins lokale Netz speist. Der Produktionsstart der Anlage ist für 2025 geplant [37].
- **Boegoebaai Export Hub:** In Boegoebaai (Küstenregion in der Northern Cape Region) soll ein Produktions- und Exportzentrum für grünen Wasserstoff entstehen. Die Gegend bietet optimale erneuerbare Potentiale, ist aber infrastrukturell nicht gut erschlossen. Die lokale Regierung hat Sasol damit beauftragt, eine Machbarkeitsstudie für die Entwicklung von bis zu 9 GW an erneuerbarer Produktionskapazität (Wind / PV), 5 GW Elektrolyseleistung mit einer Jahresproduktion von 400.000 Tonnen grünem Wasserstoff und der nötigen Infrastruktur für die Produktion, Speicherung und Export von Ammoniak durchzuführen [11]. Die Machbarkeitsstudie soll 2023 abgeschlossen werden. Potenzielle Abnehmer für den grünen Ammoniak sind u.a. der Hafen Rotterdam mit dem ein MoU abgeschlossen wurde [22].

2.3.2 Infrastrukturelle Rahmenbedingungen

Vorteilhaft für den Hochlauf einer grünen Wasserstoff(-export)-wirtschaft ist die vorhandene Expertise in der Produktion und dem Betrieb von Wasserstoffproduktionsanlagen. Der Chemie- und Energiekonzern Sasol produziert in Südafrika aktuell ca. 3% des weltweiten Wasserstoffbedarfs. Dieser stammt hauptsächlich aus dem Bereich der Produktion von synthetischen Kraftstoffen (mittels der weltgrößten Coal-to-Liquid Anlage) und der Ammoniakproduktion. [54]

Infrastrukturell sind insbesondere die großen Industriestandorte in der Umgebung um Johannesburg und Durban sowie die Nelson Mandela Bay gut angebunden und bieten daher passende Voraussetzungen für die Nutzung und den Export von grünem Wasserstoff. Die Gegend mit dem größten Potential zur Produktion von grünem Wasserstoff (Nordwestküste Südafrikas) ist infrastrukturell jedoch (noch) nicht ausreichend erschlossen, wobei Projekte zur Erschließung der dortigen Potentiale in Evaluierung sind.

Ein grundlegendes Problem besteht in der allgemeinen Stromversorgung. Seit Jahren kommt es häufig zu flächendeckenden Stromabschaltungen, weil insbesondere veraltete Kohlekraftwerke (80% der Erzeugungsleistung) regelmäßig ausfallen [58].

2.3.3 Wirtschaftsstruktur, Energiesektor & Landverfügbarkeit

Südafrika ist ein wirtschaftlich weit entwickeltes Land, rund zwei Drittel der gesamten Wertschöpfung findet im Dienstleistungssektor statt. Die Einkommen im Land sind jedoch extrem ungleich verteilt. 50 % des Gesamteinkommens sind auf die wohlhabendsten 10% der Bevölkerung konzentriert, während rund 20 % unterhalb der absoluten Armutsgrenze leben. Damit belegt Südafrika den weltweit ersten Rang im Gini-Index, die Einkommen sind daher weltweit am ungleichmäßigsten verteilt.

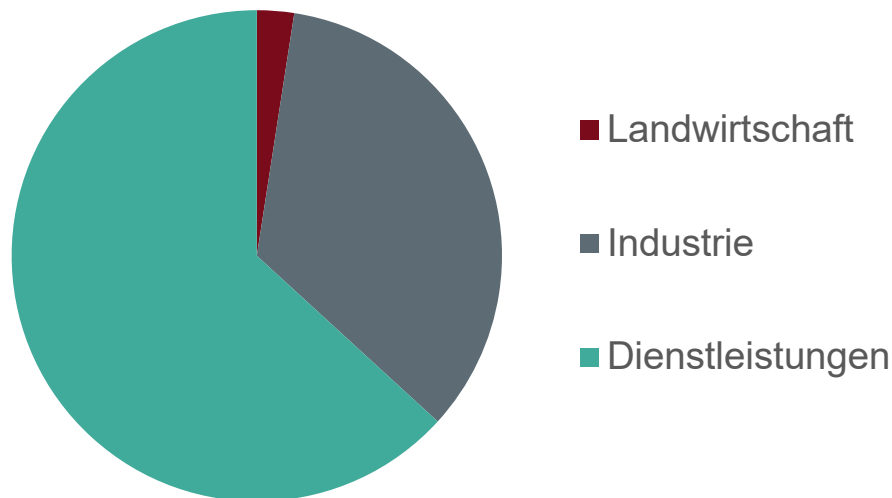


Abbildung 2-9 BIP nach Sektoren in Südafrika [62]

Die Wirtschaft ist äußerst energieintensiv, der Quotient BIP/Energie von 152 \$/MJ ist tendenziell niedrig (vgl. Österreich: 407 \$/MJ). Die Wirtschaftsindikatoren in Südafrika zusammengefasst sind wie folgt: [62]

- Einwohner: 59 Millionen
- BIP: 419 Mrd USD
- BIP/Kopf: 13.126 USD PPP
- Arbeitslosigkeit: 33%
- Anteil u. Armutsgrenze: 20%
- BIP/Energie: 152 \$/MJ
- CO₂-Emissionen/Kopf: 7.5 t/a
- Welt-Ranking Gini-Index: 1

Südafrika ist das größte afrikanische Exportland von Kohle und beheimatet eine extensive Kohleindustrie zur Eigenversorgung angesichts fehlender Gas- & Ölreserven. Öl Importe stammen hauptsächlich aus dem mittleren Osten und Nigeria.

Abbildung 2-10 und Abbildung 2-11 zeigen den Primärenergiebedarf in Südafrika und Stromerzeugung.

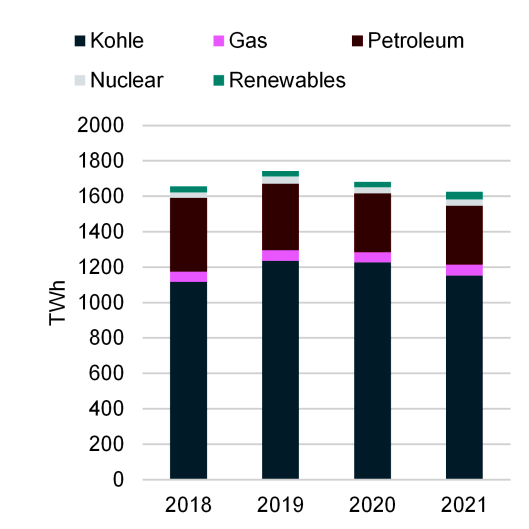


Abbildung 2-10 Primärenergieverbrauch in Südafrika [62]

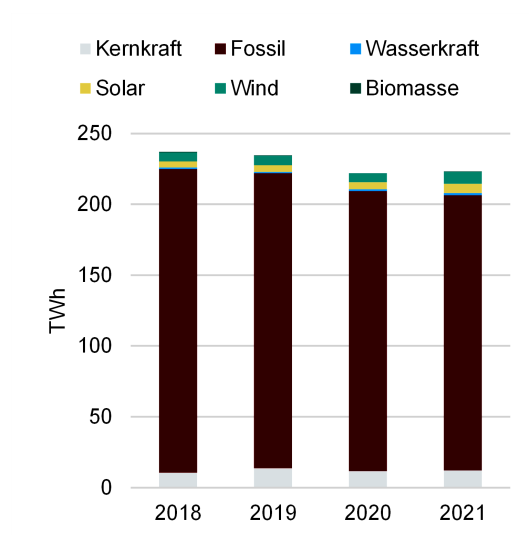


Abbildung 2-11 Stromerzeugung in Südafrika [62]

Für afrikanische Verhältnisse weist Südafrika eine hohe Elektrifizierungsrate auf (94%), dennoch ist die Stromversorgung sehr instabil und ist von geringer Investitionstätigkeit gekennzeichnet. Gas Exploration stammt hauptsächlich von Offshore Gasfeldern, was wiederum rund ein Viertel des Verbrauchs ausmacht. Die Importe stammen hauptsächlich aus dem Nachbarland Mozambique.

Die Landnutzung in Südafrika besteht aus einem sehr großen Anteil Fläche mit ‚Busch- & Krautartiger Bewuchs, vor allem in der Küstenregion. Die Bevölkerungsdichte beträgt 48 EW/km² und ist damit eher dünn besiedelt.

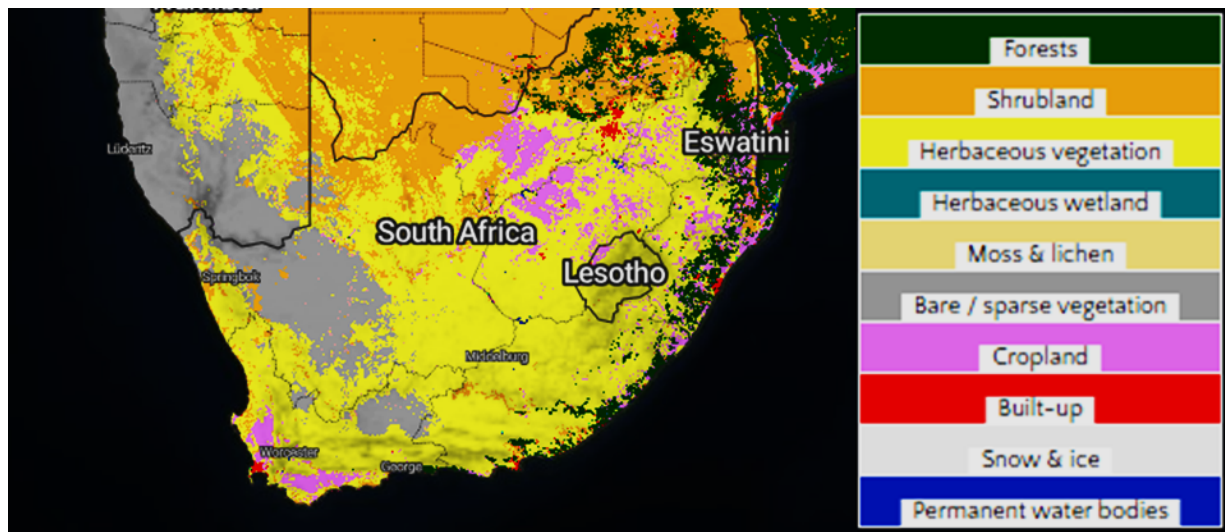


Abbildung 2-12 Landnutzung in Südafrika [9]

2.3.4 Strom- und Wasserstoffgestehungskosten

Zur Strom- und Wasserstoffproduktion wurde ein Standort im Norden Südafrikas nahe Port Nolloth ausgewählt, siehe Abbildung 2-13. Die Auswahl des Standorts wurde aufgrund des hohen Potentials für die Stromerzeugung aus Wind und PV und aufgrund der geplanten Entwicklung der Region als Export-Hub für Wasserstoff getroffen.



Abbildung 2-13 Standortauswahl in Südafrika [23]

Der Standort weist durchschnittlich 1.455 Volllaststunden Photovoltaikerzeugung und 4.387 Volllaststunden Windkraftherzeugung im Jahr auf. Als Windturbinen wurden N149 5.X Modus des Herstellers Nordex gewählt [46]. Die Daten zur Wirtschaftlichkeitsbewertung der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen stammen aus der Studie „Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff“, 2022 [40]. Die Analysen ergaben am Port Nolloth in Südafrika Stromgestehungskosten von 22,20 €/MWh für Photovoltaikanlagen und 23,66 €/MWh für Windkraftanlagen.

Abbildung 2-14 zeigt die Volllaststunden der PV- und Windkrafterzeugung am Standort. Es ist ersichtlich, dass die Windkraft- und PV-Erzeugung, analog zur Situation in Namibia, keine synergetische Ergänzung liefert.

