

BACHELORTHESIS

Ahmad Sayam Ahmadi 

Energiewirtschaftliche Fall- studie hinsichtlich der Nut- zung von Power-to-X als Al- ternativlösung zu Hochspan- nungsübertragung von elektrischer Energie

FAKULTÄT TECHNIK UND INFORMATIK

Department Informatik

Faculty of Computer Science and Engineering

Department Computer Science

Ahmad Sayam Ahmadi

Energiewirtschaftliche Fall-studie hinsichtlich der
Nutzung von Power-to-X als Alternativlösung zu
Hochspannungsübertragung von elektrischer
Energie

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung
im Studiengang *Bachelor of Science Informatik Technischer Systeme*
am Department Informatik
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr.-rer.nat. Benno Radt
Zweitgutachter: Sibaprosad Banerjee

Eingereicht am: 10.07.2023

Ahmad Sayam Ahmadi

Thema der Arbeit

Energiewirtschaftliche Fall-studie hinsichtlich der Nutzung von Power-to-X als Alternativlösung zu Hochspannungsübertragung von elektrischer Energie

Stichworte

Energiepartnerschaft, Energielogistik, Power-to-X, Africa-Europe energy cooperation, Investments in energy infrastructure Africa-Europe, H2 partnership, Power-to-X Systems, grüner H2 nach DE, Wasserstoff, Energiehaushalt Tunesien, Tunisia Energy Situation, H2 Economy

Kurzzusammenfassung

Vor dem Hintergrund des wirtschaftlichen Aufschwungs in Deutschland ist es unvermeidlich, dass die großen Sektoren wie Verkehr, Industrie und Gebäude noch mehr Energie benötigen als bisher. Der Energiesektor ist in Deutschland der größte Verursacher von Treibhausgasen. Um das Pariser Klimaabkommen einzuhalten, müssen Alternativen in Form von erneuerbaren Energien gefunden werden. Die Energiewende soll den Rückgang konventioneller Energieträger und den Ausbau erneuerbarer Energien vorantreiben. Ob dies für ein fortschrittliches Land wie Deutschland ausreicht, um jederzeit ausreichend Strom aus rein regenerativer Erzeugung zur Verfügung zu haben, ist jedoch fraglich. Energiepartnerschaften werden bereits gepflegt und sollen auch in absehbarer Zukunft gepflegt werden, insbesondere wenn es gelingt, treibhausgasarme Verfahren wie das Power-to-X-Verfahren zu fördern. Aus diesem Grund soll untersucht werden, wie eine Energiepartnerschaft zwischen dem nordafrikanischen und dem europäischen Kontinent durch direkten Stromtransport oder indirekten Transport über grünen Wasserstoff möglich ist. Afrika ist ein Kontinent voller ungenutzter Potenziale, die durch eine gute Zusammenarbeit erschlossen werden können. So werden z.B. das HySupply Tool zum Vergleich von Transportkosten und die PowerFactory Software zum Vergleich von Lastfluss eingesetzt, um festzustellen, ob das Risiko für Investoren bei der Förderung von Power-to-X reduziert werden kann. Ein großer Teil der Arbeit basiert auf literatur- und interviewbasierten Prognosen. Die Ergebnisse dienen als erster Referenz- und Vergleichsmaßstab für zukünftige Studien zu diesem Thema.

Ahmad Sayam Ahmadi

Title of Thesis

Energy-economic case study regarding the use of power-to-X as an alternative solution to high-voltage transmission of electrical energy

Keywords

Energy partnership, energy logistics, power-to-X, Africa-Europe energy cooperation, Investments in energy infrastructure Africa-Europe, H2 partnership, Power-to-X Systems, green H2 to GE, Hydrogen, Energy budget Tunisia, Tunisia Energy Situation, H2 Economy

Abstract

Against the background of the economic upswing in Germany, it is inevitable that the large sectors such as transport, industry and buildings will require even more energy than before. The energy sector is the largest emitter of greenhouse gases in Germany. To comply with the Paris Climate Agreement, alternatives in the form of renewable energies must be found. The energy turnaround is intended to drive the decline of conventional energy sources and the expansion of renewable energies. However, it is questionable whether this will be sufficient for a progressive country like Germany to have enough electricity from purely renewable generation at any given time. Energy partnerships are already being cultivated and should also be cultivated in the foreseeable future, especially if it is possible to promote low greenhouse gas processes such as the power-to-X process. For this reason, it will be investigated how an energy partnership between the North African and the European continent is possible through direct electricity transport or indirect transport via green hydrogen. Africa is a continent full of untapped potential that can be tapped through good cooperation. For example, the Hy-Supply tool is used to compare transport costs and the PowerFactory software is used to compare load flow to determine if the risk for investors in promoting power-to-X can be reduced. A large part of the work is based on literature and interview-based forecasts. The results serve as a first reference and benchmark for future studies on this topic.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis	ix
Abkürzungsverzeichnis	x
Glossar	xiii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation.....	2
2 Analyse Stand der Wissenschaft & Technik	4
2.1 Transportmöglichkeiten in der Transportlogistik.....	4
2.1.1 Power-to-X.....	5
2.1.2 Was ist Energielogistik?.....	6
2.1.3 Transport per Pipeline.....	7
2.1.4 Transport per Schiff.....	9
2.1.5 LKW-Transport.....	11
2.1.6 Transport von gasförmigem Wasserstoff - Schienenverkehr.....	12
2.1.7 Transport von flüssigem Wasserstoff - Straße.....	13
2.1.8 Transport von Elektrizität.....	14
3 Alternative Erzeugungsszenarien	17
3.1 Beteiligter Akteur - Tunesien.....	17
3.1.1 Energiepolitische Ziele.....	19
3.1.2 Potenzial und Kosten der Wasserstoffherzeugung.....	19
3.1.3 Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft.....	21
3.1.4 SWOT-Analyse.....	24

3.2	Resilienz, Sicherheit und Verlässlichkeit der Lösungsvorschläge	25
4	Technische Analyse	29
4.1	Tools: Überblick und Einsatzmöglichkeiten	31
4.2	Analyse mit DIgSILENT PowerFactory	32
4.3	Analyse mit dem HySupply Shipping Tool	37
4.4	Technische Komponenten der alternativen Lösungsvorschläge	42
4.5	Zeitliche Variabilität: Auswirkung und Analyse.....	43
5	Entwicklungs- und Aufbauszenarien	45
5.1	Zeitraahmen zur Umsetzung der erforderlichen Komponenten.....	45
5.2	Investitionsbedarfe und Betriebskosten im Überblick	46
5.3	Ergebnisse	52
5.4	Interviews und Literatur	53
5.5	Diskussion.....	58
6	Schlussfolgerung und Fazit	62
6.1	Empfehlungen und Kernaussage	62
6.1.1	Perspektiven für zukünftige Arbeiten.....	64
	Literaturverzeichnis.....	65
A	Anhang 1	72
A.1	Gesamtmodell der HGÜ.....	72
A.2	Kostenberechnung HySupply.....	73
A.3	Physikalische Berechnungsformeln für das HySupply Tool.....	77

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Nettostromerzeugung der Energieträger in TWh [3] (S. 183)	3
Abbildung 2: Power-to-X Verfahren [10] (S. 301)	5
Abbildung 3: Wasserstoff Umwandlungen [11]	6
Abbildung 4: Pipeline Infrastruktur [14].....	9
Abbildung 5: Vergleich ausgewählter Wasserstofftransportoptionen [14].....	11
Abbildung 6: Farben des Wasserstoffs [16] (S. 8)	14
Abbildung 7: Treibhausgasbelastung und Nachhaltigkeit [17].....	14
Abbildung 8: Struktur des Stromnetzes [19].....	15
Abbildung 9: Geographische Darstellung [23]	18
Abbildung 10: Wasserstofferzeugungskosten in Tunesien [20].....	19
Abbildung 11: Transportkosten nach Deutschland [20].....	20
Abbildung 12: Energiebedarf und Energieressourcen in Tunesien [20] (S. 19)	22
Abbildung 13: Windpotenzial auf 100 Metern [31].....	23
Abbildung 14: Sonneneinstrahlung [32]	23
Abbildung 15: Veranschaulichung der Transportrouten.....	30
Abbildung 16: Modell Tunesien	33
Abbildung 17: Modell Teilstrecke von Tunesien zur Küste Italiens.....	34
Abbildung 18: Modell Teilstrecke bis Deutschland.....	35
Abbildung 19: Modell Deutschland	36
Abbildung 20: Schifffahrtsmodell-Kennzahlen	38
Abbildung 21: Schiffsroute in Seemeilen: Von Tunis bis Salzgitter (Quelle: [41])	39

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 22: Grafische Darstellung der Ergebnisse pro Kilogramm Wasserstoff	40
Abbildung 23: Grafische Darstellung der Ergebnisse pro Tonne Transportmedium.....	40
Abbildung 24: Grafische Darstellung der Ergebnisse pro Gigajoule Transportmedium	41
Abbildung 25: Transportverluste bei Strom und Wasserstoff (Quelle: [46], S. 29).....	42
Abbildung 26: Fließbild einer 100 MW-Elektrolyseanlage [53] (S. 30).....	48
Abbildung 27: Gesamtmodell der HGÜ.....	72
Abbildung 28: Kostenberechnung.....	73
Abbildung 29: Gesamtkosten in USD.....	74
Abbildung 30: Gesamtkosten in TD.....	74
Abbildung 31: Berechnungen für die grafischen Ergebnisse	74
Abbildung 32: Kostenberechnung für den Schiffstransport pro Kilogramm Wasserstoff	75
Abbildung 33: Kostenberechnung für den Schiffstransport pro Tonne Wasserstoff	75
Abbildung 34: Kostenberechnung für den Schiffstransport pro Gigajoule Wasserstoff.....	76
Abbildung 35: Physikalische Berechnungsformeln für das HySupply Tool.....	78

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Länderprofildaten zu Tunesien	18
Tabelle 2: Basisdaten zu Tunesien	18
Tabelle 3: SWOT-Analyse	24
Tabelle 4: Kriterien und Bewertungen der Tools	30
Tabelle 5: Investitionskosten der HGÜ-ELMED	47
Tabelle 6: Komponenten einer 100 MW-Anlage [53] (S. 33)	49
Tabelle 7: Investitionskosten für eine 100 MW-Anlage [53] (S. 35)	50
Tabelle 8: Zusammenfassung der Ergebnisse	52

Abkürzungsverzeichnis

AKW	Atom Kraftwerk
PV	Photovoltaik
PtX	Power-to-X
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
THG	Treibhausgase
THGE	Treibhausgasemissionen
CO₂	Kohlenstoffdioxid
TWh	Terrawattstunde
H₂O	Wasser
H₂	Wasserstoff
O	Sauerstoff
LKW	Lastkraftwagen
Hz	Hertz
PST	Plan Solair Tunisia
RÖE	Rohöleinheit
STEG	Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz
DEP	Direction des Études et de la Planification

Abkürzungsverzeichnis

REEEP	Renewable Energy and Energy Efficiency Projects
CPC	Carthage Power Company
PLC	Programmable Logic Controller
GlobH2E	Global Hydrogen Economy
ARC	Australian Research Council
BOG	Boil-off-Gas
LNG	Liquefied Natural Gas
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers
PPA	Power Purchase Agreement
UHV	Ultrahochvakuum
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
AHK Tunesien	Deutsch-Tunesischen Industrie- und Handelskammer
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
°C	Grad Celsius
km²	Quadratkilometer
%	Prozent
z.B.	Zum Beispiel
ca.	Circa
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde
Mrd.	Milliarde
t	Tonne
CO₂/a	Kohlenstoffdioxid pro Jahr
GW	Gigawatt

Abkürzungsverzeichnis

GWh	Gigawattstunde
d.h.	Das heißt
kWh/m²	Kilowattstunde pro Quadratmeter
PV	Photovoltaik
Mvar	Megavolt-Ampère-réactif
USD	US-Dollar
TD	Tunesischer Dinar
OPEX	Operational Expenditures
CAPEX	Capital Expenditures
MW	Megawatt
Kg	Kilogram
Mio.	Million

Glossar

Stromverbrauch	Der Bedarf an elektrischer Energie wird als Leistungsbedarf bezeichnet. Es ist die Menge an elektrischer Energie, die das elektrische Gerät für seinen Betrieb benötigt. Der Stromverbrauch ist die tatsächliche Umwandlung während des Betriebs über einen bestimmten Zeitraum.
Stromerzeugung	Die großtechnische Gewinnung elektrischer Energie aus Kraftwerken wird als Stromerzeugung bezeichnet.
Wasserstoff	Wasserstoff ist ein chemisches Element. Durch die Elektrolyse wird Wasser (H_2O) mit Hilfe von elektrischem Strom in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O) gespalten (Siedepunkt: -252,9 Grad Celsius ($^{\circ}C$)).
Boil-off	Bei dem Transport von flüssigem oder gasförmigem Wasserstoff kann die Kühlung in den Tanks nicht immer konstant gehalten werden. Daher kann in den Tanks gelegentlich Verdampfungs- oder Boil-off-Gas auftreten. Es wird in der Regel als Reserveenergie verwendet oder abgefackelt, um die Gefahr eines Überdrucks zu vermeiden.
Verflüssiger	In dem Verflüssiger, welcher auch als Kondensator bezeichnet wird, wird die Wärmeenergie an ein Kühlmedium übertragen. Um gasförmigen Wasserstoff in Flüssigkeit umzuwandeln, muss das Gas auf

eine Temperatur von -253°C abgekühlt werden. Dies ist die Temperatur, wo Wasserstoff abgekühlt wird.

Verdampfer Ein Verdampfer wird verwendet, um eine Flüssigkeit in einen gasförmigen Zustand zu überführen.

Verdichter Der Verdichter oder Kompressor ist eine Maschine, die in der Lage ist, ein Gas zu komprimieren und damit den Druck in seinem Inneren zu erhöhen.

SWOT-Analyse Die SWOT-Analyse dient als Instrument zur strategischen Planung und Positionierung. Dabei werden Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken gegenübergestellt.

OPEX Unter OPEX versteht man die Betriebskosten, zum Beispiel Personalkosten und Miete. Diese Kosten umfassen alle Ausgaben, die zur Aufrechterhaltung des Betriebs notwendig sind.

CAPEX Unter CAPEX sind die Kosten für Investitionen zu verstehen.

Ease of Doing Business Index Der Ease of Doing Business Index ist ein von der Weltbank herausgegebener Index, der anhand verschiedener Parameter die Erleichterung der Geschäftstätigkeit in einem Land definiert.

1 Einleitung

Im April 2016 unterzeichneten mehr als 175 Staaten das Pariser Klimaabkommen mit dem Ziel, die globale Erwärmung auf maximal 1,5 °C zu begrenzen (Quelle: [1]). Um dieses Ziel zu erreichen, müssen die Treibhausgasemissionen reduziert werden, wobei der Stromsektor der größte Emittent von Treibhausgasen ist (Quelle: [2], S. 33). Die Energiewende bietet die Chance, konventionelle Energieträger durch erneuerbare Energien zu ersetzen. Obwohl Deutschland bereits heute auf Ökostrom setzt, wird das Land aufgrund des wirtschaftlichen Aufschwungs in Zukunft mehr Strom verbrauchen, als es selbst erzeugen kann (Quelle: [3], ab S. 180). Dabei ist zu beachten, dass grüner Strom nicht direkt gehandelt wird, sondern nach Einspeisemengen vergütet wird. Dies wird auf europäischer Ebene geregelt (Quelle: [4]). Um Ökostrom nicht nur zu erzeugen, sondern auch klimafreundlich zu nutzen, müssen alternative Methoden des Energietransports entwickelt werden.

Ziel dieser Arbeit ist es zu untersuchen, ob Wasserstoff eine Alternative für den Transport von elektrischer Energie von Afrika nach Europa darstellt. Dabei stehen drei Hauptpunkte im Mittelpunkt. Die Literaturrecherche und die Analyse der zusätzlich durchgeführten Interviews, die Simulation der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (im Folgenden **HGÜ** genannt) und die Simulation der Transortmöglichkeiten von grünem Wasserstoff. Eine bereits etablierte und immer effizienter werdende Methode ist der Power-to-X-Prozess, bei dem Wasser mit Hilfe von Strom in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten wird. Der gewonnene Wasserstoff kann in beliebige X-Produkte umgewandelt und auf verschiedene Weise transportiert werden. Der Transport von Wasserstoff eröffnet weitere Möglichkeiten, darunter die Erzeugung von grünem Strom in Ländern wie Afrika oder Asien, der lokal genutzt oder als Überschuss in Industrieländer transportiert werden kann.

Eine Energiepartnerschaft zwischen Europa und Afrika wurde bereits mehrfach vorgeschlagen und im Zusammenhang mit Energieimporten nach Europa sowohl für den Transport über HGÜ

als auch für den Transport über grünen Wasserstoff analysiert (Quelle: [5] [6]). Vor dem Hintergrund des wachsenden Interesses an grünem Wasserstoff erscheint eine erneute Analyse sinnvoll. In dieser Arbeit wurde aufgrund der geographischen Lage Tunesiens das Modell einer Energiepartnerschaft zwischen Tunesien und Deutschland entwickelt. Dazu müssen die energiepolitischen Ziele, die Potenziale zur Erzeugung von grünem Wasserstoff und die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Tunesien untersucht werden. Für den Vergleich der Transportverluste und -kosten werden zwei Werkzeuge eingesetzt, die HGÜ-Simulation mit PowerFactory und die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Wasserstoff mit dem HySupply Tool.

Die Unzulänglichkeit der Überlegungen zur Anbindung mit dem afrikanischen Kontinent wird deutlich, wenn man sich die Karte der Entso-E (Quelle: [7]) genauer betrachtet. Die Karte zeigt deutlich, dass die einzigen Verbindungen zwischen Marokko, der Türkei, Kasachstan und Russland bestehen. Darüber hinaus gibt es praktisch keine weiteren Verbindungen. Die Entso-E stellt somit nur ein europäisches Netz dar. Es gibt jedoch Studien wie die von Timmermann (Quelle: [8]), die darauf hindeuten, dass ein Handel mit dem afrikanischen Kontinent stattfinden wird. Die Bachelorarbeit soll dazu beitragen, die Potenziale von Power-to-X aufzuzeigen und die Vorteile einer Energiepartnerschaft zwischen Europa und Afrika zu verdeutlichen.

1.1 Motivation

Energieimporte zwischen Ländern mit Gas- oder Stromüberschuss bzw. -defizit werden immer wichtiger. Die Power-to-X-Technologie eröffnet neue Möglichkeiten, da Energie nicht nur über Hochspannungsleitungen transportiert werden kann. Gasförmige oder flüssige Energieexporte über Pipelines oder in Tanks sind heute möglich, ohne auf kilometerlange Kabel angewiesen zu sein. Die Energiewende ist entscheidend im Kampf gegen den Klimawandel und für eine nachhaltige Zukunft. Eine Energiepartnerschaft mit Tunesien könnte vielversprechend sein, um grünen Strom zu erzeugen und zu transportieren. Meine Motivation ist es, einen Beitrag zur Gestaltung einer grünen Zukunft zu leisten und ich hoffe, dass diese Arbeit dazu beiträgt, die Idee einer Energiepartnerschaft zwischen Tunesien und Deutschland Wirklichkeit werden zu lassen.

Dies könnte in Zukunft ein wichtiges Thema werden, denn Prognosen wie die von der dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ (Quelle: [3], ab S. 180) zeigen, dass Deutschland seinen Strombedarf in Zukunft nicht mehr eigenständig decken kann. Die Prognose zeigt, dass der Bruttostrombedarf in Deutschland im Jahr 2045 bei 910 Terawattstunden (im Folgenden TWh genannt) liegen wird.

Dem steht eine Nettostromerzeugung von 869 TWh gegenüber, was bedeutet, was einer Differenz von 41 TWh entspricht. Energiepartnerschaften werden daher immer wichtiger, um den Verbrauch zu decken.

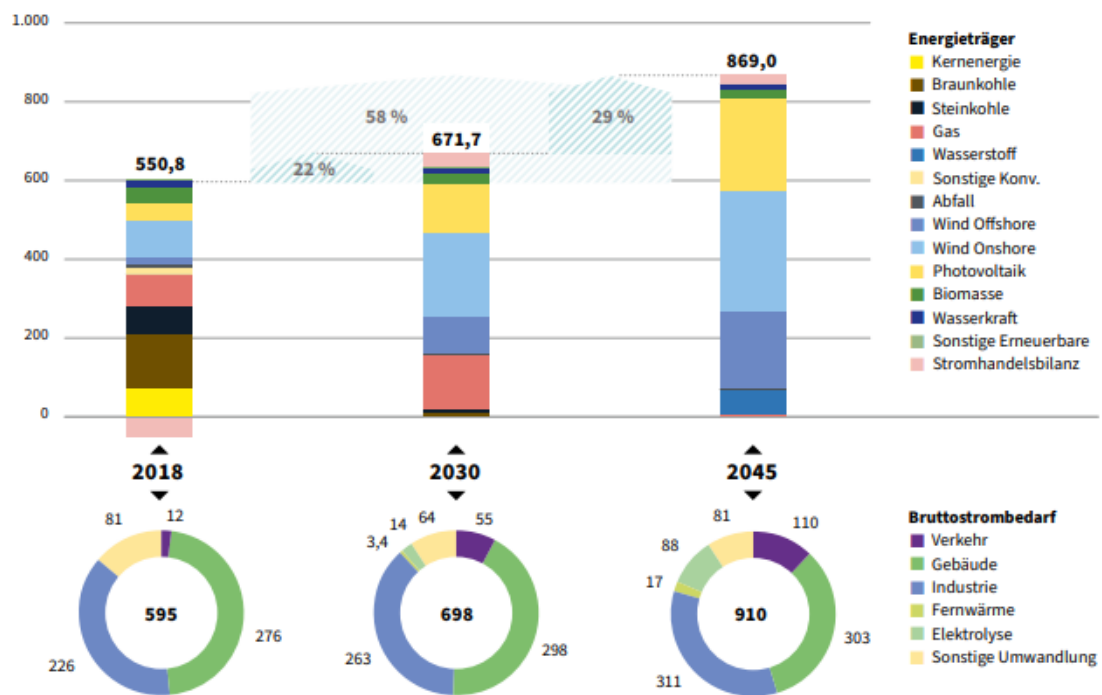


Abbildung 1: Nettostromerzeugung der Energieträger in TWh [3] (S. 183)

2 Analyse Stand der Wissenschaft & Technik

Dieses Kapitel bezieht sich auf den aktuellen Stand von Wissenschaft und der Technik. Im nächsten Teil wird auf die Transportmöglichkeiten und die Logistik einschließlich der Speicherung eingegangen. Mit Hilfe von Power-to-X (im Folgenden **PtX** genannt) kann Energie in gasförmige oder flüssige Form umgewandelt werden. Dies hat den Vorteil, dass keine Hochspannungsleitungen gebaut werden müssen, da die Energie in gasförmiger Form durch Pipelines transportiert werden kann. Außerdem kann die Energie in flüssiger Form in Flaschen oder speziellen Transportbehältern wie z.B. Tankschiffen transportiert werden, weshalb in diesem Kapitel auch die Frage behandelt wird, ob die Infrastruktur dafür ausgelegt ist. Ein wesentlicher Vorteil ist die Flexibilität im Handel und im Transport, die vergleichbar mit heutigem Gas oder Öl würde und die Speicherfunktion im Vergleich zu Strom.

2.1 Transportmöglichkeiten in der Transportlogistik

Aus der dena-Leitstudie wissen wir bereits, dass Deutschland seinen Strombedarf von 910 TWh in Zukunft nicht mehr decken kann (Quelle: [3], ab S. 180). Daher sind Importe aus dem Ausland die einzige praktikable Alternative, um die Differenz zwischen Stromverbrauch und Stromerzeugung auszugleichen. Wasserstoff bietet hier den Vorteil eines flexibleren Energietransports im Vergleich zu HGÜ oder Pipelines. In PtX-Anlagen wird an Land erzeugte Energie aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen umgewandelt und zwischengespeichert. Die umgewandelte Energie kann dann in flüssiger Form per Schiff, Bahn oder Straße zum gewünschten Zielort transportiert werden. Alternativ kann die Energie auch in gasförmiger Form über bestehende Pipelines transportiert werden, ohne dass unbedingt neue Leitungen gebaut werden müssen. So können zum Beispiel (im Folgenden **z.B.** genannt) bestehende Erdgasleitungen für den Transport genutzt werden.

2.1.1 Power-to-X

In Anbetracht der Klimaziele zeigen die Politiker*innen großes Interesse an der Entwicklung umweltfreundlicher Methoden, da konventionelle Energieträger aufgrund ihrer hohen THGE als Hauptverursacher des Klimawandels gelten. „[Die] Erneuerbaren Energien [dagegen] haben heute bereits einen signifikanten Anteil an der Stromversorgung und stellen fast den gesamten Zuwachs der deutschen Stromkapazitäten seit 1990“ (Quelle: [9], S. 20). Insbesondere kann die Menge an grünem Strom auf den ursprünglichen Bedarf erhöht werden, was sich positiv auf andere Standorte auswirken könnte. Die meisten dieser Standorte sind weit entfernt und wenn der Strom per HGÜ transportiert werden müsste, wäre dies aufgrund der Entfernung sehr teuer. Durch Elektrolyse kann erneuerbarer Strom in Form von Wasserstoff umgewandelt werden. Wasserstoff kann als Energieträger genutzt oder in Methan, Chemikalien, Strom oder flüssige Treibstoffe wie Kerosin für Flugzeuge umgewandelt werden (Quelle: [10], S. 303).

In Abbildung 2 ist der PtX-Prozess dargestellt. Grundsätzlich wird elektrische Energie in verschiedene Produkte umgewandelt. Ein wesentlicher Schritt dabei ist die Aufspaltung von Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff mit Hilfe von Gleichstrom. Eine PtX-Anlage besteht in der Regel aus drei Teilen, dem Elektrolyseur, der in der Abbildung unter dem To zu sehen ist, dem Wasserstoffspeicher und einem Wasserstoff-zu-X-Teil, in dem der Wasserstoff in das gewünschte Produkt X umgewandelt wird (Quelle: [9], S. 48 & Quelle: [10], S. 301).

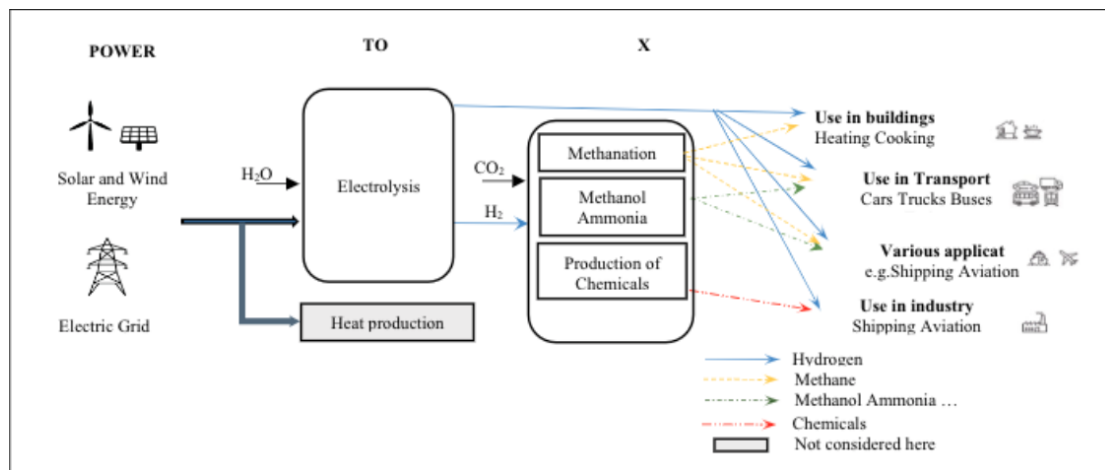


Abbildung 2: Power-to-X Verfahren [10] (S. 301)

Für die Erzeugung eines anderen Stoffes als Wasserstoff im PtX-Prozess ist die Zugabe von Kohlendioxid (im Folgenden CO_2 genannt) oder Stickstoff erforderlich.

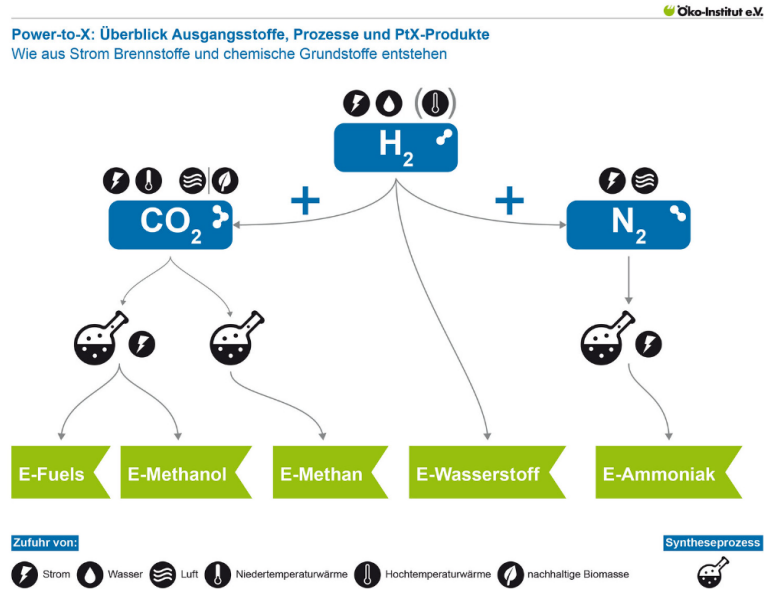


Abbildung 3: Wasserstoff Umwandlungen [11]

Nur wenn CO_2 Teil der Photosynthesen von Pflanzen ist, kann es als nachhaltig angesehen werden. Im Gegensatz dazu entsteht CO_2 bei menschlichen Aktivitäten, insbesondere bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe wie Kohle, Öl und Gas. Die Umwandlung in Methanol oder andere Stoffe außer Wasserstoff ist nicht nachhaltig.

2.1.2 Was ist Energielogistik?

Im vorangegangenen Kapitel wurde gezeigt, dass der PtX-Prozess eine klimafreundliche Alternative darstellt, wenn es dabei nur um die Erzeugung von Wasserstoff zur Energiespeicherung und den Transport von einem Ort zum anderen geht. Aufbauend auf den Erkenntnissen des vorangegangenen Kapitels, in dem Wasserstoff als klimafreundliche Alternative für den Energietransport vorgestellt wurde, widmet sich dieses Unterkapitel der Frage, was Energielogistik eigentlich ist.