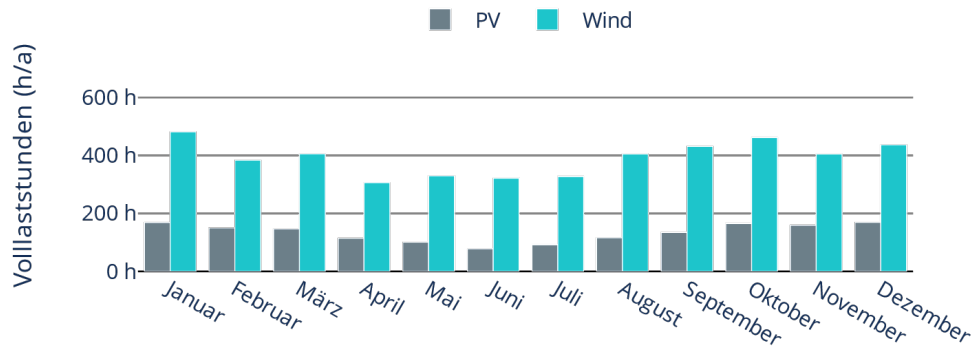


Abbildung 2-14 Monatliche Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Südafrika [17, 19]

Die Anlagenkonfigurationen mit den niedrigsten Wasserstoffgestehungskosten beinhalten eine Elektrolyseleistung zwischen 200 und 225 MW, maximal 25 MW installierter PV Erzeugung und 225 bis 250 MW installierter Windkrafterzeugung. Damit ergeben sich Wasserstoffgestehungskosten von 4,92 €/kg (2030 pessimistisch) bis 3,32 €/kg (optimistisch, 2040).

Die Windkraft- und Photovoltaikerzeugung in Südafrika korreliert noch stärker als in Namibia, zusätzlich ist die Windkrafterzeugung über das Jahr verteilt konstanter, wodurch je nach Szenario bis zu 100 % der erneuerbaren Erzeugung aus Windkraftanlagen stammen. Abbildung 2-15 zeigt die Kostenaufteilung zwischen den Kostenkomponenten PV, Windkraft, Elektrolyseur, Wasseraufbereitung (Salzwasserosmose) und Balance of Plant, CAPEX und OPEX werden dabei zusammengefasst.

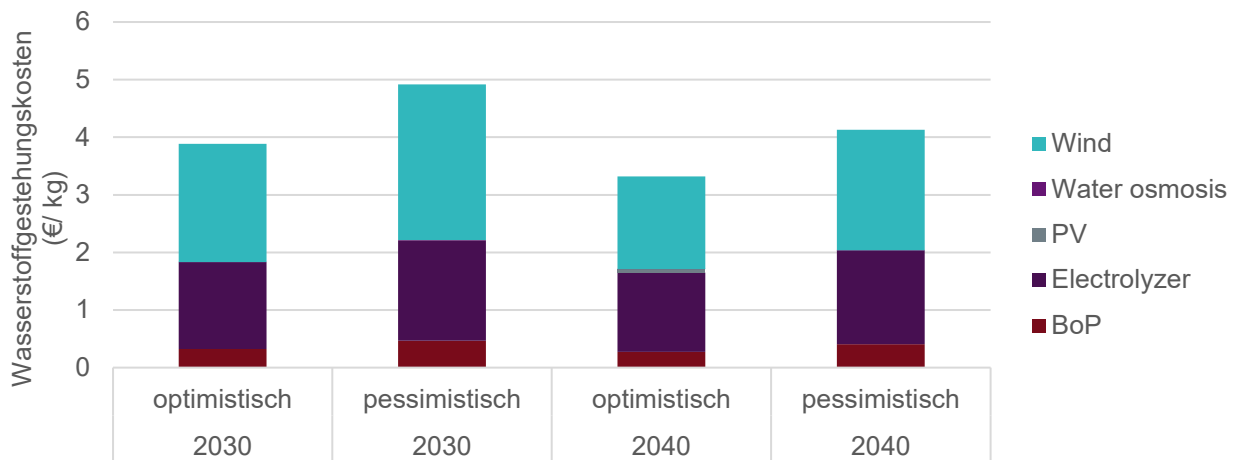


Abbildung 2-15 Kostenaufteilung der Wasserstoffgestehungskosten in Südafrika

2.4 Oman

Im folgenden Kapitel werden die grundsätzlichen Rahmenbedingungen für die Produktion und den Export von grünem Wasserstoff im Oman analysiert. Tabelle 2-3 fasst die wichtigsten Erkenntnisse zusammen.

Tabelle 2-3 Zusammenfassung der Rahmenbedingungen für Produktion / Export von grünem Wasserstoff im Oman

Bereich	Kurzbeschreibung
Bestehende Wasserstoffstrategien, Initiativen & Projekte	<ul style="list-style-type: none"> Wasserstoffstrategie mit Ziel des Aufbaus einer Alternative zu fossilen Exporten und Produktionsziel von einer Million Tonnen grünem Wasserstoff bis 2030 Nationale Koordinierungsstelle für Wasserstoffaktivitäten (Hydrom) etabliert Große Projekte für Produktion von grünem Wasserstoff in unterschiedlichen Stadien der Umsetzung Kooperation im Wasserstoffbereich u.a. mit Belgien, dem Vereinigten Königreich und den Niederlanden
Infrastrukturelle Rahmenbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> Ausgebauter Energiesektor mit Fokus auf Öl- und Gasexporten Bestehendes LNG-Terminal für Export von Flüssigerdgas (Sur) Mehrere Industriehubs mit Exportinfrastruktur (Salala, Duqm) Förderung von Infrastrukturprojekten zum Hochlauf eines stärker diversifizierten Wirtschaftssystems
Wirtschaftsstruktur und Landverfügbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> Großer Produzent von Öl und Gas im mittleren Osten Absatzmärkte traditionell in Asien, die über Flüssiggas bedient werden Stromerzeugung basiert fast ausschließlich auf Gas Dünn besiedeltes Land mit viel Ödland
Strom- / und Wasserstoffgestehungskosten	<ul style="list-style-type: none"> Gute Wind- und PV-Verhältnisse im Nordosten und in der Mitte des Landes Wasserstoffgestehungskosten an Projektstandort in Duqm zwischen ca. 3 €/kg (opt. 2040) und 4,5 €/kg (pes. 2030) Wasserstoffgestehungskosten an Projektstandort in Sur zwischen ca. 3,2 €/kg (opt. 2040) und 5 €/kg (pes. 2030)

2.4.1 Bestehende Wasserstoffstrategien, Initiativen & Projekte

Im Oktober 2022 wurde eine nationale Wasserstoffstrategie veröffentlicht, die das Ziel der Produktion von einer Million Tonnen grünem Wasserstoff bis 2030 vorsieht. Neben dem Einsatz zur Dekarbonisierung des eigenen Energiesystems hat der Oman die Ambition einen großen Teil des produzierten Wasserstoffs zu exportieren und damit eine langfristige Alternative zu den Exporten von fossilen Rohstoffen zu etablieren [4].

Für die Koordination der nationalen Wasserstoffaktivitäten wurde die staatliche Initiative Hydrom gegründet [30]. Ziel dieser Initiative ist die Sicherstellung des Produktionsziels für 2030. Für die Entwicklung von integrierten Wasserstoffprojekten (erneuerbare Stromproduktion, Wasserstoffproduktion, Umwandlung in Derivate und sichergestellter Absatz) werden Landflächen im Rahmen von Auktionen vergeben. Bis Ende 2023 sollen so bis zu sechs Landflächen zu je 320 km² in Duqm und Dhofar vergeben werden [8].

Große Wasserstoffprojekte befinden sich bereits in unterschiedlichen Entwicklungsstufen und umfassen ein Volumen von etwa 12 Millionen Tonnen Wasserstoff (nicht ausschließlich grün) bis 2030, was über 60% der prognostizierten Exporte an Wasserstoff aus dem Nahen Osten ausmacht [27]. Ein wichtiger nationaler Akteur ist der omanische Energie- und Chemiekonzern OQ, der in vielen großen Wasserstoffprojekten eine entscheidende Rolle hat. Eines dieser Projekte ist die **HYPOR**T Initiative, ein Zusammenschluss eines belgischen Unternehmens (DEME Concessions) und OQ. Das Projekt umfasst die Entwicklung von 1,3 GW Wind- und PV-Leistung und die Installation eines Elektrolyseurs mit einer Nennleistung von 500 MW zur Produktion von grünem Wasserstoff und Ammoniak im Hafen von Duqm bis 2026 [13]. Ein MoU zwischen HYPOR T und der deutschen UNIPER dient zum Aufbau von Absatzmärkten in Europa [32]. Eine FID für die Umsetzung des Projekts wird für 2024 erwartet [49].

Weitere Projekte umfassen u.a. die Produktion und den Einsatz von grünem Wasserstoff in einer bestehenden Ammoniakproduktionsanlage von OQ (SalalaH₂ [39], Produktionsstart 2028 [63]), die

Entwicklung von 2 GW Elektrolysekapazität zur Ammoniakproduktion in der Region Dhofar (H2O-man [48]) und die langfristige Entwicklung einer Anlage zur Produktion von bis zu 1,8 Millionen Tonnen grünem Wasserstoff in der Al Wusta Region (Green Energy Oman [26]).

2.4.2 Infrastrukturelle Rahmenbedingungen

Oman ist ein Öl und Gas exportierendes Land mit entsprechend vorhandener Infrastruktur. Eine LNG-Anlage in Norden des Landes hat eine Kapazität von 11,4 Millionen Tonnen LNG pro Jahr [52]. Neben der Öl- und Gasförderung nimmt auch die verarbeitende Industrie (Raffinerien bzw. Petrochemie) eine immer wichtigere Rolle ein. Größere Projekte sind in der Hafenzone Duqm, die als (grüner) Industrie- und Exporthub etabliert werden soll, und im Süden des Landes in Salala geplant.

Im Zuge der gewünschten Diversifizierung des Wirtschaftssystems werden grundlegende Infrastrukturprojekte wie etwa Häfen, Straßen oder Flughäfen gefördert, um damit die passenden Rahmenbedingungen für die Ansiedlung neuer Unternehmen zu schaffen [37]. Dabei steht mittelfristig auch die Abkehr von fossilen Brennstoffen im Fokus.

2.4.3 Wirtschaftsstruktur, Energiesektor & Landverfügbarkeit

Der Oman war bis zur in den 1960er Jahren einsetzenden Förderung von Erdöl ursprünglich landwirtschaftlich geprägt. Damit konnte das Land seine wirtschaftliche Situation in den letzten Jahrzehnten massiv verbessern. Mittlerweile ist der Oman ein großer Produzent von Öl und Gas im mittleren Osten und eines der wenigen Nicht-OPEC Mitgliedsstaaten. Absatzmärkte für den Oman sind in erster Linie in Asien zu finden, die durch die Verschiffung von Flüssiggas bedient werden.

Die Wirtschaftsindikatoren sind wie folgt: [62]

- Einwohner: 4.5 Millionen
- BIP: 88 Mrd USD
- BIP/Kopf: N/A
- Arbeitslosigkeit: 3%
- Anteil u. Armutsgrenze: N/A
- BIP/Energie: 169 \$/MJ
- CO2-Emissionen/Kopf: 15 t/a
- Welt-Ranking Gini-Index: N/A

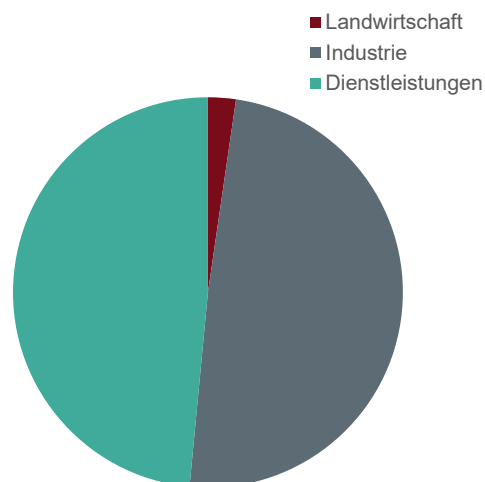


Abbildung 2-16 BIP nach Sektoren im Oman [62]

Abbildung 2-17 und Abbildung 2-18 zeigen den Primärenergieverbrauch und die Stromerzeugung im Oman.