„Der logistische Auftrag besteht darin, die richtige Menge, der richtigen Objekte als Gegenstände der Logistik (Güter, Personen, Energie, Informationen), am richtigen Ort (Quelle,

Senke) im System, zum richtigen Zeitpunkt, in der richtigen Qualität, zu den richtigen Kosten zur Verfügung zu stellen“ (Quelle: [12], S. 18).

Die sechs R's nach Reinhardt Jünemann drücken die Ganzheitlichkeit und Optimierung aller Aktivitäten aus. Im Einzelnen geht es nicht um Zeitersparnis oder Kostenminimierung, sondern um eine ganzheitliche Planung. Im Folgenden werden einige Transportmöglichkeiten vorgestellt. Grüner Strom ist nicht zwingend auf HGÜ angewiesen, daher werden neben den konventionellen Transportmöglichkeiten wie über HGÜ oder Pipelines auch Transportwege über Schiff, Schiene und Straße aufgezeigt.

2.1.3 Transport per Pipeline

Der Transport von flüssigem Wasserstoff ist möglich. In diesem Abschnitt wird die Transportkette für gasförmigen Wasserstoff beschrieben.

Gasförmiger Wasserstoff kann über Pipelines transportiert werden. Eine wichtige technische Komponente ist der Kompressor, der den für den Transport des Wasserstoffs erforderlichen Druck erzeugt. Dabei gibt es jedoch einige Besonderheiten. Stammt der Wasserstoff aus regenerativen Quellen, kann es zu Schwankungen kommen, die ausgeglichen werden müssen. Außerdem muss der Druck aus technischen Gründen konstant gehalten werden. Um diese Probleme zu lösen, könnten z.B. große Speicher am Zielort gebaut oder die Entnahme so angepasst werden, dass weniger gespeichert werden muss. Dies würde allerdings die Auslastung der Pipeline reduzieren. Die Umwandlungskette für gasförmigen Wasserstoff ist sehr effizient und die einzigen Verluste, die auftreten können, sind die Verluste in der Kompressor-Pumpe. Es gibt auch Verluste bei der Speicherung oder Verteilung, aber diese sind so gering, dass sie vernachlässigt werden können (Quelle: [13], S. 31).

Die weitere Verteilung des gasförmigen Wasserstoffs kann entweder direkt über ein Wasserstoff-Verteilnetz oder über die Befüllung von Tankwagen und Zügen erfolgen. Ein Vorteil der Nutzung von Pipelines ist, dass keine neuen Pipelines gebaut werden müssen, da bestehende Erdgaspipelines für die Nutzung von Wasserstoff umgerüstet werden können. Eine Importinfrastruktur für die Verdichtung von Wasserstoff existiert in Deutschland und Europa noch nicht. Allerdings wurde im Ruhrgebiet bereits eine 230 km lange Wasserstoffpipeline gebaut, um

Erfahrungen zu sammeln und die notwendigen Speicherstandards zu testen (Quelle: [13], S. 31).

Im Gegensatz zum Schiffsverkehr kann bei bestehenden Pipelines auf bestehende Regelwerke zurückgegriffen werden, was die politische und rechtliche Durchsetzbarkeit erleichtert. Allerdings kann die Nachrüstung bis zu fünf Jahre dauern, während bei neu zu bauenden Pipelines mit zehn Jahren für Planung, Bau und Genehmigung gerechnet werden muss. Wie flüssiger Wasserstoff ist auch gasförmiger Wasserstoff sehr rein, so dass keine aufwendigen Reinigungsverfahren erforderlich sind. Sowohl in der Industrie als auch in der Mobilität würde gasförmiger Wasserstoff die Reinigungsanforderungen erfüllen (Quelle: [13], S. 31).

Die Abbildung 4 zeigt das deutsche Wasserstoff-Transportnetz im Jahr 2040. Deutlich ist an den grünen Linien zu erkennen, dass überwiegend bestehende Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen umgerüstet wurden. Neue Wasserstoffleitungen werden vor allem in Nordeuropa, aber auch in Nord- und Süddeutschland gebaut. Gut zu erkennen ist auch die Pipeline von Tunesien nach Sizilien, die ebenfalls eine Wasserstoffpipeline auf Basis bestehender Erdgaspipelines für den Export und Import von Wasserstoff ist. Der Bericht „Wasserstofftransport“ stellt fest: „[Bei] entsprechenden politisch-regulatorischen Rahmenwerk könnte und sollte das europaweite Wasserstoffnetz – gerade im Blick auf die ambitionierten Klimaschutzziele – schneller als bisher geplant realisiert werden“ (Quelle: [14], S.6).

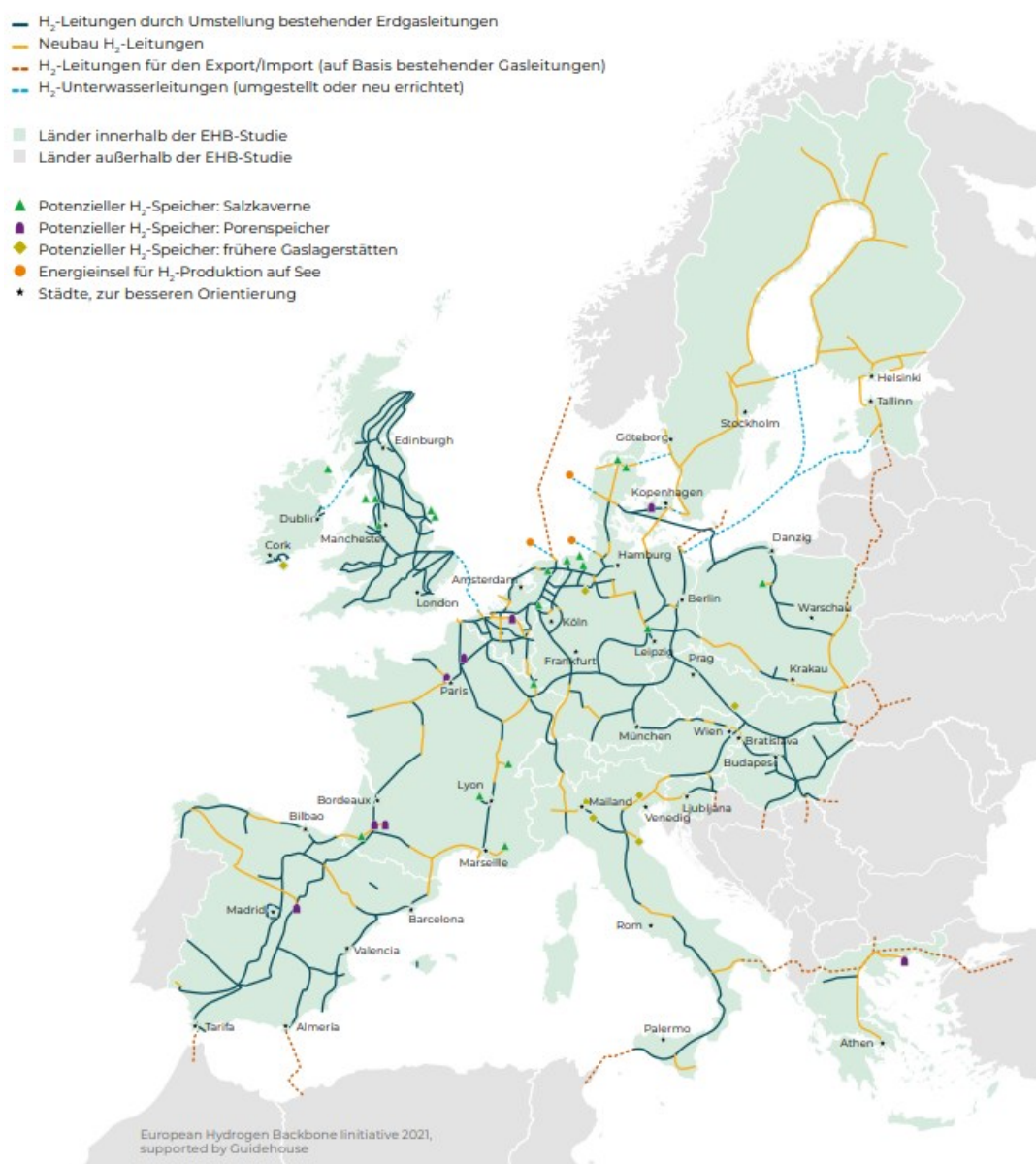


Abbildung 4: Pipeline Infrastruktur [14]

2.1.4 Transport per Schiff

In Bezug auf den Transport von PtX-Produkten wird in diesem Kapitel der Einsatz von flüssigem Wasserstoff als Transportmedium für Schiff, Schiene und Straße betrachtet. Es wird jedoch auch auf den Transport von gasförmigem Wasserstoff eingegangen. Für die Pipeline wird

nur der Transport von gasförmigem Wasserstoff betrachtet, während für den Übertragungsnetzbetreiber (im Folgenden **ÜNB** genannt) nur der Transport von Strom betrachtet wird. Aus technischer Sicht können Verluste bei der Energieübertragung reduziert werden. In diesem Zusammenhang wird gezeigt, wie effizient der Transport von Wasserstoff oder Strom sein kann.

Die Verflüssigung von Wasserstoff ist eine wichtige technische Komponente in der Schiffs-transportkette, um ihn über weite Strecken transportieren zu können. Dazu muss der Wasserstoff auf eine Temperatur von -253°C abgekühlt werden, damit er verflüssigt und in Tanks gespeichert werden kann. Für den Transport von Wasserstoff sind große Tanks mit einer dichten Isolierung erforderlich, um Verluste und Verdunstung zu minimieren (Quelle: [13], S. 29).

Obwohl der Wasserstoff im flüssigen Zustand transportiert wird, kann er durch einen Verdampfer wieder in den gasförmigen Zustand überführt werden, um eine direkte Versorgung zu ermöglichen. In beiden Zuständen ist der Wasserstoff so rein, dass keine weiteren Reinigungsprozesse notwendig sind und er direkt genutzt werden kann (Quelle: [13], S. 29).

Die größte Herausforderung für die Versorgung Europas und Deutschlands mit Wasserstoff ist der Aufbau einer Importstruktur. Häfen und Schiffe müssten für den Transport von Flüssigwasserstoff umgerüstet werden. Japan hat bereits ein Schiff mit einer Kapazität von 100 Tonnen Wasserstoff gebaut, aber die Umrüstung der Schiffsflotte und der Aufbau der notwendigen Infrastruktur in Europa könnten etwa 10 Jahre dauern (Quelle: [13], S. 29).

Ein weiteres Problem ist, dass es in Deutschland keine gesetzlichen Rahmenbedingungen für flüssigen Wasserstoff gibt, was das Genehmigungsverfahren erschwert. Dennoch ist der Weg für den Einsatz von Wasserstoff in der maritimen Transportkette geebnet und es gibt bereits vielversprechende Fortschritte (Quelle: [13], S. 29).

Abbildung 5 zeigt die Transportkosten je Transportentfernung von Ammoniak und flüssigem Wasserstoff per Schiff und per Pipeline, wobei zwischen einer neu gebauten Pipeline und einer aus einer Erdgaspipeline umgerüsteten Pipeline unterschieden wird. Es zeigt sich, dass der Transport von flüssigem Wasserstoff am teuersten ist, während der Transport per umgerüsteter Pipeline die günstigste Variante für den Wasserstofftransport darstellt.

Abbildung 1: Vergleich ausgewählter Wasserstofftransportoptionen^{1,3,4}

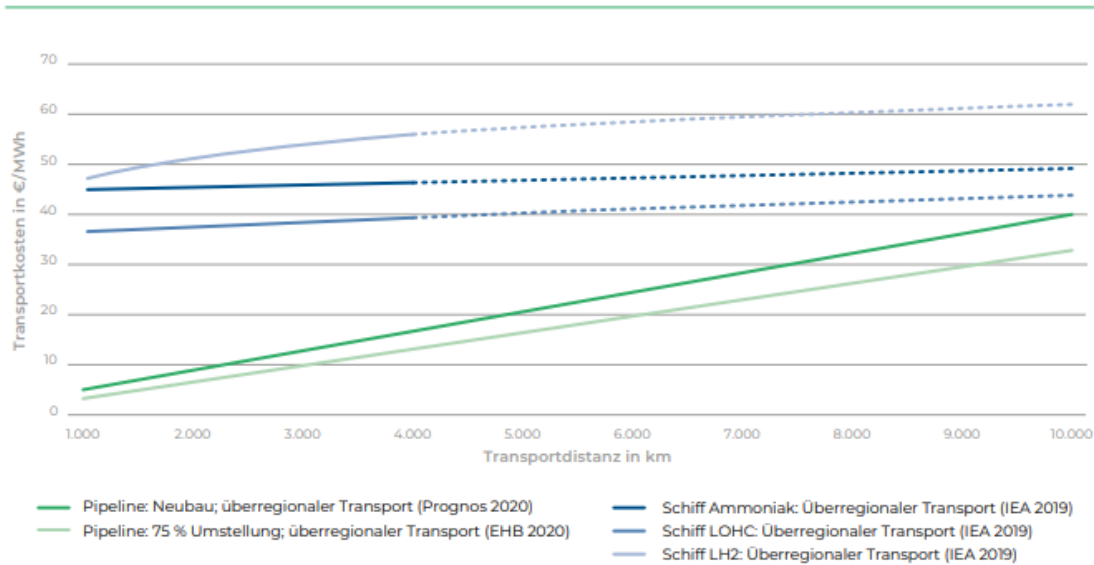


Abbildung 5: Vergleich ausgewählter Wasserstofftransportoptionen [14]

2.1.5 LKW-Transport

Der Transport von Gütern per LKW ist in Deutschland alltäglich und umfasst eine Vielzahl von Gütern wie Lebensmittel, Abfälle und Gefahrgüter. Auch der Transport von Wasserstoff in flüssiger und gasförmiger Form ist möglich.

Der Transport von gasförmigem Wasserstoff erfordert eine Kompression unter hohem Druck, während flüssiger Wasserstoff auf -253°C gekühlt werden muss. Die Kosten spielen hierbei eine entscheidende Rolle, da sie maßgeblich darüber entscheiden, ob sich der Lkw-Transport für potenzielle Investor*innen lohnt oder nicht. Beim Transport von flüssigem Wasserstoff steigen die Kosten nicht proportional mit der Entfernung, sondern hängen vor allem von der Verflüssigung ab. Die Betriebs- und Wartungskosten setzen sich aus Arbeits- und Nichtbrennstoffkosten zusammen und sind ebenfalls wichtige Faktoren. Die Transportkosten hängen im Allgemeinen nicht von der Wasserstoffmenge, sondern von der Entfernung ab. Die Kosten für Flüssigwasserstoff hängen nur geringfügig von der Transportentfernung ab und sind aufgrund der Kapazität der Flüssigwasserstofffahrzeuge nicht so entfernungsabhängig wie bei Druckgasfahrzeugen. Die Transportentfernung bestimmt jedoch die Anzahl der benötigten Fahrzeuge und damit auch die Betriebs- und Wartungskosten, die linear mit der Entfernung ansteigen. Bei

Flüssigwasserstoff spielt die Menge eine Rolle, da größere Mengen größere Verflüssigungsanlagen und damit höhere Kosten erfordern. Der Transport von Flüssigwasserstoff unterliegt dem Gefahrgutbeförderungsgesetz, das in Deutschland bereits in Kraft getreten ist und spezielle Vorschriften wie die Kennzeichnung mit einem wasserfesten Aufkleber vorsieht. Abgesehen von allgemeinen Vorschriften wie der zulässigen Gesamtmasse und der Gesamtlänge des Tankzuges gibt es keine weiteren spezifischen Vorschriften (Quelle: [15], S. 43).

„Die LKW-Kapazitäten betragen je nach Medium:

- gasförmig 1,1-1,5 Tonnen Wasserstoff, komprimiert auf 200-700 bar und eine Temperatur von 20°C,
 - flüssig 4,3 Tonnen Wasserstoff bei einem Bar und einer Temperatur von -253°C“.
- (Quelle: [15], S. 43)

2.1.6 Transport von gasförmigem Wasserstoff - Schienenverkehr

In dieser Betrachtung wird der Transport von Wasserstoff per LKW näher untersucht. Dabei wird sowohl der Transport von gasförmigem als auch von flüssigem Wasserstoff betrachtet. Der Transport von Wasserstoff findet bereits in großem Umfang statt, wobei Wasserstoff in komprimierter Form in 12 bis 20 Druckflaschenbündeln mit einem Druck von 160 bis 200 bar transportiert werden kann. Ein Bündel kann dabei bis zu 600 Kilogramm (im Folgenden **kg** genannt) Wasserstoff enthalten, wovon 80 kg als Kissengas zur Aufrechterhaltung des Mindestdrucks von 30 bar verwendet werden. (Quelle: [15], S. 43-44).

Es ist darauf hinzuweisen, dass der Transport von Wasserstoff in Deutschland bisher nicht praktiziert wird, obwohl der Transport in Standardbehältern auf Straße und Schiene bereits etabliert ist. Bei einem Kompressionsverhältnis von 1 zu 700 bar können bis zu 15 % des Heizwertes des Wasserstoffs als isotherme oder adiabatische Verluste auftreten. Auch die Betriebskosten müssen bei der Entscheidung für den Wasserstofftransport berücksichtigt werden (Quelle: [15], S. 43-44).

Für den Transport von Wasserstoff auf der Schiene müssen keine neuen Lösungen gefunden werden, da die vorhandene Infrastruktur genutzt werden kann. Entsprechende Umschlagplätze und Verladesysteme für Flachwagen und Chassis können genutzt werden. Für den Transport

von Gefahrgütern, wie Wasserstoff, gibt es keine Mengenbeschränkungen, sofern der Transport genehmigt ist. Einschränkungen bestehen lediglich hinsichtlich der Achslast und der maximalen Länge des Güterzuges (Quelle: [15], S. 43-44).

2.1.7 Transport von flüssigem Wasserstoff - Straße

In diesem Abschnitt wird der Straßentransport als eine der gebräuchlichsten Transportmethoden für flüssigen und gasförmigen Wasserstoff erläutert. Die Entfernung zum Bestimmungsort hat einen entscheidenden Einfluss auf die Kosten und den Kraftstoffverbrauch des Lastkraftwagens (im Folgenden **LKW** genannt). Eine Möglichkeit für einen umweltfreundlichen Transport wäre die Verwendung von Wasserstoff als Kraftstoff für den LKW.

Wie bereits im vorherigen Kapitel erwähnt, ist die Verflüssigung von Wasserstoff sehr kosten- und energieintensiv. Ein wesentlicher Vorteil von flüssigem Wasserstoff gegenüber gasförmigem Wasserstoff ist die hohe Speicherdichte beim Transport. Neben dem LKW selbst wird noch ein Speichermedium benötigt, so dass pro LKW und flüssigem Speichermedium ein Volumen von circa (im Folgenden **ca.** genannt) 53.000 Liter bzw. 3400 kg Wasserstoff transportiert werden kann (Quelle: [15], S. 45).

Für den Transport von Wasserstoff gibt es jedoch einige Hindernisse, unter anderem die europäischen Übereinkommen über gefährliche Güter. Es gibt Vorschriften für die Klassifizierung und genaue Dokumentation der transportierten Güter sowie spezielle Vorschriften für Tunneldurchfahrten. Die europäischen Tunneldurchfahrten sind in Kategorien von A bis E eingeteilt. Die Kategorie A erlaubt eine problemlose Durchfahrt, alle anderen Kategorien sind eingeschränkt. Der Transport gefährlicher Güter unterliegt Einschränkungen, wenn die Ladung Explosionen oder die Freisetzung giftiger Stoffe verursachen kann. Der Transport von Wasserstoff, flüssig oder gasförmig, wird entsprechend den Tunnelbeschränkungen in die Kategorien B, C, D und E eingestuft. Andere Wasserstofftransporte sind in den Kategorien D und E verboten. Ein Beispiel hierfür ist der A7-Elbtunnel, der in der Zeit von 05:00 bis 23:00 Uhr in die Transitverbotskategorie E und in der übrigen Zeit in die Kategorie C eingestuft ist. Dies hat zur Folge, dass LKWs mit Wasserstofftanks den Tunnel zu keiner Zeit passieren können, was längere und teurere Alternativrouten erforderlich macht (Quelle: [15], S. 45).

2.1.8 Transport von Elektrizität

Der PtX-Prozess wurde bereits erläutert. Dieser Prozess benötigt Gleichstrom, der nicht nur aus erneuerbaren, sondern auch aus konventionellen Energiequellen gewonnen werden kann. Da es viele Arten der Stromerzeugung gibt, gibt es auch viele Arten von Wasserstoff, wie z.B. schwarzer, brauner, grauer, weißer, blauer, roter, oranger, türkisarbener und grüner Wasserstoff.

Die folgende Abbildung zeigt, wie diese verschiedenen Arten von Wasserstoff hergestellt werden.



Abbildung 6: Farben des Wasserstoffs [16] (S. 8)

Es ist wichtig, einen kurzen Überblick über THGE und Nachhaltigkeit zu geben, um zu verstehen, wie effizient jede Art von Wasserstoff ist und ob sie einen positiven Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels leisten kann.

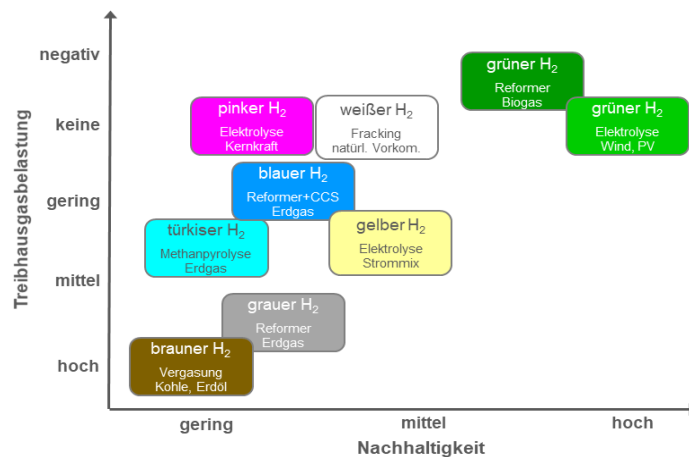


Abbildung 7: Treibhausgasbelastung und Nachhaltigkeit [17]

Abbildung 7 zeigt, dass grüner Wasserstoff im Vergleich zu Wasserstoff aus anderen Energiequellen sehr nachhaltig ist und die geringsten Auswirkungen auf die THG hat, was unserem Ziel entspricht, die THGE zu reduzieren. Grüner Wasserstoff wird aus erneuerbarem Strom erzeugt und ist daher klimafreundlich. Für den Transport von grünem Strom werden Übertragungsleitungen benötigt. An Land können dies Freileitungen oder Erdkabel sein, auf See HGÜ- oder Seekabel. Über diese Leitungen kann überschüssige Energie, die nicht benötigt wird, zu Elektrolyseanlagen transportiert werden. Alternativ kann der Strom auch direkt genutzt werden, wenn sich die Elektrolyseanlage in der Nähe der Stromerzeugung befindet. (Quelle: [18], S. 62)

Um zu verdeutlichen, wie das deutsche Stromnetz aufgebaut ist, wird die folgende Abbildung etwas genauer betrachtet.

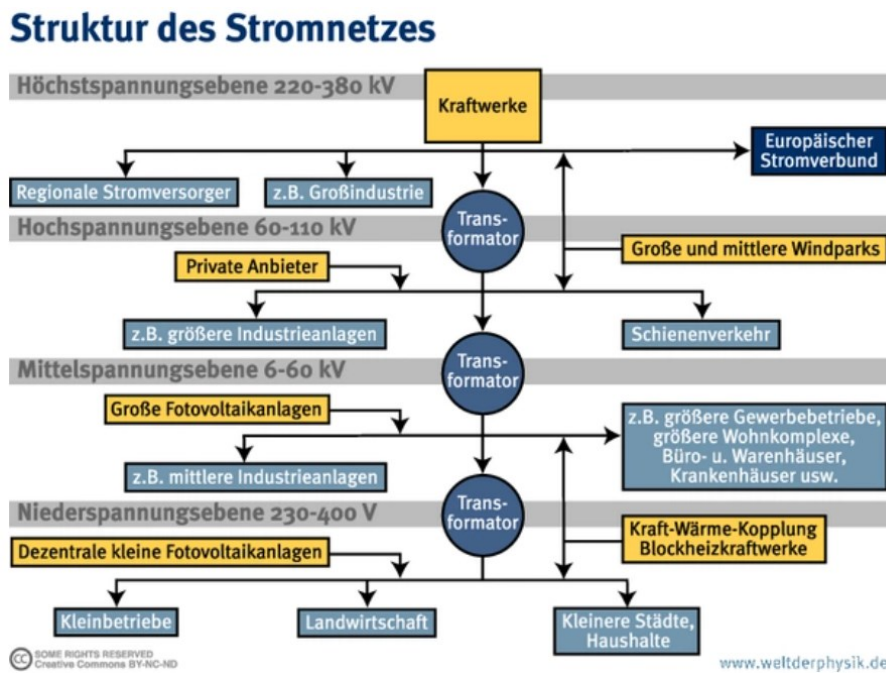


Abbildung 8: Struktur des Stromnetzes [19]

In den Stromnetzen an Land wird in der Regel dreiphasiger Drehstrom mit einer Frequenz von 50 Hertz und einer Spannung zwischen 220 Volt und 380 Kilovolt (im Folgenden **kV** genannt) verwendet, um Strom an regionale Stromversorger, die Großindustrie oder das europäische

Verbundnetz zu liefern. Dieser Abschnitt konzentriert sich auf die Hochspannungsebene und vernachlässigt die Mittel- und die Niederspannungsebene (Quelle: [18], S. 62).

HGÜ ist verlustarm, denn bei Drehstrom betragen die Übertragungsverluste in Mitteleuropa etwa sechs Prozent der Netzleistung. Die Energieverluste in der Übertragungsleitung können jedoch auf einer Strecke von 1000 km auf nur drei Prozent reduziert werden. Die relativen Verluste von einem Prozent bei Freileitungen bleiben auch bei geringen Übertragungskapazitäten auf einer Länge von 100 km konstant. Zu den Übertragungsverlusten kommen Gleichrichterverluste für die Bereitstellung von Wechselstrom vor und nach der Übertragung hinzu. Die gesamten Umrichterverluste liegen jedoch deutlich unter zwei Prozent (Quelle: [18], S. 62).

Für die Stromübertragung von Tunesien nach Europa ist HGÜ erforderlich, da es sich im Wesentlichen um Unterseekabel handelt. Diese Technologie wird bevorzugt für die verlustarme Übertragung zum Festland eingesetzt, da ab einer Entfernung von 750 km Vorteile bei den Übertragungsverlusten bestehen und der Einsatz von Offshore-Anlagen und deren Anbindung an das Festland bereits erprobt ist (Quelle: [18], S. 62).

Dies zeigt, dass HGÜ durchaus Potenzial hat, aber der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Förderung der Nutzung von Ökostrom eine große Herausforderung für das deutsch-europäische Stromnetz darstellen würde (Quelle: [18], S. 62).

3 Alternative Erzeugungsszenarien

Um zu widerlegen, dass eine Energiepartnerschaft zwischen Europa und Afrika nicht möglich ist, ist es wichtig, die Voraussetzungen, die aktuelle Situation und das Potenzial des Landes zu betrachten. Aufgrund der Komplexität und des damit verbundenen Zeitaufwandes konzentriert sich diese Bachelorarbeit auf ein Land. Der Einfachheit halber wird ein Land gewählt, das geographisch nahe an Deutschland liegt. Die nordafrikanischen Länder, die Deutschland am nächsten liegen, sind Marokko, Algerien, Tunesien und Libyen. Im Folgenden wird das Land Tunesien betrachtet. Dies ist eine bewusste Auswahl und bedeutet nicht, dass das Potenzial der anderen Länder geringer ist.

3.1 Beteiligter Akteur - Tunesien

Tunesien ist ein nordafrikanisches Land und Teil der Maghreb-Region. Es wurde für die vorliegende Analyse ausgewählt, da es geographisch die nächstgelegene Option ist und auch in früheren Arbeiten sowohl für den Gas- als auch für den Stromtransport erwähnt wird: „Study on the opportunities of Power-to-X in Tunisia“ (Quelle: [20]) und „HVDC links between North Africa and Europe: Impacts and benefits on the dynamic performance of the European system“ (Quelle: [21]). Es verfügt über ein gut ausgebautes Straßen- und Schienennetz, neun internationale Flughäfen, sieben Handelshäfen und ein Ölterminal, was auf eine gute Verkehrsinfrastruktur schließen lässt. Aufgrund seiner geographischen Nähe zu Europa könnte sich Tunesien zu einer wichtigen Drehscheibe für Energieexporte entwickeln. Deutsche Unternehmen können tunesische Unternehmen beim Aufbau von Know-how und bei der Verbesserung traditioneller Technologien unterstützen. Auch die tunesische Bevölkerung könnte von einer Energiepartnerschaft mit Deutschland profitieren (Quelle: [22], S. 4 & 26).