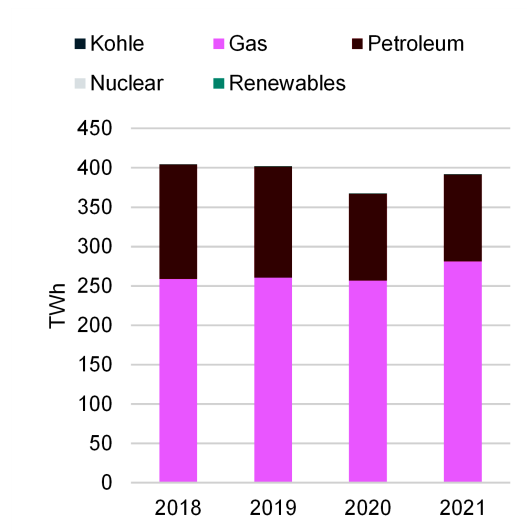


Abbildung 2-17 Primärenergieverbrauch im Oman [62]

Die Stromerzeugung im Oman beträgt rund 35 TWh und basiert fast ausschließlich auf fossiler Energie in Form von Gas. Die fossilen Vorkommen sind jedoch absehbar, weshalb es bereits das Bestreben gibt, erneuerbare Energieformen auszubauen. [62]

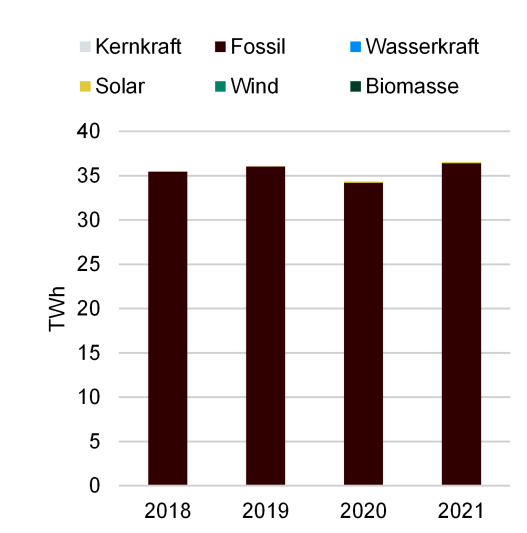


Abbildung 2-18 Stromerzeugung im Oman [62]

Die folgende Grafik zeigt die Landnutzung des Oman, diese zeigt fast ausschließlich Ödland und eine sehr dünne Bevölkerungsdichte von 16 EW/km².

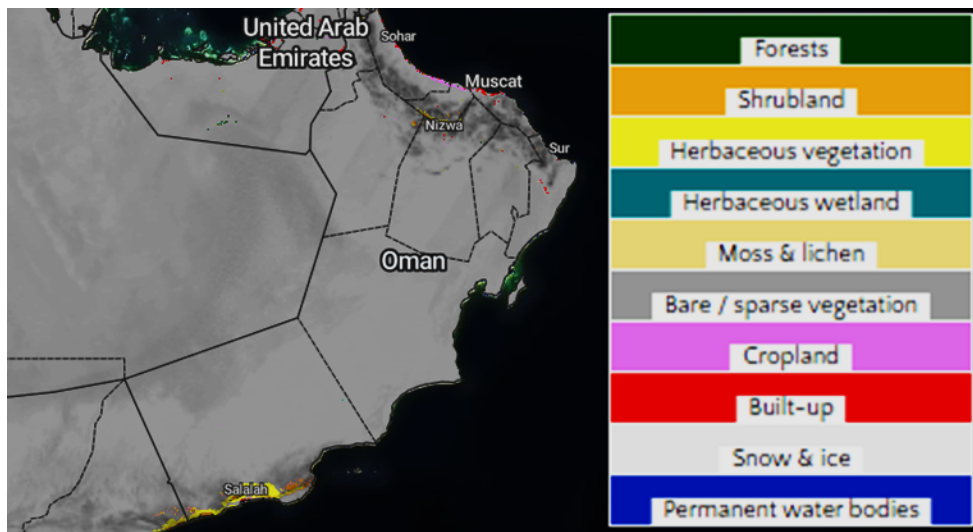


Abbildung 2-19 Landnutzung im Oman [9]

2.4.4 Strom- und Wasserstoffgestehungskoste

Im Oman wurden zwei unterschiedliche Standorte zur Strom- und Wasserstoffproduktion ausgewählt, siehe Abbildung 2-20. Duqm wurde aufgrund der Exporthäfen und des hohen erneuerbarem Erzeugungspotentials ausgewählt, Sur basierend auf der guten Anbindung zu SNG Terminals.



Abbildung 2-20 Darstellung der Beiden Wasserstoffproduktionsstandorte im Oman [23]

Der Standort Duqm, welcher aufgrund des hohen erneuerbaren Potentials ausgewählt worden ist weist 1.800 Volllaststunden Photovoltaikerzeugung und 4.140 Volllaststunden Windkrafteerzeugung im Jahr auf. Als Windturbinen wurden N149 5.X Modus des Herstellers Nordex gewählt [46]. Die

Daten zur Wirtschaftlichkeitsbewertung der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen stammen aus der Studie „Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff“, 2022 [40]. Die Stromgestehungskosten betragen, bezogen auf das Jahr 2030, am Standort Duqm 15,82 €/MWh für Photovoltaikanlagen und 22,40 €/MWh für Windkraftanlagen.

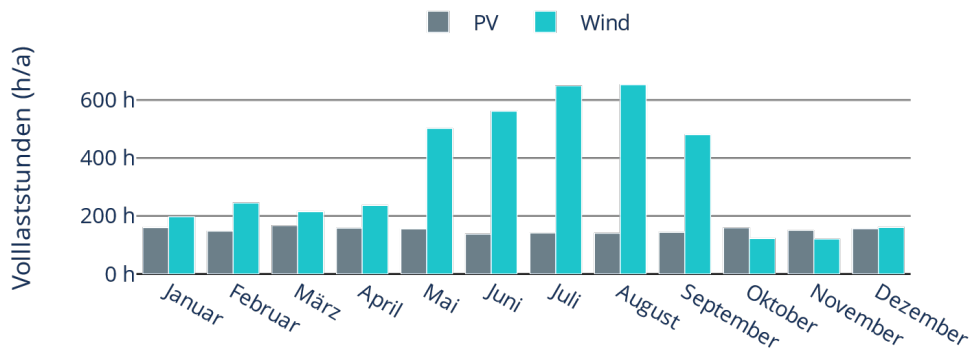


Abbildung 2-21 Monatliche Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Duqm – Oman [17, 19]

Am Standort Sur werden ebenfalls 1.800 Volllaststunden Photovoltaikerzeugung, jedoch lediglich 2050 Volllaststunden Windkraftherzeugung im Jahr erreicht, ebenfalls mithilfe der Turbine N149 5.X Modus des Herstellers Nordex [46]. Die Daten zur Wirtschaftlichkeitsbewertung der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen stammen wiederum aus der Studie „Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff“, 2022 [40].

Vergleicht man die Abbildung 2-21 und Abbildung 2-22, ist deutlich zu erkennen, dass in Duqm, im Gegensatz zu Sur, in den Monaten Mai bis September eine deutlich erhöhte Winderzeugung stattfindet. Die PV-Erzeugung hingegen ist bei beiden Standorten über die Monate relativ konstant und weist keine deutlichen saisonalen Schwankungen auf. Die Stromgestehungskosten am Standort Sur betragen, bezogen auf das Jahr 2030, 15,78 €/MWh für Photovoltaikanlagen und 44,63 €/MWh für Windkraftanlagen.

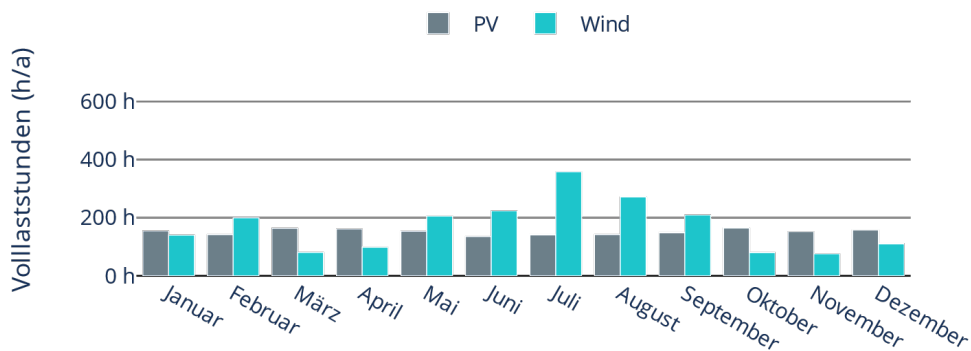


Abbildung 2-22 Monatliche Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Sur – Oman [17, 19]

Aufgrund der guten Windverhältnisse besteht die Anlagenkonfigurationen mit den niedrigsten Wasserstoffgestehungskosten in Duqm aus einer Elektrolyseleistung zwischen 125 und 150 MW, bei einer Kombination an erneuerbaren Erzeugungsanlagen von 125 bis 150 MW installierter Windkraftherzeugung und 100 bis 125 MW installierter Photovoltaik. In Sur hingegen besteht die Anlagenkonfigurationen mit den niedrigsten Wasserstoffgestehungskosten ausschließlich aus Photovoltaikerzeugung.

Abbildung 2-23 und Abbildung 2-24 zeigen die Kostenaufteilung zwischen den Kostenkomponenten PV, Windkraft, Elektrolyseur, Wasseraufbereitung (Salzwasserosmose) und Balance of Plant. CAPEX und OPEX werden dazu innerhalb der Grafik zusammengefasst. In Duqm ergeben sich somit Wasserstoffgestehungskosten von 4,45 €/kg (2030 pessimistisch) bis 2,97 €/kg (optimistisch, 2040) und in Sur 5,07 €/kg (2030 pessimistisch) bis 3,27 €/kg (optimistisch, 2040).

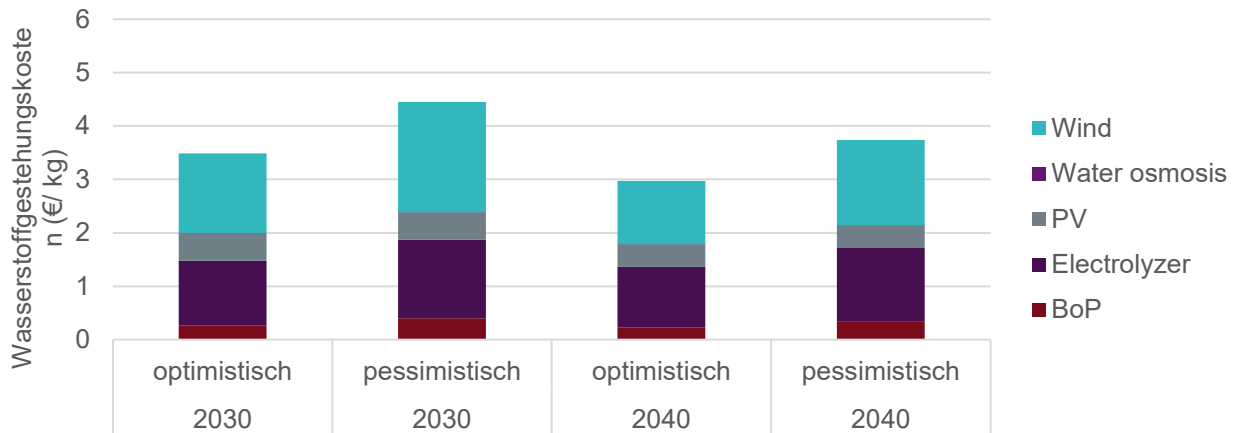


Abbildung 2-23 Kostenaufteilung der Wasserstoffgestehungskosten in Duqm – Oman

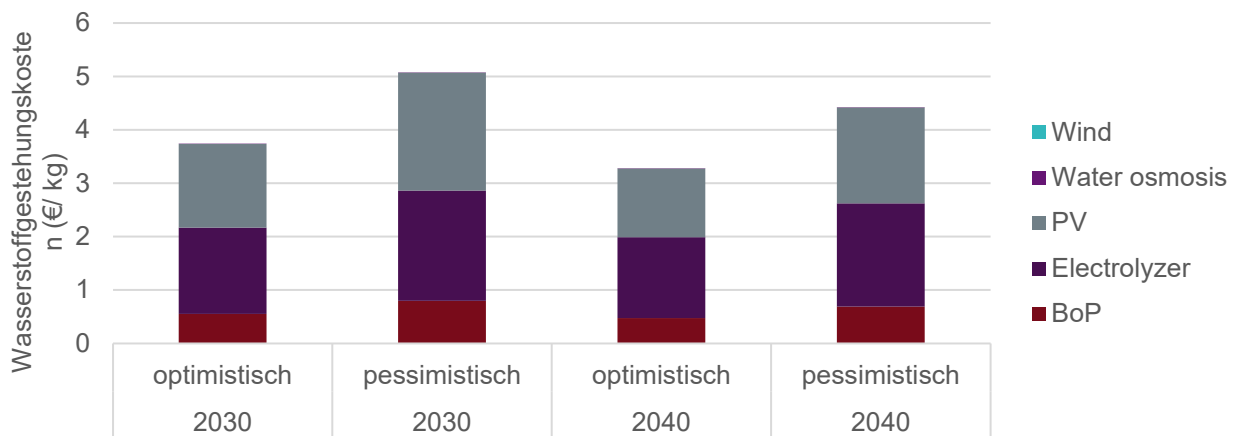


Abbildung 2-24 Kostenaufteilung der Wasserstoffgestehungskosten in Sur - Oman

3 ANALYSE DER TRANSPORTSZENARIEN

3.1 Ziele

Das Ziel dieses Kapitel ist die techno-ökonomische Analyse der Transportszenarien für den Import von erneuerbarem Wasserstoff nach Österreich für die weiteren Untersuchungsländer. Dazu wurden, analog zur Hauptstudie, konkrete Transportrouten erarbeitet und die entsprechenden Prozessketten der Wasserstoffträger modelliert und bewertet.