Tabelle 1: Länderprofilaten zu Tunesien


 <p>Abbildung 9: Geographische Darstellung [23]</p>	<p>Staatsform</p> <p>Einwohnerzahl</p> <p>Fläche</p> <p>Inst. Stromerzeugungskapa.</p> <p>Stromverbrauch</p> <p>Stromexport</p> <p>Stromimport</p> <p>Übertragungs-/Verteilungsv.</p> <p>Standort</p>	<p>Republik [23]</p> <p>11,8 Million (Mio.) [23]</p> <p>163,610 km² [23]</p> <p>5,7 Mio. Kilowatt (kW)[23]</p> <p>16.737.180.000 kWh [23]</p> <p>631 Mio. kWh [23]</p> <p>472 Mio. kWh [23]</p> <p>3,641 Mrd. kWh [23]</p> <p>Nordafrika, angrenzend an das Mittelmeer, zwischen Algerien und Libyen [23]</p>
---	---	--

Tabelle 2: Basisdaten zu Tunesien

<i>Tunesien</i>	
EE-Primärenergieanteil	5 % [24] (2019)
Stromerzeugung aus fossilem Brennstoff	18,73 Milliarde (Mrd.) kWh [25] (2020)
Kapazität der erneuerbaren Energien	406 MW _{el} [26] (2021)
Spitzenlast des Stromnetzes	3,91 GW [27] (2018) (S. 24)
CO ₂ – Emissionen	25,18 Mio. t CO ₂ /a [28] (2020)
Ease of Doing Business Index	Platz 78 weltweit [29] (S. 4)

3.1.1 Energiepolitische Ziele

In diesem Abschnitt werden die energiepolitischen Ziele Tunesiens beschrieben. Das wichtigste Ziel ist die Umsetzung des Plan Solair Tunisia (im Folgenden **PST** genannt) bis 2030, mit dem eine installierte Leistung von 3.815 MW aus erneuerbaren Energien erreicht werden soll. Damit könnten 53 Millionen Tonnen CO_2 eingespart werden. Tunesien ist aufgrund seines Energiebilanzdefizits und steigender Energiepreise stark von Importen abhängig und hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil erneuerbarer Energien von fünf auf 30 % zu erhöhen. Das PST-Projekt hat ein Budget von 1,33 Milliarden Euro und wird 18.000 neue Arbeitsplätze schaffen. Die beiden Hauptziele des Projekts sind die Reduzierung des Primärenergiebedarfs um 34 % und der Ausbau der erneuerbaren Energien, was zu einer geschätzten Einsparung von 6,5 Millionen Tonnen Rohöläquivalent (im Folgenden **RÖE** genannt) und einer Reduzierung der THGE um 48 % führen soll (Quelle: [22], S. 7). Um in Zukunft als Stromimporteur gelten zu können, muss es Tunesien in Zusammenarbeit mit der STEG gelingen, den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzutreiben, um in Zukunft über einen Energieüberschuss zu verfügen.

3.1.2 Potenzial und Kosten der Wasserstoffherzeugung

Dieser Abschnitt befasst sich mit den Potenzialen und den Kosten der Wasserstoffproduktion und -versorgung von Tunesien nach Deutschland. Zunächst werden die Kosten der Wasserstoffproduktion in Tunesien in den Jahren 2030, 2040 und 2050 diskutiert.

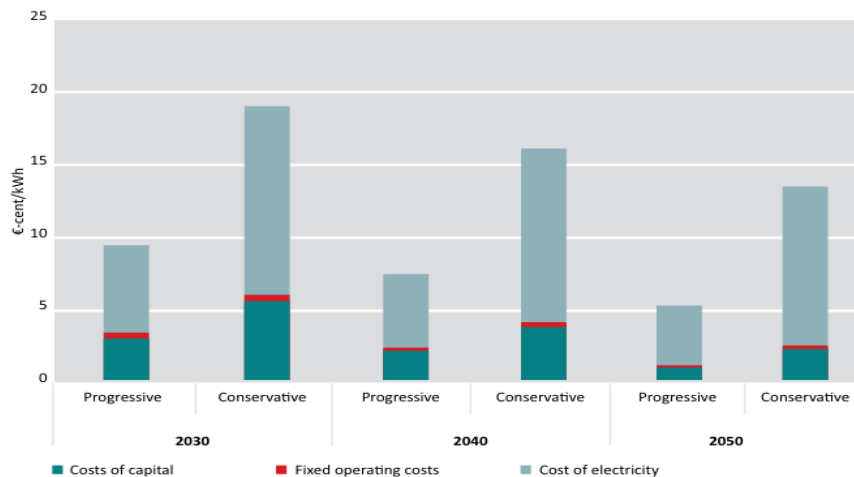


Abbildung 10: Wasserstoffherzeugungskosten in Tunesien [20]

Abbildung 10 gibt einen Überblick über die Kosten der Wasserstoffproduktion in Tunesien für die Jahre 2030, 2040 und 2050. Die Kosten setzen sich aus Investitions-, Betriebs- und Stromkosten zusammen und werden für ein progressives und ein konservatives Szenario verglichen. Die Grafik zeigt, dass die Kosten der Wasserstoffproduktion mit der Zeit sinken, je weiter die Wasserstoffproduktion fortgeschritten ist und je größer der Markt wird.

Im Jahr 2030 würden die Kosten für die Wasserstoffproduktion in Tunesien zwischen 9,50 und 19,24 Euro-Cent/kWh liegen. Im Jahr 2040 wären die Kosten mit 7,52 bis 16,26 Euro-Cent/kWh etwas niedriger und im Jahr 2050 mit 5,41 bis 13,60 Euro-Cent/kWh noch niedriger. Ein wesentlicher Grund für die hohen Kosten der Wasserstoffproduktion sind die Investitionskosten, das heißt (im Folgenden, **d.h.** genannt) die Kosten für die Anschaffung der Elektrolyseanlage. Diese sind eine einmalige Ausgabe und stellen somit Fixkosten dar. Bei steigender Nachfrage und größeren Anlagen können diese Kosten jedoch sinken. Auf der anderen Seite gibt es variablen Kosten, wie z.B. die Betriebskosten, die für Sicherheit und Wartung notwendig sind. Auch die variablen Stromkosten tragen dazu bei, die Kosten der Wasserstoffproduktion zu senken. Sinkende Kosten für Solar- und Windenergie können dazu beitragen, die Produktion von grünem Wasserstoff noch wirtschaftlicher zu machen. Dies bedeutet, dass eine Senkung der Kosten für erneuerbare Energien auch zu einer Senkung der Kosten für die Wasserstoffproduktion führen kann (Quelle: [20], S. 86-89).

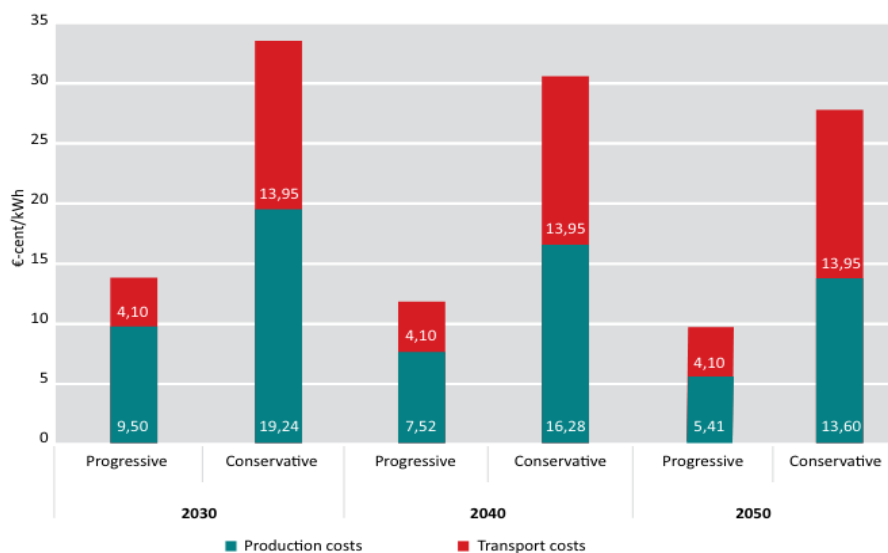


Abbildung 11: Transportkosten nach Deutschland [20]

Im nächsten Schritt werden die Kosten für den Transport des in Tunesien erzeugten Wasserstoffs nach Deutschland betrachtet. Auch hier werden die Jahre 2030, 2040 und 2050 betrachtet und die Ergebnisse in Abbildung 11 dargestellt.

Die Transportkosten liegen zwischen 4,10 und 13,95 Euro-Cent/kWh und bleiben über die Jahre konstant. Zusammen mit den Erzeugungskosten aus Abbildung 10 ergeben sich Gesamtkosten von 13,60 bis 33,19 Euro-Cent/kWh im Jahr 2030, 11,62 bis 30,23 Euro-Cent/kWh im Jahr 2040 und 9,51 bis 27,55 Euro-Cent/kWh im Jahr 2050. Obwohl die Kosten im Jahr 2050 noch immer hoch erscheinen, ist die Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas mit 2,25 bis 3,81 Euro-Cent/kWh deutlich günstiger (vgl. Tabelle 11 [30], S. 80). Dennoch ist grüner Wasserstoff aufgrund seiner weitgehenden CO_2 -Freiheit wettbewerbsfähig und steigende CO_2 -Preise können die niedrigen Herstellungskosten von Wasserstoff aus Erdgas kompensieren und den Weg für grünen Wasserstoff ebnen (Quelle: [20], S. 86-89).

3.1.3 Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft

Tunesien hat ein großes Potenzial für Wind- und Solarenergie, verfügt aber auch über große Erdöl- und Erdgasreserven. Ziel für die Zukunft ist es, der Abhängigkeit entgegenzuwirken und den Ausbau erneuerbarer Anlagen zu fördern. Dennoch will Tunesien mit Hilfe des PST den Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 um 30 % steigern und die Produktion fossiler Brennstoffe reduzieren. Neben dem Beitrag zur Reduzierung der CO_2 -Emissionen könnte die Förderung erneuerbarer Energien auch zur Deckung des eigenen Energiebedarfs beitragen. Denn die Produktion von Primärenergieträgern ist in Tunesien rückläufig, da wichtige Vorkommen wie El Borma und Ashtart erschöpft sind. Daher ist Tunesien am Ausbau erneuerbarer Energien interessiert und eine Energiepartnerschaft mit Deutschland wird immer attraktiver (Quelle: [20], S. 18).

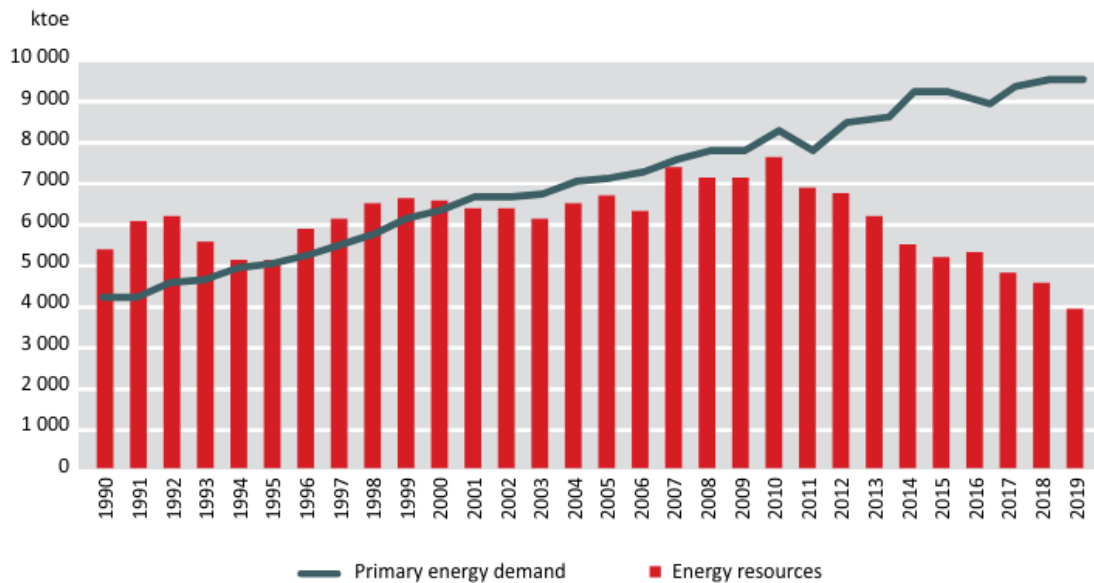


Abbildung 12: Energiebedarf und Energieressourcen in Tunesien [20] (S. 19)

Tunesien ist ein kleines Land mit einer Fläche von 163.610 km^2 , was etwa der Hälfte der Gesamtfläche Deutschlands von 357.588 km^2 entspricht. Windkraftanlagen und Photovoltaikparks benötigen viel Platz, es reicht nicht aus, sie nur auf Hausdächern zu installieren. Beim Bau der Anlagen müssen auch Faktoren wie Umwelt- und Lärmschutz berücksichtigt werden. Obwohl Tunesien nur etwa halb so groß ist wie Deutschland und nur ein Achtel so viele Einwohner hat (ca. 11,8 Mio. gegenüber 83,11 Mio. in Deutschland), bietet das Land viele Regionen, die sich hervorragend für die Nutzung erneuerbarer Energien eignen. Tatsächlich gibt es noch erhebliche Freiflächen, die sich hervorragend für den Bau von Anlagen eignen. Entscheidend sind nicht nur die verfügbaren Flächen, sondern auch die fast 3.000 Sonnenstunden pro Jahr mit einer Sonneneinstrahlung von knapp 2.000 Kilowattstunden pro Quadratkilometer (im Folgenden kWh/m^2 genannt). Das sind ideale Voraussetzungen für Photovoltaikanlagen. Die besten Gebiete liegen im Nordosten, im Mittleren Westen und im Südwesten und umfassen eine Gesamtfläche von 18.000 km^2 , was etwa elf Prozent der Landesfläche entspricht. Nach Ausschluss ungeeigneter Standorte verbleibt eine Fläche von 1.700 km^2 , was einem Windpotenzial von 10.000 MW entspricht (Quelle: [20], S. 20).

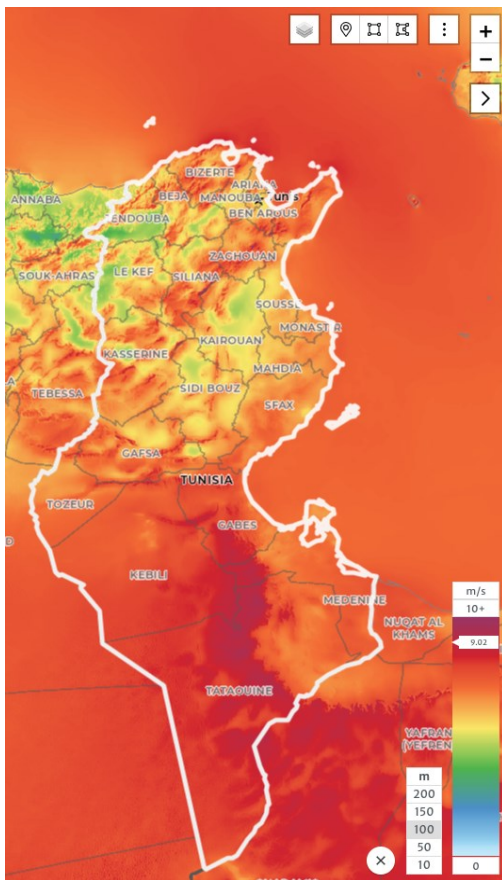


Abbildung 13: Windpotenzial auf 100 Metern [31]

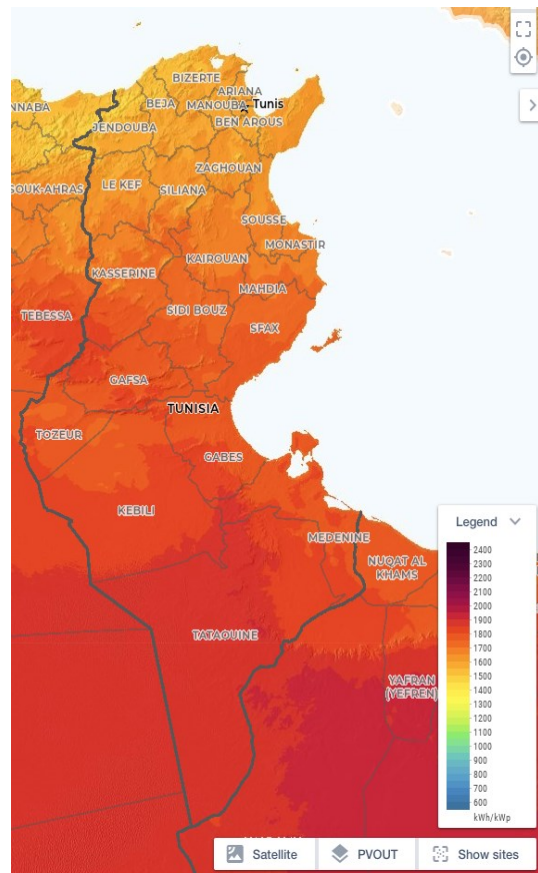


Abbildung 14: Sonneneinstrahlung [32]

„Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Tunesien über ein erhebliches Potenzial für erneuerbare Energie verfügt, insbesondere für Solar- und Windenergie. Das technische Potenzial lässt sich wie folgt zusammenfassen:

- PV-Solaranlagen: 840 GW
- CSP-Solaranlagen: 600 GW für zylind.-parab. Sensoren + 400 GW Turmkraftwerke
- Onshore-Windanlagen: 110 GW
- Offshore-Windanlagen: 250 GW“ (Quelle: [20], S. 22)

Tunesien verfügt über ein Gesamtpotenzial von 2200 Gigawatt (im Folgenden **GW** genannt). Energie ist definiert als das Produkt aus Leistung und Zeit. Daher entsprechen 2200 GW auch

2200 Gigawattstunden (im Folgenden **GWh** genannt). Unter der Annahme, dass der Jahresverbrauch Tunesiens weiterhin 16,74 Mrd. kWh (Quelle: [33]) beträgt, müssen die 2200 GWh in Milliarden Kilowattstunden umgerechnet werden. Eine GWh entspricht einer Milliarde Kilowattstunden. Demnach hätte Tunesien ein Potenzial von 2200 Mrd. kWh. Die Differenz zwischen dem Potenzial von 2.200 Milliarden Gigawattstunden und dem angenommenen Verbrauch von 16,74 Milliarden Kilowattstunden beträgt also 2.183,26 Milliarden Kilowattstunden. Dieser Wert stellt den potenziellen Überschuss dar, den Tunesien theoretisch exportieren könnte.