3.2 Transportszenarien

Aufgrund der geografischen Voraussetzungen wurde der Transport von Wasserstoff für die weiteren Untersuchungsländer ausschließlich per Schiff in Form von LH₂, Ammoniak und LOHCs betrachtet. Tabelle 3-1 zeigt die Gesamtübersicht aller Transportszenarien als Kombination aus Untersuchungsländern, Wasserstoff-Trägern und Transportarten. Die entsprechenden Prozessketten der unterschiedlichen Wasserstoff-Träger wurden in der Hauptstudie beschrieben und werden hier nicht noch einmal angeführt.

Tabelle 3-1: Transportszenarien als Kombination aus Untersuchungsländern, Wasserstoff-Trägern und Transportarten

Land	Schifftransport LH ₂	Schifftransport Ammoniak	Schifftransport LOHC	Binnen- schifftransport LOHC	Pipeline g-H ₂
Rumänien				X	
Chile	X	X	X		
Spanien					X
Tunesien					X
VAE	X	X	X		
Namibia	X	X	X		
Südafrika	X	X	X		
Oman	X	X	X		

3.2.1 Transportrouten

Die Transportrouten von Namibia und Südafrika nach Österreich sind aufgrund der geografischen Nähe der gewählten Standorte sehr ähnlich. Der Transport per Schiff wurde von Lüderitz (Namibia) bzw. Port Nolloth (Südafrika) entlang der Westküste Afrikas und über das Mittelmeer bis nach Ravenna modelliert. Für die Route von dem Oman nach Österreich erfolgt der Schifftransport von Duqm über das Rote Meer und Mittelmeer bis nach Ravenna. Dort erfolgt die Rückumwandlung der Wasserstoffträger in gasförmigen Wasserstoff und der Transport über den European Hydrogen Backbone entlang der Südroute bis nach Arnoldstein. Tabelle 3-2 und Tabelle 3-3 zeigen die konkreten Transportrouten, Projektstandorte, Export- und Import-Hubs, sowie Distanzen für den Wasserstoff-Transport von Namibia, Südafrika und dem Oman nach Österreich.

Tabelle 3-2: Konkrete Transportroute, Projektstandort, Export- und Import-Hub, sowie Distanzen für den Wasserstoff-Transport von Namibia und Südafrika nach Österreich

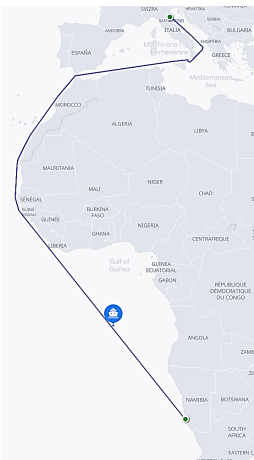
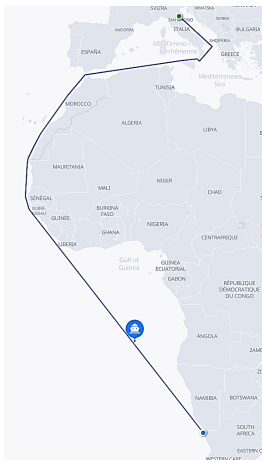
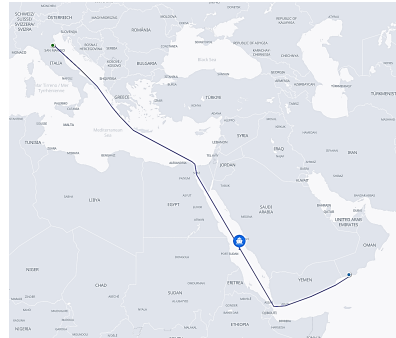
Größe	Namibia	Südafrika
Schiffsrouten		
	Abbildung 3-1 Schiffsrouten Namibia [55]	Abbildung 3-2 Schiffsrouten Südafrika [55]
Projektstandort	Lüderitz	Port Nolloth
Länge Zuleitung	100 km	100 km
Export-Hub	Lüderitz	Port Nolloth
Transportdistanz	11.550 km	11.850 km
Import-Hub	Ravenna	Ravenna
Wasserstoff-Pipeline-Distanz	350 km	350 km
Übergabepunkt Österreich	Arnoldstein	Arnoldstein

Tabelle 3-3 Konkrete Transportroute, Projektstandort, Export- und Import-Hub, sowie Distanzen für den Wasserstoff-Transport vom Oman nach Österreich

Größe	Oman
Schiffsrouten	
	Abbildung 3-3 Schiffsrouten Oman [55]
Projektstandort	Duqm
Länge Zuleitung	100 km
Export-Hub	Duqm
Transportdistanz	6.000 km
Import-Hub	Ravenna
Wasserstoff-Pipeline-Distanz	350 km
Übergabepunkt Österreich	Arnoldstein

3.3 Ergebnisse Transportszenarien Wasserstoff

Im vorliegenden Abschnitt werden die Ergebnisse der unterschiedlichen Transportszenarien dargestellt und beschrieben. Dabei wird vorrangig auf die zusätzlichen Untersuchungsländer eingegangen.

3.3.1 Optimistisches Szenario 2030

Abbildung 3-4 zeigt die Kosten für den Wasserstoff-Import (in €/kg), aufgeschlüsselt in die Kostenkomponenten für alle Transportrouten, im optimistischen Fall für 2030, zusammen mit den Importländern und Transportrouten der ursprünglichen Studie aus 2022 [40]. Die Importkosten aus Namibia und Südafrika sind etwas höher als die Kosten anderer Schifftransport-Routen und liegen bei 8 – 8,5 €/kg. Ausschlaggebend dafür sind höhere Erzeugungskosten als in Chile und den VAE bei teilweise längerer Transportdistanz. Die räumliche Nähe der Projektstandorte in Namibia und Südafrika resultiert in ähnlichen Transportrouten und entsprechenden Transportkosten. Die Gesamtkosten für Importe aus dem Oman liegen bei 7 – 7,5 €/kg und sind damit am unteren Ende der Kosten für Schifftransport-Routen. Die Kostenvorteile ergeben sich aus niedrigen Erzeugungskosten in Kombination mit einer vergleichsweise kurzen Transportdistanz.

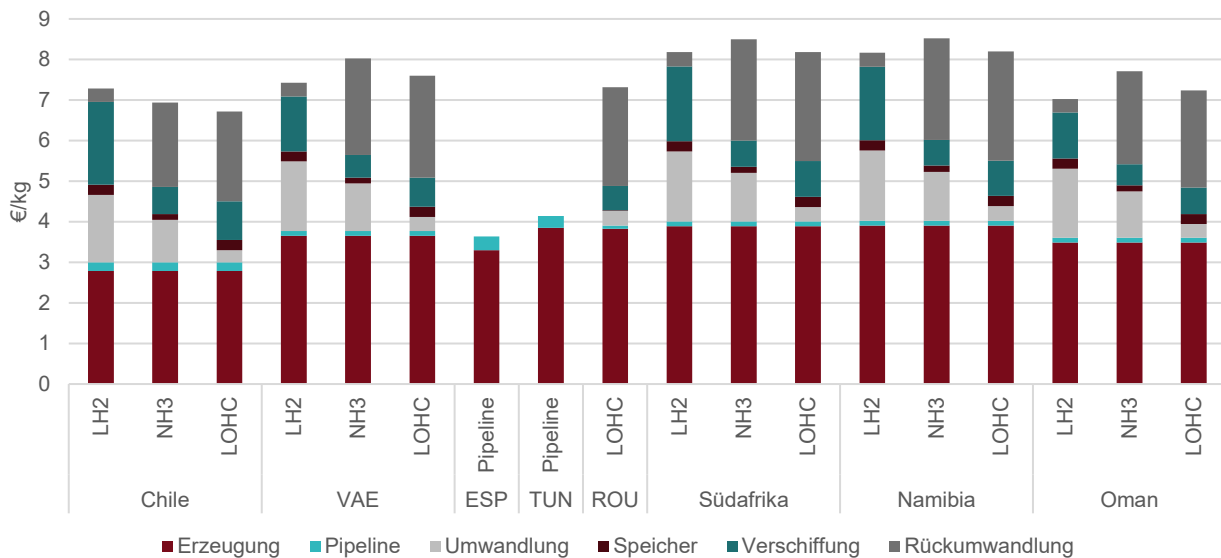


Abbildung 3-4 Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im optimistischen Szenario 2030 [40]

3.3.2 Optimistisches Szenario 2040

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Kosten für den Wasserstoff-Import (in €/kg), aufgeschlüsselt in die Kostenkomponenten für alle Transportrouten, im optimistischen Fall für 2040. Aufgrund erwarteter Kostendegressionen der Komponenten und höheren Effizienzen ergeben sich in diesem Szenario Gesamtkosten der weiteren Untersuchungsländer von etwa 5,5 – 6,5 €/kg. Der Import aus Namibia und Südafrika ist auch in diesem Szenario mit den höchsten Gesamtkosten verbunden.

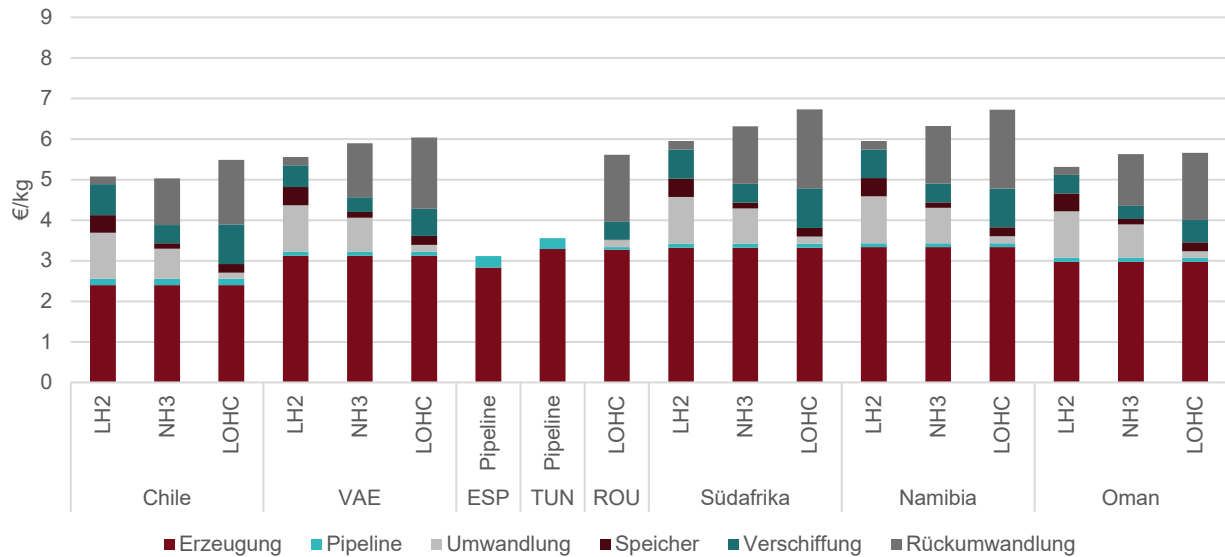


Abbildung 3-5 Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im optimistischen Szenario 2040 [40]

3.3.3 Vergleich aller Szenarien

Abbildung 3-6 zeigt die Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im Vergleich sämtlicher Szenarien. Die Spanne der Importkosten für die weiteren untersuchten Länder liegt, im Vergleich zu den anderen Ländern, für Namibia und Südafrika (6 – 17 €/kg) am oberen Ende, für den Oman (5,5 – 14,5 €/kg) am unteren Ende.