3.1.4 SWOT-Analyse

Tabelle 3: SWOT-Analyse

<u>Stärken</u>	<u>Schwächen</u>
<ul style="list-style-type: none">- Nähe zu Europa- Hohes Flächen- und Produktionspotenzial für erneuerbare Energien und Wasserstoff- Gute energiepolitische Ziele- Einsparung von Treibhausgasemissionen	<ul style="list-style-type: none">- Aufbauend auf traditioneller Technologieentwicklung wenig Neues- Hohe Abhängigkeit von fossilen Energieträgern- Hohe Kosten für Herstellung und Transport von Wasserstoff
<u>Chancen</u>	<u>Risiken</u>
<ul style="list-style-type: none">- Energie-Partnerschaft mit Deutschland- Hoher Eigenverbrauch und sinkende Primärenergieerzeugung machen die regenerative Energieerzeugung wettbewerbsfähig- Potenzielle Drehscheibe für Energieexporte	<ul style="list-style-type: none">- Unsicherer Wasserstoffmarkt- Mangel an interkultureller Kompetenz und anderen verbalen und nonverbalen Geschäftspraktiken- Gefährdung eigener energiepolitischer Ziele durch Wasserstoff-Exporten – Ungewissheit über die Zukunft

3.2 Resilienz, Sicherheit und Verlässlichkeit der Lösungsvorschläge

In Bezug auf die Energieversorgung bedeutet Resilienz, dass das System in der Lage sein muss, mit Veränderungen effizient und zeitnah umzugehen. Es muss sich anpassen und schnell auf Störungen reagieren können. In diesem Zusammenhang wird untersucht, wie sicher die Energieversorgung in Tunesien ist und ob eine dezentrale Energieversorgung möglich ist. Dies setzt einen hohen Anteil von Freiflächen- und Hausdachsolaranlagen sowie einen starken Ausbau von Solar- und Windenergieanlagen voraus. In den 1970er und 1980er Jahren war Tunesien aufgrund seiner großen Erdgas- und Erdölreserven Nettoexporteur von Erdgas. Die wirtschaftliche Entwicklung des Landes hat jedoch dazu geführt, dass der Primärenergieverbrauch seit den 1990er und 2000er Jahren deutlich höher ist als die Produktion. Dadurch wurde Tunesien zum Nettoimporteur von Erdgas. Diese Entwicklung hat seit Mitte der 2000er Jahren zu einem Anstieg der Energiepreise geführt. Die wichtigsten Energieressourcen Tunesiens sind vor allem fossile Brennstoffe, während erneuerbare Energien nur einen geringen Anteil ausmachen (siehe Tabellen 1 und 2). Im Jahr 2012 lag der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Tunesien unter zwei Prozent (Quellen: [34] [35] [36]).

Um sich aus der Abhängigkeit von algerischem Erdgas zu befreien, muss Tunesien seine Energiequellen diversifizieren und das Verbundnetz ausbauen. Aufgrund des enormen Potenzials an Wind- und Solarenergie hat Tunesien Ziele wie das Programm für Erneuerbare Energien (PST) entwickelt. Das PST soll dazu beitragen, den Strommix zu verändern. Bis 2030 sollen 30 % des Stroms aus erneuerbaren und 70 % aus konventionellen Energien erzeugt werden. Die 30% entsprechen ca. 3.815 MW (Quellen: [34] [35] [36]).

Um die Ziele im Bereich der erneuerbaren Energien in Tunesien zu erreichen, sind politische Reformen notwendig, die von verschiedenen Akteuren umgesetzt werden müssen. Die wichtigsten Akteure sind die Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz (im Folgenden **STEG** genannt), die Direction des Études et de la Planification (im Folgenden **DEP** genannt), Renewable Energy and Energy Efficiency Projects (im Folgenden **REEEP** genannt) und die Nationale Agentur für Energieeinsparung (im Folgenden **ANME** genannt). ANME ist verantwortlich für die Umsetzung der Energiepolitik der Regierung und für Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Diversifizierung der Energiequellen. Die Internationale Kommission

für unabhängige Energieerzeugung, die sich aus dem Premierminister als Vorsitzendem, dem Minister für internationale Zusammenarbeit, dem Finanzminister, dem Handelsminister, dem Industrieminister, dem Generalsekretär der Regierung und dem Gouverneur der Zentralbank zusammensetzt, ist für die unabhängige Energieerzeugung zuständig (Quellen: [34] [35] [36]).

Die STEG ist der wichtigste Akteur bei der Umsetzung der politischen Reformen, die zur Diversifizierung des tunesischen Energiemixes und zur Verringerung der Abhängigkeit von algerischem Erdgas erforderlich sind. Seit der Unabhängigkeit Tunesiens ist die STEG für die Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Vermarktung, sowie den An- und Verkauf von Strom im ganzen Land zuständig. Zuvor wurden diese Aufgaben von sieben konzessionierten Unternehmen wahrgenommen, die für die Versorgung der wichtigsten Regionen des Landes zuständig waren. Aufgrund dieser Monopolstellung ist die STEG der einzige ÜNB in Tunesien und somit der einzige Partner, der einem Stromerzeuger für den Anschluss eines Kraftwerks zur Verfügung steht. Sie ist auch alleiniger Eigentümer und verantwortlich für die Wartung und Instandhaltung der Anlagen, die die Kraftwerke mit dem STEG-Netz verbinden. Im Jahr 2010 entfielen noch 73,8 % der Stromerzeugung in Tunesien auf die STEG entfallen, während 20,6 % auf die Carthage Power Company (im Folgenden **CPC** genannt) und 5,6 % auf die Eigenerzeuger. Auch 2014 war die staatliche STEG der größte Stromproduzent und deckte rund 86 % der Nachfrage ab. Seit 2006 haben 99,5 % der tunesischen Haushalte Zugang zu Elektrizität (Quellen: [34] [35] [36]).

Die Struktur des Elektrizitätssektors in Tunesien wird von einer einzigen nationalen Versorgungsgesellschaft, der STEG, dominiert, die den größten Teil der Stromerzeugung und das Monopol für die Übertragung und Verteilung von Strom und Gas im ganzen Land besitzt. Daneben gibt es die CPC, eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung, die ein Kombikraftwerk mit einer Kapazität von 471 MW betreibt, sowie einige kleinere Stromversorgungsunternehmen (Quellen: [34] [35] [36]).

Das Übertragungsnetz ist mit dem algerischen und im Osten mit dem libyschen Netz verbunden. Regionale Netzsynchronisationstests unter Beteiligung von Marokko, Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten wurden bereits durchgeführt, scheiterten jedoch an häufigen Synchronisationsproblemen mit dem ägyptischen Netz. Netzausfälle sind in erster Linie auf Wartungsarbeiten oder andere Störungen zurückzuführen. Der Ausbau des Übertragungsnetzes hat jedoch

zu einem Anstieg der Verluste geführt. Einige Kraftwerke und Anlagen sind veraltet und können die tatsächliche Netz Last nicht mehr bewältigen, was regelmäßig zu Überlastungen, Verlusten und hohen Spannungsabfällen führt. Das Hochspannungsnetz umfasst die Spannungsebenen 400, 225, 150 und 90 kV und besteht überwiegend aus Freileitungen. In der Hauptstadt Tunis verläuft es unterirdisch (Quellen: [34] [35] [36]).

Um den Herausforderungen der Netzverluste zu begegnen, wurde ein Projekt zur Sanierung und Restrukturierung des Stromverteilungsnetzes gestartet, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu erhöhen. Darüber hinaus wird die Suche nach konventionellen und unkonventionellen Ressourcen fortgesetzt, um den Bedarf zu decken und die Importe zu reduzieren (Quellen: [34] [35] [36]).

Derzeit existiert bereits eine Gaspipeline nach Italien, über die algerisches Gas nach Europa transportiert wird. In Zukunft könnte diese Verbindung nicht nur als Importroute, sondern auch als Exportroute für tunesischen Wasserstoff genutzt werden (Quelle: [14], S. 5). Das tunesische Netz ist über verschiedene Leitungen mit dem algerischen Netz verbunden, darunter zwei 90 kV-Leitungen, eine 150 kV-Leitung, zwei 225 kV-Leitungen und eine 400 kV-Verbindung. Die STEG verwendet Programmable Logic Controller (im Folgenden **PLC** genannt) zur Fernsteuerung des elektrischen Systems. Für die Datenübertragung werden in der Regel geschirmte Leitungen mit einem Lichtwellenleitersystem verwendet (Quellen: [34] [35] [36]).

„Betrachtet man die Entwicklung der Spannungsebenen der Verteilungsnetze von 2010 bis 2019, fällt auf, dass der Anteil der Hochspannung von 9,9 % auf 7,7 % sank, während der Anteil der Mittelspannung von 46,5 % auf 42,5 % sank und der Anteil der Niederspannung von 43,6 % auf 49,8 % stieg. [...] Im Jahr 2019 betreibt die STEG ein Übertragungsnetz von 6.985 km, das sich wie folgt unterteilt:

- 208 km 400-kV-Übertragungsnetz
- 2.921 km 225-kV-Übertragungsnetz
- 2.377 km 150-kV-Übertragungsnetz
- 1.479 km 90-kV-Übertragungsnetz“ (Quelle: [37], S. 14)

Projekte zur Verbindung der Strom- und Gasnetze zwischen Tunesien und Italien sowie Algerien und Spanien sollen die Integration der Energiemärkte in Europa und im Maghreb

vorantreiben. Allerdings müssen die rechtlichen Rahmenbedingungen für eine unabhängige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Großkraftwerken und für den großflächigen Einsatz von Photovoltaik-Dachanlagen verbessert werden (Quellen: [34] [35] [36]).

Um den Ausbau der erneuerbaren Energien in Tunesien voranzutreiben, hat die STEG eine Tochtergesellschaft gegründet, die sich ausschließlich auf erneuerbare Energien konzentriert. Derzeit müssen Stromerzeuger zunächst einen Stromliefervertrag mit der STEG abschließen, bevor sie an das Netz angeschlossen werden können. Tunesien verfügt über ein zentralisiertes Anschluss-, Übertragungs- und Verteilungssystem, das von der STEG monopolisiert wird, die gesetzlich als finanziell autonomes öffentliches Handels- und Industrieunternehmen mit eigener Rechtspersönlichkeit eingestuft ist. Wird Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt, muss der Erzeuger einen Vertrag mit der STEG abschließen, um die überschüssige Energie in das Netz einzuspeisen. Der Strompreis wird jährlich vom Staat festgelegt und basiert auf verschiedenen Parametern wie dem internationalen Preis für ein Barrel Rohöl, der finanziellen Situation der STEG und der anderen Netzbetreiber sowie den von der tunesischen Regierung gewährten oder erhaltenen Subventionen (Quellen: [34] [35] [36]).

4 Technische Analyse

In diesem Kapitel werden die beiden Tools DIgSILENT und HySupply und die damit verbundenen Simulationen vorgestellt. Mit dem DIgSILENT Tool wird der Stromtransport per HGÜ von Tunesien nach Deutschland simuliert und mit dem Tool HySupply Shipping werden die Kosten für den Transport von flüssigem Wasserstoff per Schiff berechnet. Das Ziel ist es herauszufinden, nach welchen Kriterien sich die Kosten und Risiken unterscheiden.

Im Detail werden zwei Transportmöglichkeiten verglichen: Der Transport von flüssigem Wasserstoff und der Transport von Strom, jeweils mit einer Leistung von 100 MW. Dabei spielte der Transportweg eine entscheidende Rolle. Für den Transport per Schiff wurde das Online-Tool „Searates“ verwendet, das später genauer beschrieben wird. Für die Netzsimulation wurden vergleichbare Routen untersucht. Das Projekt „ELMED“ soll den afrikanischen Kontinent mit dem europäischen Netz verbinden und nutzt dazu ein 200 km langes Seekabel, das die Städte Partanna in Sizilien und Menzel Temime in Tunesien verbindet. Zur Veranschaulichung wurde die Trasse per Hand in eine Landkarte eingezeichnet.

Für die technische Analyse wurde intensiv nach einer geeigneten Software gesucht, um die gewünschte Simulation durchführen zu können. Verschiedene Simulationstools wie INFORSE, EMPS, MiniCam, EMINENT und andere wurden gegeneinander abgewogen, um festzustellen, welches Tool am besten geeignet ist. Es wurde auch Kontakt mit anderen Universitäten aufgenommen, wie z.B. der Technischen Universität Graz, die ein Open Source Grid Tool namens SoftwareX entwickelt hat, das ein Projekt aber noch kein Produkt ist.

Die Kriterien für die Auswahl der Projekte waren folgende:

Tabelle 4: Kriterien und Bewertungen der Tools

<i>Kriterium</i>	<i>Bewertung</i>
Bereits in anderen Arbeiten verwendet?	Ja/Nein
Zielführend für die Arbeit?	Ja/Nein
Freie Verwendung?	Ja/Nein
Verfügbarkeit? (Lizenz)	Gut/Mittel/Schlecht
Funktionsumfang des Modells	Individuell
Unterstützte Funktionen	Individuell
Feedback online finden	Gut/Mittel/Schlecht

Die Suche erwies sich jedoch als schwierig, da Hindernisse wie der zeitlich schwierige Zugang zu Lizenzen oder die hohen Kosten einiger Tools auftraten. Die Wahl fiel auf DIGSILENT PowerFactory für die Simulation des Stromtransports und das HySupply Tool für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Wasserstoff. Für die DIGSILENT-Software musste selbständig eine eigene Lizenz erworben werden, was durch den Hackerangriff auf die HAW zusätzlich erschwert wurde, da es keine Standardlizenz gab.

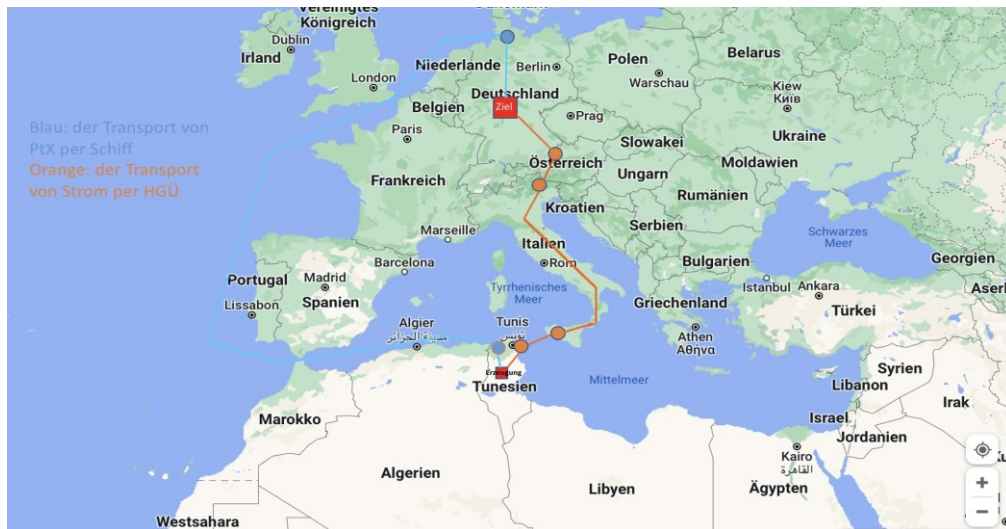


Abbildung 15: Veranschaulichung der Transportrouten

4.1 Tools: Überblick und Einsatzmöglichkeiten

Stromtransport:

DIgSILENT PowerFactory ist eine der führenden Netzberechnungssoftware. Die DIgSILENT GmbH ist ein unabhängiges Software- und Beratungsunternehmen im Bereich der Berechnung von Erzeugungs-, Übertragungs-, Verteilungs- und Industrienetzen. Im Rahmen der Bachelorarbeit wurde in Zusammenarbeit mit der Fachhochschule eine Lizenz zur Nutzung der Software zur Verfügung gestellt. Die Nutzung der Software war ausschließlich für die Bachelorarbeit gestattet und durfte nicht für andere Zwecke verwendet werden. Die Software deckt einen kompletten Funktionsumfang ab, inklusive dezentraler Energieerzeugung, Echtzeitsimulation und Performance Monitoring zur Netzüberprüfung und -überwachung. PowerFactory ist vollständig Windows-kompatibel und kombiniert zuverlässige und flexible Netzmodellierungsfunktionen mit modernsten Algorithmen und einem einzigartigen Datenbankkonzept (Quelle: [38]).

Wasserstofftransport:

Das Training Centre for the Global Hydrogen Economy (im Folgenden **GlobH2E** genannt) des Australian Research Council (im Folgenden **ARC** genannt) ist ein weltweites Konsortium von Forschungseinrichtungen, Industriepartnern, Regierungsbehörden und Start-ups im Bereich der Wasserstofftechnologien. Eine der Entwicklungen des Zentrums ist das HySupply Shipping Analysis Tool V1.1, eine Microsoft Excel Arbeitsmappe, die die Transportkosten für flüssigen Wasserstoff und andere Wasserstoffträger wie Ammoniak und Methanol modelliert. Der Benutzer kann alle relevanten Transportkosten eingeben und entweder eine bereits implementierte internationale Route (d.h. die Handelshäfen) auswählen oder seine eigenen Transportroutendaten definieren. Das Tool enthält eine Sammlung von Kosten, die eine realistische Analyse des Seetransports von Wasserstoff und Wasserstoffträgern ermöglichen. Diese Kosten umfassen Schiffsinvestitionen, Investitionen in die Lagerung, zusätzliche Kapitalkosten, Arbeitskosten, Kanal-, Hafen-, Wartungs- und sonstige Kosten, Versicherungen, Betriebskosten für die Lagerung, zusätzliche Betriebskosten, Treibstoff, Kohlenstoffemissionen und Kosten für Boil-off-Gas (im Folgenden **BOG** genannt) (Quelle: [39]).

4.2 Analyse mit DIgSILENT PowerFactory

Das Tool DIgSILENT ermöglicht die Berechnung von Erzeugungs-, Übertragungs-, Verteilungs- und Industrienetzen. Im Rahmen dieser Bachelorarbeit wird jedoch nur der Lastfluss simuliert und analysiert.

Als Ausgangspunkt für die Untersuchungen wurde die Stadt Menzel Temime gewählt, da dort der Bau der HGÜ-Leitung ELMED stattfinden wird, über die Strom nach Partanna (Sizilien) transportiert werden kann (Quelle: [40]). Die Entfernung auf dem Seeweg wurde mit dem Tool Searates (Quelle: [41]) ermittelt, während die Entfernung auf dem Landweg mit Google Maps berechnet wurde. Geringfügige Abweichungen aufgrund ungenauer Eingaben sind möglich.

Im ersten Schritt des Modells wurde versucht, mit Hilfe einer Landkarte (Werkzeug von PowerFactory) eine Verbindung zwischen Tunesien und der tunesischen Küste herzustellen. Der Versuch, mit einer Landkarte zu arbeiten, war gut und hätte das visuelle Bild noch verstärkt, aber im weiteren Verlauf der Arbeit erwies sich dies als nicht notwendig, da man das eigentliche Ziel des Modells, den Lastfluss der HGÜ von Tunesien nach Deutschland zu simulieren, auch ohne Visualisierung dargestellt werden konnte. Die aus dem kürzesten Verlauf gewonnenen Parameter wurden in das DIgSILENT Basismodell übertragen und auf dieser Basis weiterbearbeitet. Für die Abschätzung wurde nicht das gesamte europäische Stromnetz verwendet, wohl wissend, dass in Europa niemand eine direkte Trasse von Tunesien nach Deutschland bauen würde. Die Annahme einer solchen Trasse ermöglicht es jedoch, geringstmöglichen Verluste zu simulieren.

Die modellierte Strecke wurde stark vereinfacht, man kann die Strecke mit der Arbeit „Effects of North African electricity import on the European and the Italian power systems: a techno-economic analysis“ (Quelle: [42]) vergleichen, in der Arbeit wurde auch ein Netz von Tunesien nach Italien bis nach Deutschland simuliert. Das Netz in der Arbeit ist wesentlich komplexer, das Modell konnte aus Zeitgründen nicht in dem Umfang aufgebaut werden, war aber auch nicht notwendig, da das selbst aufgebaute vereinfachte Modell zur Veranschaulichung der Ergebnisse ausreicht. Die Hauptidee war also, ein möglichst einfaches Modell zu modellieren, in dem die geographische Distanz vorhanden ist. Gleichzeitig sollte das vereinfachte Modell auch den aktuellen Stand der Technik abbilden.

Das Modell ist nachfolgend im Detail dargestellt:

Der in Abbildung 16 dargestellte Übertragungspfad, zeigt die Einspeisung eines Solarparks in Tunesien. Es wurde eine Einspeisung von 100 MW gewählt, um die Leistungsverluste beim Transport zu verdeutlichen und gleichzeitig eine gut skalierbare Größe beizubehalten.

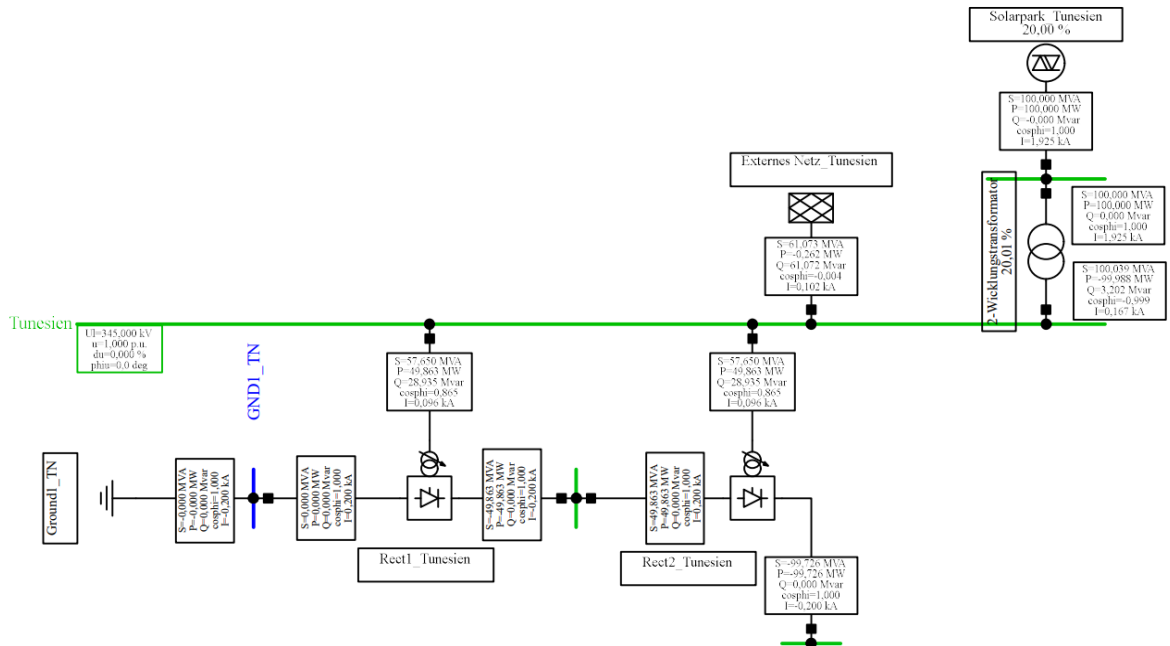


Abbildung 16: Modell Tunesien

Die Abbildungen 17 und 18 veranschaulichen die in Abbildung 15 dargestellten Stationen. Die erste Station befindet sich in Tunesien, die zweite an der italienischen Küste, die dritte in Norditalien und die letzten in Österreich und Deutschland.

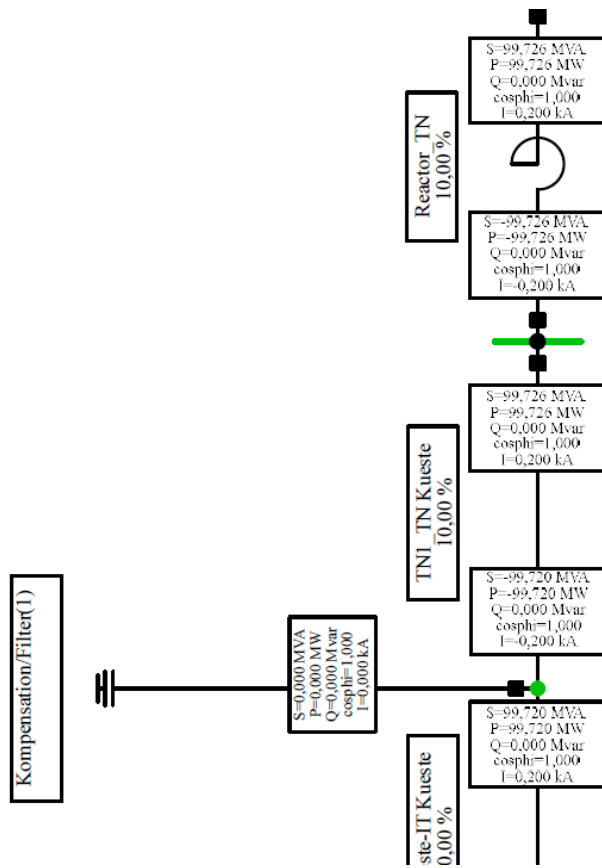


Abbildung 17: Modell Teilstrecke von Tunesien zur Küste Italiens

Auf der tunesischen Seite befindet sich ein statischer Generator bzw. ein Solarpark mit einer Leistung von 100 MW. Ein Transformator wird verwendet, um die erzeugte elektrische Leistung von 100 MW auf eine höhere Spannung von 345 kV zu transformieren. Dabei orientiert man sich an den realen Leitungen von Entso-E (Quelle: [7]), um die Energieverluste bei der Übertragung zu minimieren. Durch die höhere Spannung wird auch der Strom reduziert, was die Übertragungseffizienz erhöht. Um den Strom von Tunesien zur tunesischen Küste zu transportieren, wird eine Serieninduktivität mit einer Nennspannung von 500 kV und einer Induktivität von 596,8 mH installiert. Die Leitung verläuft von Tunesien bis zur tunesischen Küste, wo eine Kompensation/Filterung erfolgt. Dies dient dazu, die Qualität, Stabilität und Sicherheit der Stromübertragung zu verbessern und Probleme zu minimieren, die durch Interferenzen, Verzerrungen oder andere Faktoren verursacht werden können. Die Leitung verläuft weiter entlang der italienischen Küste fort und von dort nach Norditalien, wo weitere

Kompensationen/Filterungen vorgenommen werden. Von Italien aus führt die Leitung weiter nach Österreich und schließlich nach Deutschland. An jeder Station entlang der Übertragungsstrecke wurden Kompensationsanlagen des Typs C mit einer Nennspannung von 500 kV und des Systemtyps DC installiert, um den induktiven Spannungsabfall auf der Übertragungsstrecke auszugleichen. Dies ist notwendig, um die Qualität und Stabilität der Stromversorgung während der Übertragung zu gewährleisten. Die Wechselrichter auf tunesischer Seite sind vom Typ R mit einer AC-Bemessungsspannung von 345 kV und einem Stromsollwert von 0,2 kA. Auf deutscher Seite sind die Wechselrichter vom Typ I mit einer AC-Bemessungsspannung von 230 kV und einem Spannungssollwert von 0,99 p.u. ausgelegt. Die Wechselrichter dienen zur Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom und umgekehrt.

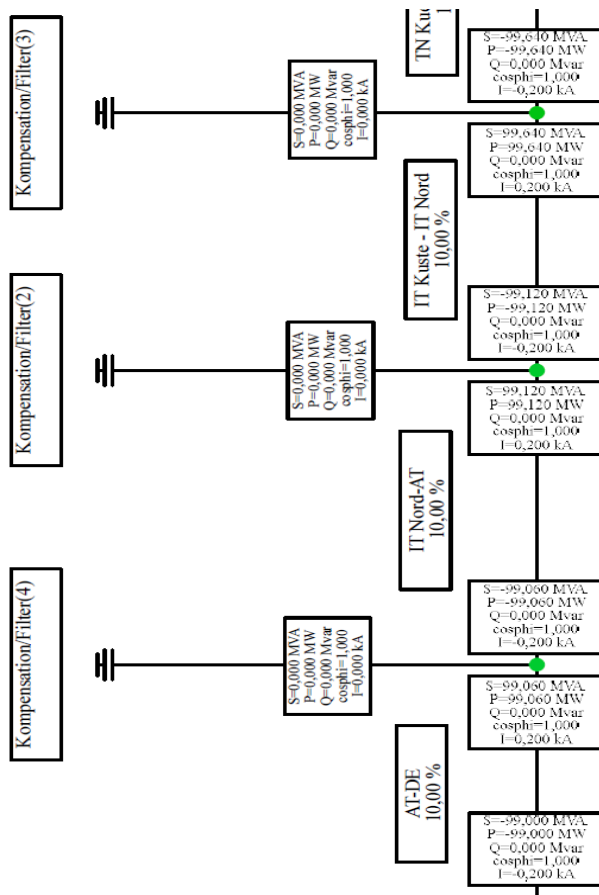


Abbildung 18: Modell Teilstrecke bis Deutschland

Abbildung 19 zeigt das Ende des Modells, bei dem 99 MW mit einem Verlust von 1 % in Deutschland ankommen. Dies verdeutlicht die Effizienz des heutigen HGÜ-Transports aus heutiger Sicht. Insgesamt wird eine Strecke von 1815 km zurückgelegt, die mit Google Maps abgeschätzt wurde. Daraus ergibt sich ein Verlust von einem MW. Der tatsächliche Verlust wäre in der Praxis etwas höher, aber auch nicht viel höher, wie Abbildung 27 zeigt.