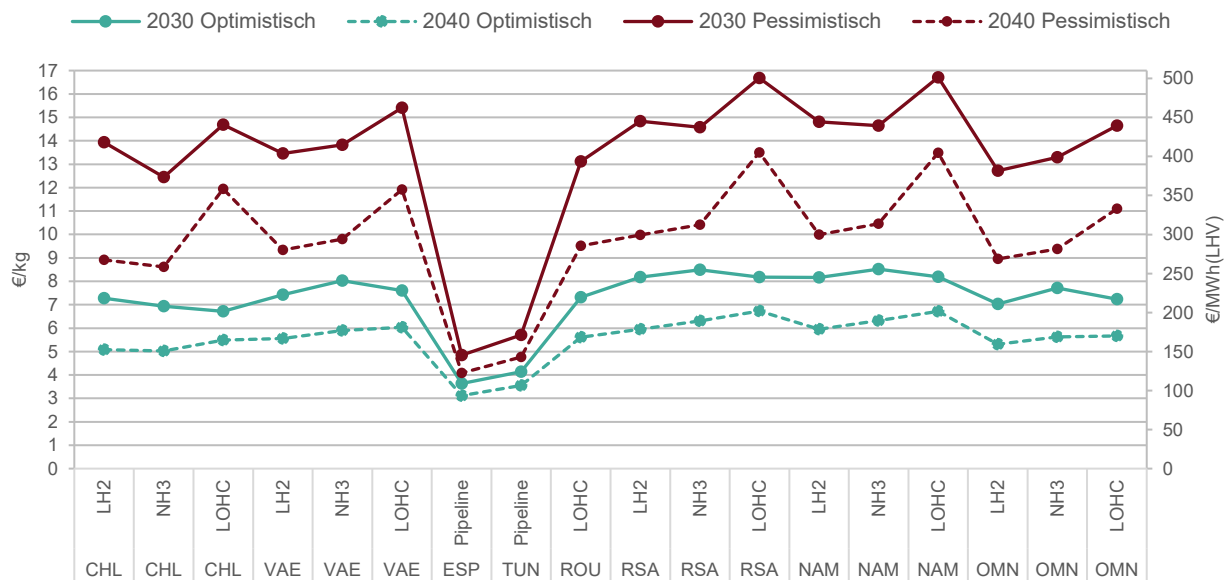


Abbildung 3-6 Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im Vergleich sämtlicher Szenarien [40]

4 ANALYSE TRANSPORTSZENARIO SNG

4.1 Ziele

Ziel dieses Kapitels ist die Zusatzbetrachtung des Imports von synthetischem Methan (SNG) aus dem Oman. Für dieses Transportszenario wurde eine eigene Transportroute entwickelt und die SNG-Prozesskette modelliert, wobei der Transport von SNG über die Verwendung von bestehender Infrastruktur abgebildet wurde.

4.2 Annahmen & Methodik

4.2.1 Methodik der Transportmodellierung der SNG-Route

Die grundlegende Methodik zur Modellierung der SNG-Route ist analog zu den H₂-Routen und in der Hauptstudie beschrieben. Dabei werden die zur Erzeugung und Transport benötigten Prozesse in einer vollumfänglichen Kostenkalkulation für unterschiedliche Kostenszenarien abgebildet. Abweichend davon wird der Transportteil der SNG-Prozesskette über die Nutzung von bestehender Infrastruktur modelliert, ohne eine vollumfängliche Kostenrechnung durchzuführen. Die benötigten Kostendaten zur Nutzung der Infrastruktur basieren auf aktuellen Marktdaten. Ein Vergleich mit den anderen Transportrouten ist damit nur bedingt möglich, da für große Teile der Prozesskette fixe Kostenannahmen hinterlegt wurden, die keine Unterscheidung zwischen den Szenarien erlauben.

4.2.2 Prozesskette & Methodik der Kostenkalkulation

Die Prozesskette für die Modellierung des Imports von synthetischem Methan orientiert sich an den Prozessketten der anderen Wasserstoff-Träger aus der Hauptstudie und ist in Abbildung 4-1 dargestellt. Für die Umwandlung des erzeugten Wasserstoffs zu SNG wird ein Methanisierungsreaktor auf Basis des Sabatier-Prozesses modelliert. Neben Wasserstoff wird auch CO₂ benötigt, das mittels Direct Air Capture (DAC) aus der Luft abgeschieden wird. Für den Schifftransport nach Österreich muss das produzierte SNG verflüssigt, gespeichert und auf Schiffe verladen bzw. im Import-Terminal wieder regasifiziert werden. Die Komponenten für den Transport von SNG in flüssiger Form sind dabei ident zu den Anlagen, die für den Transport von liquified natural gas (LNG) benötigt werden.

Für die einzelnen Komponenten der Prozesskette kommen unterschiedliche Ansätze zur Kostenkalkulation zum Einsatz, wie in Kapitel 4.2.1 beschrieben. Für die Stromerzeugungsanlagen sowie die Elektrolyse wird eine vollumfängliche Kostenkalkulation auf Basis einer Anlagensimulation durchgeführt. Die Wasserstoffpipeline im Exportland sowie die Umwandlungskomponenten werden mittels voller Kostenkalkulation und einer angenommenen Anlagenauslastung abgebildet. Für alle anderen Komponenten werden die Kosten für die Nutzung von bestehender Infrastruktur, basierend auf aktuellen Marktdaten, angenommen.

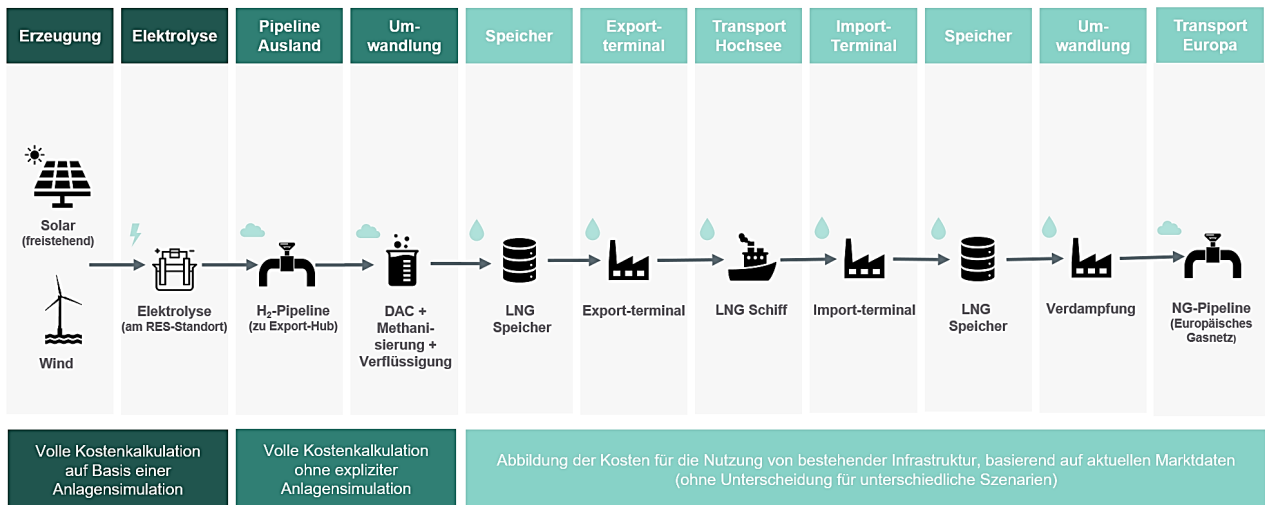
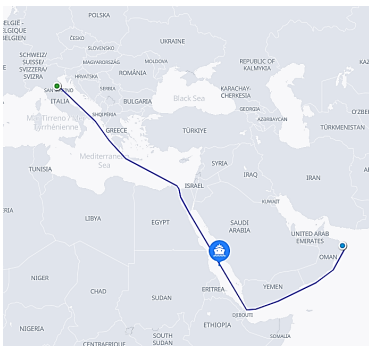


Abbildung 4-1 Prozesskette und Information zur Kostenkalkulation für den Schifftransport von SNG

4.2.3 Transportroute

Der grundlegende Aufbau der Transportroute für SNG ist analog zu den Wasserstoff-Transportrouten und ist in Tabelle 4-1 dargestellt. Der gewählte Projektstandort für die Erzeugung von Wasserstoff für die SNG-Route liegt im Norden des Omans in Sur. Über eine bestehende Verflüssigungsanlage und das LNG-Terminal in Qalhat erfolgt die Verschiffung des SNGs über das Rote Meer und das Mittelmeer zum Adriatic LNG Terminal an der italienischen Adriaküste [3]. Von dort wird das SNG über bestehende Erdgaspipelines bis zum Übergabepunkte ans österreichische Fernleistungsnetz in Arnoldstein transportiert.

Tabelle 4-1 Konkrete Transportroute, Projektstandort, Export- und Import-Hub, sowie Distanzen für den SNG-Transport vom Oman nach Österreich

Größe	Oman
Schiffsrouten	 <p>Abbildung 4-2 Schiffsrouten Oman [55]</p>
Projektstandort	Sur
Länge Zuleitung	100 km
Export-Hub	Qalhat
Transportdistanz	6.900 km
Import-Hub	Adriatic LNG
Erdgaspipeline-Distanz	350 km
Übergabepunkt Österreich	Arnoldstein

4.2.4 Beschreibung der Komponenten, Kostenannahmen & Inputparameter

In diesem Kapitel werden die Komponenten der SNG-Transportprozesskette näher beschrieben und die Kostenannahmen der einzelnen Prozesse dargelegt. Allgemeine Komponenten der Prozesskette, die bereits in der Hauptstudie beschrieben wurden, werden nicht nochmal erwähnt.

Allgemein

SNG wird in einem Methanisierungsreaktor aus Wasserstoff und CO₂ hergestellt. Als CO₂-Quellen sind zwei Verfahren möglich: Abscheidung aus Rauchgasen bzw. industriellen Prozessen oder das Filtern aus der Umgebungsluft mittels Direct Air Capture. Der Transport von SNG über große Distanzen ist analog zum Transport von LNG. SNG kann in LNG-Terminals verflüssigt, gespeichert und auf LNG-Tanker verladen werden. Im Import-Terminal erfolgt die Regasifizierung und die Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz zum Weitertransport über Pipelines.

Direct Air Capture (DAC)

Eine DAC-Anlage extrahiert CO₂ über einen zweistufigen Prozess aus der Umgebungsluft. Dabei wird die Luft über ein Adsorbens geleitet, das das CO₂ bindet. In einem weiteren Schritt wird das gebundene CO₂ über hohe externe Wärmezufuhr wieder gelöst und steht als reiner Produktstrom zur Verfügung. Es wird zwischen zwei Arten von DAC unterschieden, die sich in der Wahl des Absorptionsmittels unterscheiden. Während bei der Hochtemperatur-DAC flüssige Absorptionsmittel zum Einsatz kommen, die hohe Temperaturen zum Austreiben benötigen, reichen bei der Verwendung von festen Adsorptionsmitteln (Niedertemperatur-DAC) bereits Temperaturen zwischen 80°C und 100°C [14]. Die Technologie ist noch nicht großtechnisch etabliert, weltweit sind erst 18 Anlagen in Betrieb, wobei die größte Anlage eine Produktionsmenge von 4.000 t CO₂/a hat [14]. Das Technology Readiness Level (TRL) mit wird 9 angegeben [61].

Zur Abbildung der SNG-Route wurde eine NT-DAC Anlage angenommen. Die Modellierungsparameter sind in Tabelle 4-2 angeführt.

Tabelle 4-2 Modellierungsparameter für Direct Air Capture

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/t _{CO₂} /a	380	265	765	640	[21, 57]
OPEX	% CAPEX	4	4	5	5	[21, 57]
Energiebedarf (el.)	MWh/t _{CO₂,out}	0,23	0,2	0,78	0,66	[14, 21, 57]
Energiebedarf (th.)	MWh/t _{CO₂,out}	1,5	1,29	2,1	1,5	[14, 21, 35]
Auslastung	%	90	90	90	90	Annahme
Lebensdauer	Jahre	30	30	20	20	[21, 57]

Wärmepumpe (für DAC)

Um den Wärmebedarf der DAC-Anlage zu decken, wurde eine Wärmepumpe modelliert, die die benötigte Wärme bei etwa 120°C bereitstellt. Die Größe der Wärmepumpe ergibt sich dabei aus der

Dimensionierung der DAC-Anlage. Die Modellierungsparameter der Wärmepumpe sind in Tabelle 4-3 angeführt.

Tabelle 4-3 Modellierungsparameter für Wärmepumpe

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/kW _{th}	700	650	870	820	[6, 57]
OPEX	% CAPEX	0,7	0,7	2	2	[6, 57]
COP	-	3	3	2,7	2,8	[6, 57]
Auslastung	%	90	90	90	90	Annahme
Lebensdauer	Jahre	20	20	20	20	[6, 57]

Methanisierung

In Methanisierungsreaktoren findet die Methanisierung von Wasserstoff mit CO₂ über die Sabatier-Reaktion unter Zuhilfenahme von Katalysatoren (Nickel) statt. Diese stark exotherme Reaktion läuft bei über 350°C ab und liefert ca. 1,75 MWh/t_{CO2} an Abwärme [43]. Da diese Abwärmemenge nicht ausreicht, um die DAC-Anlage zu betreiben, wird eine zusätzliche Wärmequelle benötigt. Der optimistische CO₂ Bedarf von 2,75 kg_{CO2}/kg_{CH4} entspricht einer idealen Umsetzung, die pessimistischen Annahmen sind verlustbehaftet. Anders als bei der etablierten Methanisierung von Synthesegas (H₂ und CO), ist die Methanisierung über CO₂ herausfordernder in Bezug auf die technische Umsetzung [41]. Es existieren unterschiedliche Reaktorkonzepte, deren TRL zwischen 4 und 8 liegt [41]. Die Modellierungsparameter der Methanisierung sind in Tabelle 4-4 angeführt.

Tabelle 4-4 Modellierungsparameter für Methanisierung

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/kW _{CH4,out}	175	145	870	655	[28, 33, 53]
OPEX	% CAPEX	3	3	4	4	[24, 28]
Energiebedarf (el.)	MWh/t _{CH4,out}	0,013	0,013	0,013	0,013	[33]
CO ₂ Input	kg _{CO2} /kg _{CH4}	2,75	2,75	2,949	2,949	[28, 42]
Effizienz (LHV)	%	83	83	78	78	[28, 53]
Auslastung	%	90	90	90	90	Annahme
Lebensdauer	Jahre	30	30	20	20	[24, 28]

Verflüssigung / Export-Terminal

Die Verflüssigung von SNG bzw. Methan findet unter externer Energiezufuhr (Strom) bei -162°C statt. In der Modellierung wird die Verflüssigung, Speicherung und Verladung des SNG auf Transportschiffe über die Nutzung des bestehenden LNG-Terminals in Qalhat abgebildet [45]. Die Kosten für LNG-Anlagen sind projektspezifisch und abhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme, Upstream-

Kosten für Gas, Projektstandort und aktueller Marktsituation. In den letzten 20 Jahren liegt die Spanne für die Verflüssigungskosten von unterschiedlichen Anlagen zwischen 400 und 1.900 USD/t LNG [10]. Da für das konkrete Terminal im Oman keine tatsächlichen Kosten gefunden wurden, werden stattdessen die Kosten von repräsentativen Terminals (in Bezug auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme und Größe) in der Region herangezogen. Zusätzlich werden in der Modellierung durchschnittliche Verluste, die im Betrieb der Anlage entstehen, berücksichtigt. Die Modellierungsparameter der Verflüssigungsanlage / Export-Terminals sind in Tabelle 4-5 angeführt.

Tabelle 4-5 Modellierungsparameter für Verflüssigung / Export-Terminal

Kenndaten	Einheit	Wert	Quellen
Kosten Verflüssigung Speicher & Export-Terminal	€/MWh	9	[64]
Verluste Verflüssigung	%	8	[7, 47]

Verschiffung

Die Verschiffung von LNG ist ein weltweit etablierter Markt mit über 640 LNG-Tankern in Betrieb [36], wobei die typische Transportkapazität von aktuellen LNG-Tankern zwischen 150.000 und 180.000 m³ liegt [36]. Das LNG wird in großen isolierten Tanks am Schiff gelagert, wobei ein Teil der Ladung durch unvermeidliche Boil-off Verluste verloren geht. Die Kosten für das Chartern von LNG-Tankern sind stark vom Marktumfeld abhängig und zeigen kurzfristige Preisspitzen. In den letzten Jahren lagen die Spotpreise für das Chartern eines 150.000 m³ LNG-Tankers zwischen 25.000 und 300.000 USD/Tag [36]. Zur Modellierung der Kosten werden die durchschnittlichen Charterraten für ein Schiff mit einer Kapazität von 160.000 m³ herangezogen. Die Reisedauer ergibt sich aus der Transportdistanz zwischen Qalhat und dem Import-Terminal (Adriatic LNG) und einer durchschnittlichen Geschwindigkeit von 30 km/h. Zusätzlich werden Boil-off Verluste berücksichtigt. Die Modellierungsparameter der Verschiffung sind in Tabelle 4-6 angeführt.

Tabelle 4-6 Modellierungsparameter für Verschiffung

Kenndaten	Einheit	Wert	Quellen
Charterrate	€/Tag	58.700	[38]
Kapazität	m ³	160.000	[38]
Reisedauer	Tage	10	Annahme
Be-/ Entladedauer	Tage	1	Annahme
Boil-off Verluste	%/Tag	0,1	[47]

Regasifizierungsanlage / Import-Terminal

Im Import-Terminal erfolgt das Entladen der Transportschiffe, wobei LNG zwischengespeichert wird. Für den Weitertransport über Pipelines wird LNG unter Einsatz von Umgebungswärme (Meerwasser) wieder regasifiziert. Neben fixen Import-Terminals an Land gibt es auch schwimmende Lösungen („FSRU“ bzw. Floating Storage and Regasification Unit) bzw. offshore Lösungen. Für die Modellierung wurde die aktuellen Kosten für die Nutzung des bestehenden offshore Import-Terminals

bzw. der Regasifizierungsanlage (Adriatic LNG Regasification terminal) in der Nähe von Chioggia berücksichtigt. Die Regasifizierungskosten sind reglementiert und werden nach Kriterien des italienischen Regulators jährlich festgelegt und veröffentlicht [5]. Die Gesamtkosten setzen sich aus Kosten für die Regasifizierungsdienstleistung, Anlegekosten, Kosten für Emissionshandel sowie einem Prozentsatz zur Deckung der Verluste zusammen und gelten für einen LNG-Tanker mit Kapazität von 160.000 m³. Die Modellierungsparameter der Regasifizierungsanlage / Import-Terminal sind in Tabelle 4-7 angeführt.

Tabelle 4-7 Modellierungsparameter für Regasifizierungsanlage / Import-Terminal

Kenndaten	Einheit	Wert	Quellen
Dienstleistungskosten für Regasifizierung	€/m ³ LNG	20,12	[2]
Anlegekosten	€/Anlandung	224.000	[1]
Kosten ETS	€/m ³ LNG	0,60	[2]
Deckungsbeitrag für Verluste	% der Lieferung	0,33	[2]

Binnentransport

Der Transport von Italien bis nach Österreich erfolgt über das bestehende Gas-Fernleitungsnetz. Für die Modellierung wird von den aktuellen Kosten für den Transport von Erdgas, unter der Annahme der Reservierung einer über das Jahr konstanten Transportkapazität, ausgegangen. Die Gesamtkosten ergeben sich aus der Summe aller Gebühren der Fernleitungsbetreiber entlang der Route. Das betrifft den Entry und Exit in das italienische Marktgebiet über das Netz der SNAM sowie den Entry in das österreichische Marktgebiet Ost über das Netz der TAG. Die Modellierungsparameter des Binnentransports sind in Tabelle 4-8 angeführt.

Tabelle 4-8 Modellierungsparameter für Binnentransport

Kenndaten	Einheit	Wert	Quellen
Entry SNAM	€/MWh(LHV)	0,99	[56]
Exit SNAM	€/MWh(LHV)	0,92	[56]
Entry TAG	€/MWh(LHV)	0,36	[25]

4.3 Ergebnisse Transportszenario SNG

Eine Übersicht der Kosten der SNG-Route ist in Abbildung 4-3 dargestellt. Die Kosten variieren deutlich und liegen, je nach Szenario¹, zwischen 175 €/MWh und 350 €/MWh. Große Kostentreiber sind die Erzeugungs- und Umwandlungskosten, die ca. 85% der Gesamtkosten ausmachen. Insbe-

¹ Die Szenarien unterscheiden sich in den Kosten für die H₂-Erzeugung und Umwandlung. Die Transportkosten für SNG / LNG sind unverändert.

sondere die CO₂-Kosten (90 bis 380 €/t_{CO2}) sind entscheidend und für 80 – 95% der Umwandlungskosten verantwortlich. Der Anteil ergibt sich durch die hohen Kosten der DAC-Anlage, die mit großer Unsicherheit behaftet sind. Zusätzlich ist der gesamte Umwandlungsprozess (DAC + Methanisierung) mit einer Effizienz von 60 – 75% stark verlustbehaftet. Die Gesamteffizienz der SNG-Kette liegt zwischen 30% und 36%.

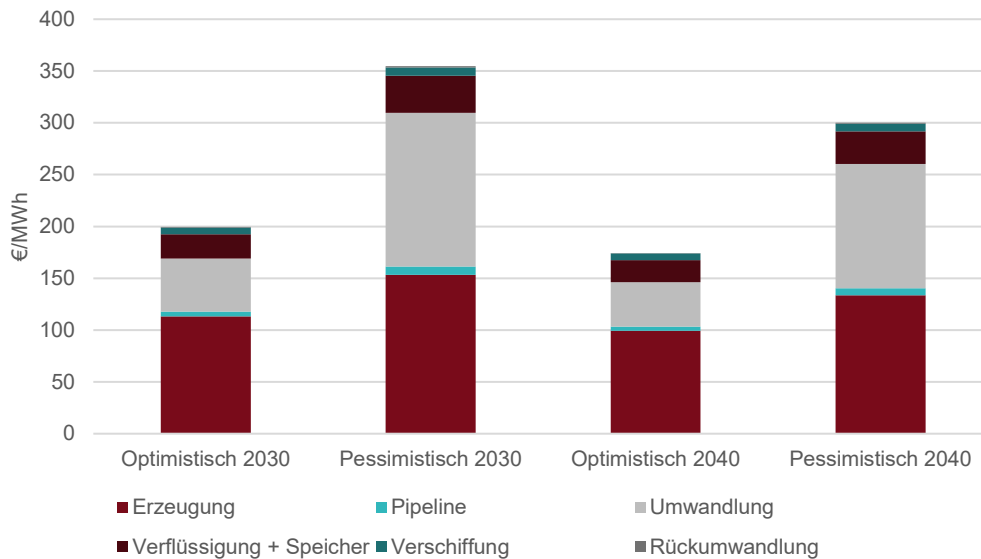


Abbildung 4-3 Kosten für den SNG-Import aus dem Oman

4.3.1 Vergleich H₂-Route und SNG-Route

Abbildung 4-4 zeigt einen Vergleich der Kosten aller gerechneter Routen (H₂ und SNG) für das optimistische Szenario 2030, wobei die Wasserstoffkosten ebenfalls auf den unteren Heizwert bezogen werden. Die Kosten für den Import von SNG aus dem Oman sind geringfügig niedriger als die Kosten vergleichbarer H₂-Routen². Ausschlaggebend dafür sind die vergleichsweise geringen Kosten für den Transport von SNG (bzw. LNG) über die Nutzung von bestehender Infrastruktur. Im Vergleich mit dem Import von Ammoniak ist SNG kostenseitig nur im Vorteil, wenn Ammoniak nicht direkt genutzt, sondern zu Wasserstoff rückumgewandelt wird.

² Vergleich aufgrund der unterschiedlichen Berechnungsmethodik nur bedingt möglich. Die Kostenannahmen für Gasinfrastruktur basieren auf aktuellen Preisen, die von den zukünftigen Kosten stark abweichen können.

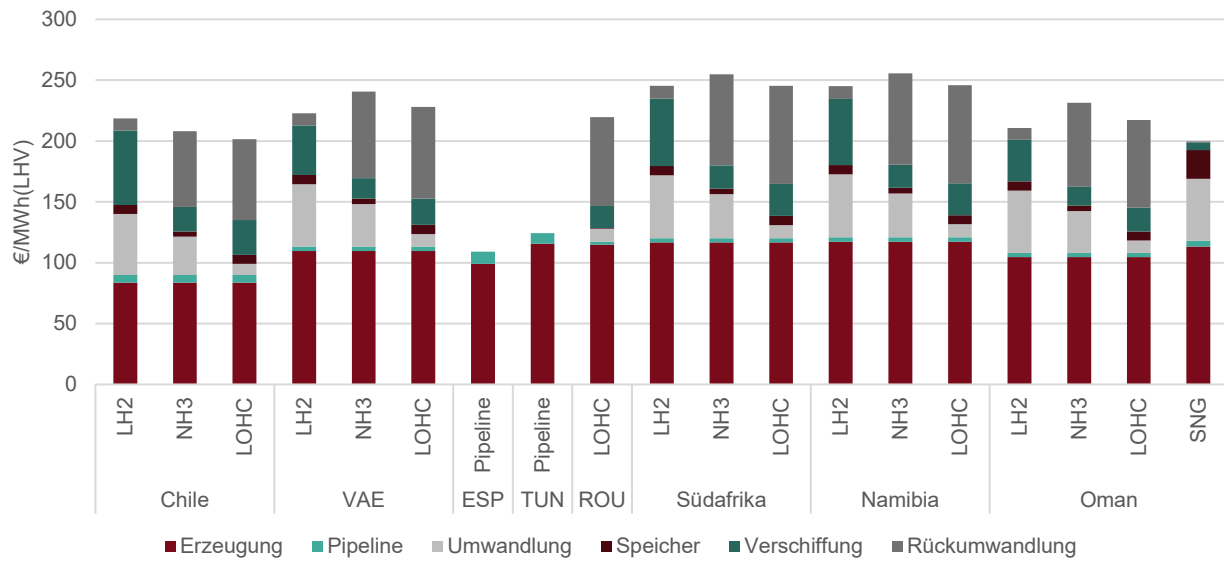


Abbildung 4-4 Kosten für alle Routen (H₂ und SNG) im optimistischen Szenario 2030 [40]

5 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Namibia eine ehrgeizige Strategie für den Aufbau einer Wasserstoff-Exportwirtschaft verfolgt. Trotz der hohen Potentiale für die Erzeugung von Wind- und PV-Strom, müssen die infrastrukturellen und sozioökonomischen Rahmenbedingungen, wie der Bau von Häfen und Straßen, die Ausbildung von qualifizierten Arbeitskräften oder die Ansiedlung von produzierender Industrie erst geschaffen werden. Eine zusätzliche Herausforderung besteht darin, dass Namibia eine kleine Wirtschaftsleistung aufweist, was bedeutet, dass große Wasserstoffprojekte in Bezug auf Investitionsvolumen vergleichbare Größenordnungen wie das gesamte BIP erreichen können. Es gibt außerdem keinen großen nationalen Akteur, der Erfahrung im Umgang mit Energieproduktion hat und erste Projekte voranbringt. Dies könnte die kurzfristige Umsetzbarkeit von Projekten für den Wasserstoffexport erschweren.

Südafrika verfügt über einen bestehenden Industriesektor mit Erfahrung in der Produktion von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen. Eine wichtige Rolle nimmt dabei der Energie- und Chemiekonzern Sasol ein, der auch als treibende Kraft hinter vielen Wasserstoffprojekten steht. Südafrika hat eine Wasserstoff-Roadmap, die den geplanten Hochlauf der Wasserstoffproduktion und -nutzung vorzeichnet. Mittelgroße Wasserstoff-Erzeugungsprojekte sind bereits im fortgeschrittenen Planungsstadium und starten bald mit der Bauphase. Die infrastrukturellen Voraussetzungen, insbesondere in den Industriegebieten im Osten des Landes, sind vorteilhaft. Allerdings könnten anhaltende Probleme in der Stromversorgung den reibungslosen Betrieb von Export-Hubs behindern.

Im Oman soll mittels der Entwicklung von Wasserstoffprojekten eine langfristige Alternative zu fossilen Exporten von Öl und Gas aufgebaut werden, wie es in der nationalen Wasserstoffstrategie dargelegt ist. Der Energie- und Chemiekonzern OQ bringt die nötige Expertise für den Betrieb von Erzeugungs-, Umwandlungs- und Exportanlagen mit und treibt erste große Projekte voran. Von der nationalen Koordinierungsstelle für Wasserstoffaktivitäten (Hydrom) werden bereits Landflächen für die Entwicklung von Wasserstoffprojekten vergeben. Zusammenfassend bieten der vorhandene nationale Player, bestehende Infrastruktur für Produktion und Export von synthetischen Energieträgern und vergleichsweise niedrige Produktionskosten gute Voraussetzungen für den Export von Wasserstoff an.

Die ermittelten Wasserstoff-Importkosten der beiden Länder im Süden Afrikas liegen aufgrund der langen Transportdistanz in Kombination mit vergleichsweise hohen Erzeugungskosten am oberen Ende aller betrachteten Exportländer. Der Oman hat aufgrund der geringen Erzeugungskosten und einer vergleichsweise kurzen Transportdistanz Kostenvorteile gegenüber anderen Schiffsrouten.

Für die zusätzlich betrachtete SNG-Route ergeben sich vergleichbare Gesamtkosten zu den Wasserstoff-Routen, womit kein signifikanter Kostenvorteil ersichtlich ist. Die Umsetzung der SNG-Importroute hat im Vergleich zu den anderen Routen spezifische Vor- und Nachteile:

- Durch die Nutzung bereits vorhandener Infrastruktur und etablierter Technologien ist ein schnellerer Hochlauf möglich und die Transportkosten können geringgehalten werden
- Im Importland ist keine Rückumwandlung des Energieträgers nötig
- Bei der Nutzung von SNG besteht kein Umrüstungsbedarf in Endanwendungsbereichen
- Zur Produktion von erneuerbaren SNG wird eine lokale und nachhaltige CO₂-Quelle benötigt, die bei der Anwendung von DAC mit hohen Kosten verbunden ist.
- Durch die Nutzung von bestehender Infrastruktur kann es zu einem fossilen Lock-in im Exportland und im Importland kommen, da diese Anlagen durch die verstärkte Beimischung von SNG länger in Betrieb gehalten werden können, wodurch auch fossiles Erdgas länger zur Verfügung steht
- Der Import von SNG bedingt die Diffusion von erneuerbaren Gasen in alle Endanwendungsbereiche (z.B. Raumwärme)
- Aufgrund der perspektivisch sinkenden Auslastung der bestehenden Infrastruktur können die Kosten für die Nutzung zukünftig stark steigen

Abschließend kann festgehalten werden, dass jede der betrachteten Wasserstoff-Exportländer unterschiedliche Vorteile und Herausforderungen mit sich bringt und die Entscheidung für eine bestimmte Exportroute von einer Vielzahl an Faktoren abhängt, darunter die Kosten, die Infrastruktur, die politischen Rahmenbedingungen, die Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen und die Entfernung zum Importland.

6 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung	Beschreibung
BOP	Balance of Plant
CAPEX	Capital Expenditure, Investitionskosten
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCFD	Carbon Contracts for Difference
CHL	Chile
CO ₂ eq	CO ₂ -Equivalent
DBT	Dibenzyltoluol
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
EC	European Commission
EHB	European Hydrogen Backbone
ESP	Spanien
H ₂	Wasserstoff
HFO	Heavy Fuel Oil, Schweröl
HKN	Herkunftsnachweis
LCOE	Levelized Cost of Energy
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
LH ₂	Flüssigwasserstoff
LNG	Liquid Natural Gas
LPG	Liquified Petroleum Gas
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
MoU	Memorandum of Understanding
NAM	Namibia
NH ₃	Ammoniak
OPEX	Operation Expenditure, Betriebskosten
PEM	Proton Exchange Membrane
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive
RES	Renewable Energy Sources
ROU	Rumänien
RSA	Republik Südafrika
TAG	Trans Austria Gasleitung
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
TUN	Tunesien
VAE	Vereinigte Arabische Emirate
VLH	Volllaststunden
WACC	Weighted Average Cost of Capital

7 ABILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 2-1 Pläne für nationale Wasserstoff-Valleys für die Produktion, den Export und den nationalen Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in Namibia [31].....	9
Abbildung 2-2 BIP nach Sektoren in Namibia.....	10
Abbildung 2-3 Primärenergieverbrauch in Namibia [62]	11
Abbildung 2-4 Stromerzeugung in Namibia [62].....	11
Abbildung 2-5 Landnutzung in Namibia [9].....	11
Abbildung 2-6 Standortauswahl in Namibia [23].....	12
Abbildung 2-7 Monatliche Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Namibia [17, 19].....	12
Abbildung 2-8 Kostenaufteilung der Wasserstoffgestehungskosten in Namibia	13
Abbildung 2-9 BIP nach Sektoren in Südafrika [62].....	16
Abbildung 2-10 Primärenergieverbrauch in Südafrika [62]	17
Abbildung 2-11 Stromerzeugung in Südafrika [62]	17
Abbildung 2-12 Landnutzung in Südafrika [9].....	18
Abbildung 2-13 Standortauswahl in Südafrika [23].....	18
Abbildung 2-14 Monatliche Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Südafrika [17, 19].....	19
Abbildung 2-15 Kostenaufteilung der Wasserstoffgestehungskosten in Südafrika	19
Abbildung 2-16 BIP nach Sektoren im Oman [62]	21
Abbildung 2-17 Primärenergieverbrauch im Oman [62].....	22
Abbildung 2-18 Stromerzeugung im Oman [62]	22
Abbildung 2-19 Landnutzung im Oman [9].....	23
Abbildung 2-20 Darstellung der Beiden Wasserstoffproduktionsstandorte im Oman [23]	23
Abbildung 2-21 Monatliche Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Duqm – Oman [17, 19]....	24
Abbildung 2-22 Monatliche Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Sur – Oman [17, 19].....	24
Abbildung 2-23 Kostenaufteilung der Wasserstoffgestehungskosten in Duqm – Oman	25
Abbildung 2-24 Kostenaufteilung der Wasserstoffgestehungskosten in Sur - Oman	25
Abbildung 3-1 Schiffroute Namibia [55]	27
Abbildung 3-2 Schiffroute Südafrika [55]	27
Abbildung 3-3 Schiffroute Oman [55]	27
Abbildung 3-4 Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im optimistischen Szenario 2030 [40].....	28
Abbildung 3-5 Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im optimistischen Szenario 2040 [40].....	29

Abbildung 3-6 Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im Vergleich sämtlicher Szenarien [40].....	29
Abbildung 4-1 Prozesskette und Information zur Kostenkalkulation für den Schifftransport von SNG	31
Abbildung 4-2 Schiffroute Oman [55]	31
Abbildung 4-3 Kosten für den SNG-Import aus dem Oman.....	36
Abbildung 4-4 Kosten für alle Routen (H ₂ und SNG) im optimistischen Szenario 2030 [40].....	37

8 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1 Zusammenfassung der Rahmenbedingungen für Produktion / Export von grünem Wasserstoff in Namibia	8
Tabelle 2-2 Zusammenfassung der Rahmenbedingungen für Produktion / Export von grünem Wasserstoff in Südafrika	14
Tabelle 2-3 Zusammenfassung der Rahmenbedingungen für Produktion / Export von grünem Wasserstoff im Oman	20
Tabelle 3-1: Transportszenarien als Kombination aus Untersuchungsländern, Wasserstoff-Trägern und Transportarten	26
Tabelle 3-2: Konkrete Transportroute, Projektstandort, Export- und Import-Hub, sowie Distanzen für den Wasserstoff-Transport von Namibia und Südafrika nach Österreich	27
Tabelle 3-3 Konkrete Transportroute, Projektstandort, Export- und Import-Hub, sowie Distanzen für den Wasserstoff-Transport vom Oman nach Österreich.....	27
Tabelle 4-1 Konkrete Transportroute, Projektstandort, Export- und Import-Hub, sowie Distanzen für den SNG-Transport vom Oman nach Österreich	31
Tabelle 4-2 Modellierungsparameter für Direct Air Capture.....	32
Tabelle 4-3 Modellierungsparameter für Wärmepumpe.....	33
Tabelle 4-4 Modellierungsparameter für Methanisierung.....	33
Tabelle 4-5 Modellierungsparameter für Verflüssigung / Export-Terminal	34
Tabelle 4-6 Modellierungsparameter für Verschiffung	34
Tabelle 4-7 Modellierungsparameter für Regasifizierungsanlage / Import-Terminal	35
Tabelle 4-8 Modellierungsparameter für Binnentransport.....	35

9 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Adriatic LNG. 2020. Calculation Example for Regasification costs.
- [2] Adriatic LNG. 2022. *Regasification Service*. <https://www.adriaticlng.it/en/market-area/tariffs/regasification/>. Accessed 7 May 2023.
- [3] Adriatic LNG. 2023. *The natural gas pipeline*. <https://www.adriaticlng.it/en/the-terminal/the-plant/natural-gas-pipeline>. Accessed 7 May 2023.
- [4] Anu Bhambhani. 2022. *Oman's 2030 Green Hydrogen Target Is 1 Million Ton/Year. Oman Establishes Green Hydrogen Company Hydrom; To Launch 1st Bidding Round On Nov 6, 2022*. <https://taiyangnews.info/markets/omans-2030-green-hydrogen-target-is-1-million-ton-year/>. Accessed 7 May 2023.
- [5] ARERA. 2022. *Delibera 28 giugno 2022 278/2022/R/gas*. <https://www.arera.it/it/docs/22/278-22.htm>. Accessed 7 May 2023.
- [6] Ashfaq, A. and Ianakiev, A. 2018. Cost-minimised design of a highly renewable heating network for fossil-free future. *Energy* 152, 613–626.
- [7] Blanco, H., Nijs, W., Ruf, J., and Faaij, A. 2018. Potential of Power-to-Methane in the EU energy transition to a low carbon system using cost optimization. *Applied Energy* 232, 323–340.
- [8] BMWI. 2022. *Oman startet Ausschreibungen zur Produktion grünen Wasserstoffs*. <https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Meldungen/Marktnachrichten/2022/20221123-oman.html>. Accessed 7 May 2023.
- [9] Buchhorn, M., Lesiv, M., Tsendbazar, N.-E., Herold, M., Bertels, L., and Smets, B. 2020. Copernicus Global Land Cover Layers—Collection 2. *Remote Sensing* 12, 6, 1044.
- [10] Claudio Steuer. 2019. Outlook for Competitive LNG Supply. *Cost of Liquefaction Plant Projects*.
- [11] Creamer, M. 2022. *Northern Cape's proposed green hydrogen hub can help open region's full energy potential*. <https://www.miningweekly.com/article/northern-capes-proposed-green-hydrogen-hub-can-help-open-regions-full-energy-potential-2022-09-22/>. Accessed 5 May 2023.
- [12] Creamer, T. 2022. *Germany extends €15m grant in support of Secunda green hydrogen project*. <https://www.engineeringnews.co.za/article/germany-extends-15m-grant-in-support-of-secunda-green-hydrogen-project-2022-12-12/>. Accessed 5 May 2023.
- [13] DEME Group. 2023. *HYPORT Coordination Company signs second land reservation agreement for a green hydrogen and ammonia production plant with OPAZ*. <https://www.deme-group.com/news/hyport-coordination-company-signs-second-land-reservation-agreement-green-hydrogen-and-ammonia>. Accessed 7 May 2023.
- [14] Direct Air Capture. A key technology for net zero. *IEA, International Energy Agency*.
- [15] Dokso, A. 2023. Implementation of Hyphen Hydrogen Energy project set to begin in Namibia - Green Hydrogen News. *EnergyNews.biz* (Mar. 2023).
- [16] Dylan S Moglen. 951 22 Report REV.pub.
- [17] ECMWF. 2017. *ERA5*. <https://compreps.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>. Accessed 5 May 2023.
- [18] Economist Intelligence Unit. 2023. *Democracy Index 2022 | Economist Intelligence Unit*. Accessed 5 May 2023.
- [19] EU Science Hub. 2023. *PVGIS Online Tool*. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photo-voltaic-geographical-information-system-pvgis_en. Accessed 5 May 2023.
- [20] European Commission. 2022. *Statement by the President: MoU with Namibia*.
- [21] Fasihi, M., Efimova, O., and Breyer, C. 2019. Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. *Journal of Cleaner Production* 224, 957–980.
- [22] Global Africa Network. 2022. *The Boegoebaai Port and Green Hydrogen Cluster*. <https://www.globalafricanetwork.com/manufacturing/boegoebaai-port-and-green-hydrogen-cluster/>. Accessed 5 May 2023.
- [23] Google. 2023. *Google Maps*. <https://www.google.at/maps>.
- [24] Gorre, J., Ruoss, F., Karjunen, H., Schaffert, J., and Tynjälä, T. 2020. Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation. *Applied Energy* 257, 113967.

- [25] Government of the Netherlands. 2023. *Letter of intent between Namibia and The Netherlands on cooperation in the field of energy resources*. <https://www.government.nl/documents/diplomatic-statements/2021/11/19/letter-of-intent-between-namibia-and-the-netherlands-on-cooperation-in-the-field-of-energy-resources>. Accessed 5 May 2023.
- [26] 2023. *Green Energy Oman | GEO*. <https://geo.om/index.php>. Accessed 7 May 2023.
- [27] Gulam Ali Khan. 2022. *Oman has largest green hydrogen project pipeline in Middle East region: IEA*. <https://www.muscatdaily.com/2022/12/14/oman-has-largest-green-hydrogen-project-pipeline-in-middle-east-region-iea/>. Accessed 7 May 2023.
- [28] Hampp, J., Düren, M., and Brown, T. 2023. Import options for chemical energy carriers from renewable sources to Germany. *PLOS ONE* 18, 2, e0262340.
- [29] Hive Energy. 2023. *Hive Green Ammonia*. <https://www.hiveenergy.co.uk/clean-futures/green-ammonia/>. Accessed 5 May 2023.
- [30] Hydrogen Oman. 2022. *We're building a better future*. <https://hydrom.om/index.aspx>. Accessed 7 May 2023.
- [31] Hyphen Hydrogen Energy. 2022. *Hyphen Hydrogen Energy*. <https://hyphenafrika.com/>. Accessed 5 May 2023.
- [32] 2021. HYPOR® Duqm unterzeichnet Kooperationsvereinbarung mit Uniper zur Erforschung der Abnahme von grünem Ammoniak. *Uniper* (Jul. 2021).
- [33] IEA. 2020. IEA G20 Hydrogen report. Assumptions.
- [34] IEA. 2022. *Global Hydrogen Review 2022*. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>. Accessed 5 May 2023.
- [35] IEA. 2023. *Direct Air Capture – Analysis - IEA*. <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture>. Accessed 7 May 2023.
- [36] IGU. 2022. *World LNG Report 2022*. <https://www.igu.org/resources/world-lng-report-2022/>. Accessed 7 May 2023.
- [37] Jens Hauser. 2022. SÜDAFRIKA Grüner Wasserstoff, P2X und Energiespeicher. Zielmarktanalyse 2022 mit Profilen der Marktakteure.
- [38] Jessica Aizarani. 2023. *Average global spot charter price for LNG tankers 2015-2021*. <https://www.statista.com/statistics/1112660/lng-tanker-average-spot-charter-rate/>. Accessed 7 May 2023.
- [39] Julian Atchison. 2022. *Oman consortium to invest \$1 billion in green export project*. <https://www.ammoniaenergy.org/articles/oman-consortium-to-invest-1-billion-in-green-export-project/>. Accessed 7 May 2023.
- [40] Kathan, Kapeller, Ortmann, Reuter. 2022. *Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff*. <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/importmoeglichkeiten.html>. Accessed 5 May 2023.
- [41] Kelter, M. 2020. Chemisch-katalytisch Methanisierung | Kelter. - Beratung Energietechnologien. *Iuppiter Energieberatung Kelter* (Jun. 2020).
- [42] Meylan, F. D., Moreau, V., and Erkman, S. 2016. Material constraints related to storage of future European renewable electricity surpluses with CO₂ methanation. *Energy Policy* 94, 366–376.
- [43] Meylan, F. D., Moreau, V., and Erkman, S. 2016. Material constraints related to storage of future European renewable electricity surpluses with CO₂ methanation. *Energy Policy* 94, 366–376.
- [44] Ministry of Mines and Energy Namibia. 2022. *Green Hydrogen Namibia – Exporting Sunlight*. <https://gh2namibia.com/>. Accessed 5 May 2023.
- [45] 2023. *Oman LNG*. <https://omanlng.co.om/en/OmanLNGInBrief/Pages/oman-lng-in-brief.aspx>. Accessed 7 May 2023.
- [46] 2023. *openerenergy-platform. wind turbine library*. https://openenergy-platform.org/da-taedit/view/supply/wind_turbine_library. Accessed 19 September 2023.
- [47] Pospišil, J., Charvát, P., Arsenyeva, O., Klimeš, L., Špiláček, M., and Klemeš, J. J. 2019. Energy demand of liquefaction and regasification of natural gas and the potential of LNG for operative thermal energy storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 99, 1–15.
- [48] Prabhu, C. 2022. H₂Oman green hydrogen project to target \$6.5bln worth FDI. *Zawya* (Dec. 2022).
- [49] Rafiq Latta and Oliver Klaus. 2022. *Oman Guns for Superpower Status in Green Hydrogen*. <https://www.energyintel.com/00000184-a58f-da0e-aff6-e7cf23a10000>. Accessed 7 May 2023.

- [50] Reuters. 2022. Germany's RWE signs MoU with Hyphen on green ammonia in Namibia. *Reuters Media* (Feb. 2022).
- [51] Rigava, M. Namibia GH2 Strategy.
- [52] Robert Espey. 2023. Omans LNG- und Ölproduktion erreichen Spitzenwerte. *GTAI* (Feb. 2023).
- [53] Sarah Milanzi, Carla Spiller, Benjamin Grosse, Lisa Hermann, and Johannes Kochems, J. M.-K. 2018. Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens. *TU Berlin*.
- [54] Science & Innovation Department Republic of South Africa. 2021. HYDROGEN SOCIETY ROADMAP FOR SOUTH AFRICA 2021.
- [55] SeaRates. 2023. *Online Freight Shipping & Transit Time Calculator at Searates.com*. <https://www.searates.com/services/distances-time/>. Accessed 7 May 2023.
- [56] SNAM Rete Gas. 2023. *Asset Health Methodology. Consultation on Asset Health Methodology pursuant to Resolution 195/2022/R/gas*. <https://www.snam.it/en/our-businesses/transportation.html>. Accessed 7 May 2023.
- [57] Søren Lyng Ebbenhøj. 2021. Technology Data. Carbon capture, transport and storage. *Danish Energy Agency and Energinet*.
- [58] Tagesschau.de. 2023. *Südafrika ruft Notstand wegen Energiekrise aus*. <https://www.tagesschau.de/ausland/afrika/suedafrika-energiekrise-101.html>. Accessed 7 May 2023.
- [59] Tiana Hansraj. Full-Report-Green-Hydrogen-Commercialisation-Strategy.pdf 2022.
- [60] User, S. 2021. Namibia, Belgium ink green hydrogen pact - Business Financial Website. *Business Financial Website* (Apr. 2021).
- [61] Viebahn, P., Scholz, A., and Zelt, O. 2019. The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program—Results of a Multi-Dimensional Analysis. *Energies* 12, 18, 3443.
- [62] World Bank Open Data. 2023. *World Bank Open Data*. <https://data.worldbank.org/>. Accessed 21 August 2023.
- [63] Writer, S. 2022. Marubeni-led consortium's green ammonia project in Oman launch likely in Q1 2028. *Zawya* (Dec. 2022).
- [64] Zou, Q., Yi, C., Wang, K., Yin, X., and Zhang, Y. 2022. Global LNG market: supply-demand and economic analysis. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* 983, 1, 12051.

AIT AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY GMBH

Giefinggasse 4, 1210 Wien

Center for Energy

www.ait.ac.at

Judith Kapeller

Research Engineer

+43 50550-6027

johannes.kathan@ait.ac.at

Margit Özelt

Marketing and Communication

+43 50550-6302

margit.oezelt@ait.ac.at

Andrea Reichenauer

Office Management

+43 50550-6648

andrea.reichenauer@ait.ac.at