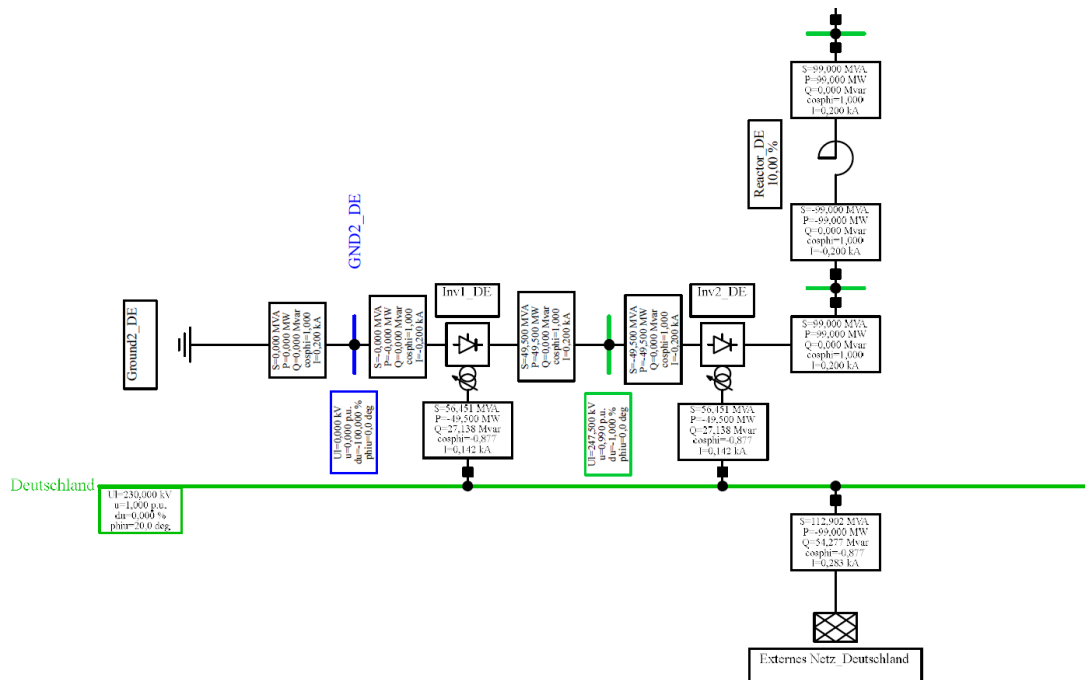


Abbildung 19: Modell Deutschland

Die Kosten der Stromübertragung mittels HGÜ hängen von verschiedenen Faktoren ab. Es gibt fünf Faktoren, die zur Abschätzung der Kosten herangezogen werden können. Die Gesamtkosten für den Bau einer HGÜ hängen von verschiedenen Faktoren ab. Erstens von der Länge der Leitung, der Übertragungskapazität und der Anzahl der Stromrichterstationen. Zweitens von der Entfernung zwischen den Stromrichterstationen und den geographischen Gegebenheiten. Drittens von der Wahl der Komponenten. Hochwertige Komponenten wie Umrichter, Kabel, Isolierungen und Filter können den Preis in die Höhe treiben. Genehmigungsverfahren, wobei es einfacher ist, wenn der Staat das Projekt von sich aus unterstützt. Und schließlich die Investition. Aus diesen Gründen ist es zwar möglich, die Transportkosten grob abzuschätzen, aber

ohne detaillierte Zahlen ist es nicht möglich, eine pauschale Aussage über die Transportkosten der modellierten HGÜ zu treffen.

4.3 Analyse mit dem HySupply Shipping Tool

Das Tool berücksichtigt die folgenden technischen Schritte, eine Stromkonfiguration aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind, Solar oder 100 % Netzstrom. Stromübertragung vom Netz oder vom Standort der erneuerbaren Energiequelle zu den Verbrauchsstandorten mittels HGÜ. Entsalzung aus frischen oder wiederaufbereiteten Quellen. Elektrolyse und Speicherung von Wasserstoff (Quelle: [43], S. 3).

Das HySupply Shipping Tool enthält zusätzlich ein umfassendes Kostenpaket, das eine genaue Analyse des Transports von Wasserstoff und Wasserstoffträgern per Schiff ermöglicht. Es berücksichtigt alle relevanten Kostenfaktoren, einschließlich Schiffsinvestition, Speicherinvestition, zusätzliche Kapitalkosten, Arbeitskosten, Kanäle, Häfen, Wartung, Sonstiges, Versicherung, Speicherbetriebskosten, zusätzliche Betriebskosten, Treibstoff, Kohlenstoffemissionen und BOG-Kosten.

Um einen angemessenen Vergleich zwischen den Verkehrsträgern zu ermöglichen, werden die Kosten für den Schifftransport berechnet, indem alle jährlichen Kosten addiert und durch die jährliche Gesamtenergiemenge dividiert werden. Die resultierenden Kosten werden pro Kilogramm Wasserstoff, pro Gigajoule Transportmedium und pro Tonne Transportmedium angegeben.

Die insgesamt transportierte Energiemenge hängt von der Tragfähigkeit des Schiffes in Tonnen und der Anzahl der jährlichen Fahrten ab. Letztere wird wiederum von verschiedenen Faktoren, wie der Schiffsgeschwindigkeit, der Länge der Schiffsroute, der Dauer der Hafenaufenthalte und der Verfügbarkeit des Schiffes beeinflusst. Die jährlichen Gesamtkosten ergeben sich aus der Summe der Kapital- und Betriebskosten. Die jährlichen Kapitalkosten werden mit Hilfe eines Kapitalwiedergewinnungsfaktors für die Kapitalkosten des Schiffes berechnet. Die jährlichen Betriebskosten sind die Summe aus Arbeitskosten, Kanalgebühren, Hafengebühren, Wartung, Sonstiges, Versicherung, Lagerung, Treibstoff, CO_2 -Emissionen und BOG-Kosten.

Der Anwender hat die Möglichkeit, bei Bedarf weitere Kapital- und Betriebskosten in das Modell einzubeziehen.

Das Modell vergleicht die Transportkosten für LNG, Ammoniak, Methanol, LOHC und Wasserstoff. Da jedoch nur der Wasserstoff für die Arbeit relevant ist und die Excel-Arbeitsmappe nicht beschädigt werden soll, werden die anderen Stoffe ebenfalls dargestellt aber in den Ergebnissen nicht weiter erwähnt.

Liste der Kennzahlen des Schifffahrtsmodells:

S1. Shipping Model					
Universal Inputs & Assumption		Unit	Value	Note	Default Value
Financial Assumptions					
TD-USD Conversion Rate	-		0,32		0,32
Interest Rate	%		7	Annual Interest Rate	7
Economic Life	years		20	Economic life of the ship and additional capital costs	20
CRF	%		9,623	Capital Recovery Factor	9,623
Ship Assumptions					
Fuel Cost	\$ USD/tonne		500		500
Ship Speed	knots		18		18
Days per year in operation	days		350		350
Maintenance Cost	% of CAPEX		4		4
Miscellaneous Cost	% of OPEX		10		10
Insurance Cost	% of OPEX		10		10
Labour Cost	\$ Million USD/year		2,5		2,5
Carbon Price	\$ USD/tonne		0		0
Canal and Port Assumptions					
Suez Canal Cost	\$ Million USD		0,4	One-way canal cost	0,4
Panama Canal Cost	\$ Million USD		0,35	One-way canal cost	0,35
Port Days	days to load/unload		1,5	Time taken to load/unload ship at port	1,5
Port Charges	\$ Million USD/day		0,2	Cost to dock at port (including cost to load and unload)	0,2
Shipping Route					
Port of Departure	N/A	Custom		If "Custom" is selected for both ports, model will take values from "Custom Shipping Route Inputs" table	N/A
Port of Arrival	N/A	Custom			N/A
Custom Shipping Route Inputs					
Input	Unit	Value	Note		
Distance	Nautical Miles	2.529	Route Distance		
Suez Canal	yes/no	-	Input "YES" if route passes Suez Canal		
Panama Canal	yes/no	-	Input "YES" if route passes Panama Canal		
Custom Fuel Inputs					
Input	Unit	Value	Note		
Fuel Energy Content	MJ/kg	60			
Carbon Emissions	g CO2 / g Fuel	1,2			

Abbildung 20: Schifffahrtsmodell-Kennzahlen

Zu beachten ist, dass hier der Umrechnungsfaktor auf 0,32 geändert wurde, d.h. ein tunesischer Dinar entspricht 0,32 US-Dollar (Quelle: [44]). Außerdem wurde der Zinssatz auf den aktuellen Satz von 7,25 % geändert (Quelle: [45]). Die Transportroute wurde ebenfalls angepasst und mit dem Tool SeaRates konnte die Route vom Startpunkt bis zum Ziel in Seemeilen eingegeben werden. Die Entfernung zwischen Tunesien und Deutschland beträgt 4.683,11 km, was 2.528,68 Seemeilen entspricht (Quelle: [41]).

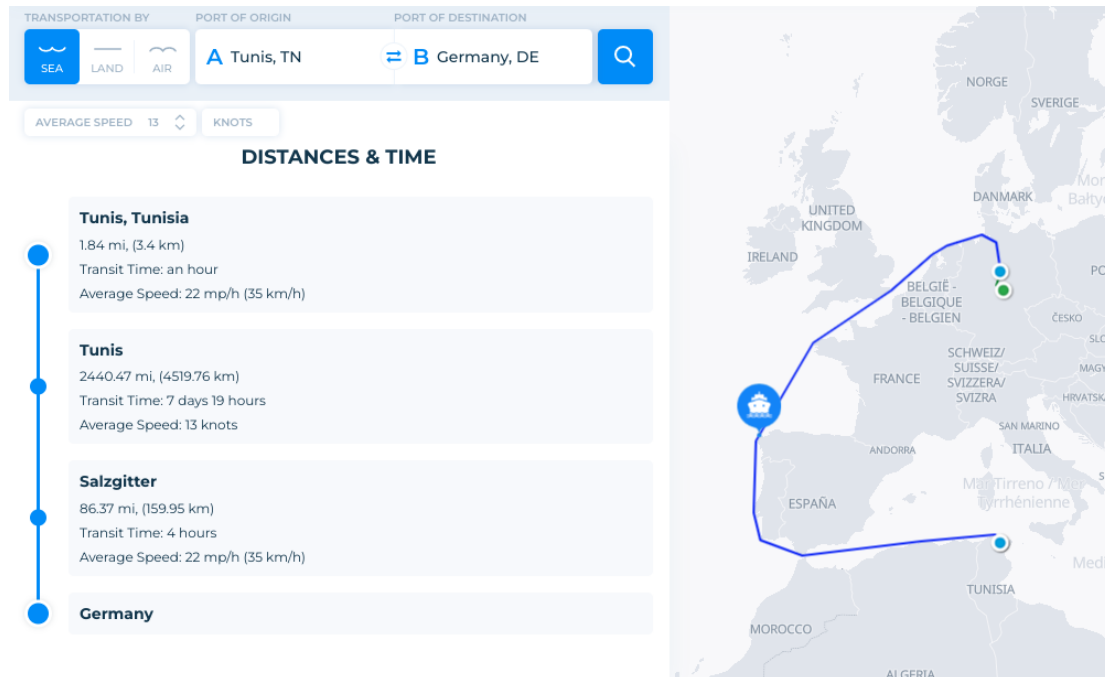


Abbildung 21: Schiffsroute in Seemeilen: Von Tunis bis Salzgitter (Quelle: [41])

Nachdem der Benutzer seine Eingaben in das Modell eingegeben hat, führt das Modell das Modell automatisch Berechnungen durch und aktualisiert die Kosten. Die Berechnungen sind in verschiedene Kategorien unterteilt, z. B. Routenberechnungen, Kapitalkosten, Betriebskosten (ohne BOG- und Treibstoffkosten), BOG- und Treibstoffkosten, Gesamtkapital- und Betriebskosten sowie Liefermengen. Die Ergebnisse des Modells sind in den Abschnitten „Total Costs (USD)“ und „Total Costs (TD)“ des Arbeitsblattes dargestellt. Das Ergebnis der Berechnung wird in Form einer grafischen Tabelle dargestellt, die alle Stückkosten pro Kilogramm Wasserstoff, pro Tonne Transportmedium und pro Gigajoule Transportmedium enthält (siehe A.2 unten). Die Ergebnisse werden grafisch in Form eines Balkendiagramms dargestellt, um das Verständnis und die Visualisierung der Ergebnisse für den Benutzer zu erleichtern.

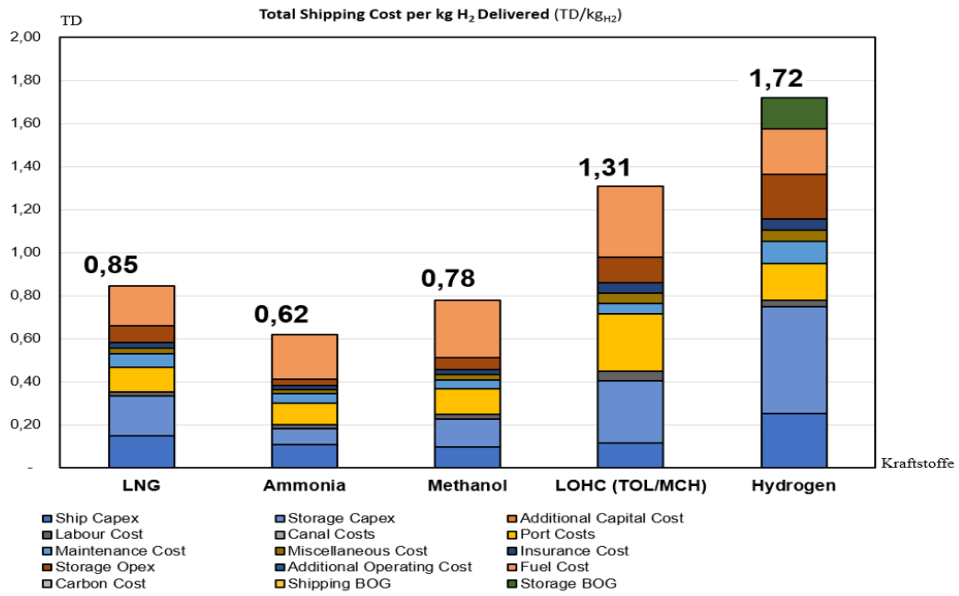


Abbildung 22: Grafische Darstellung der Ergebnisse pro Kilogramm Wasserstoff

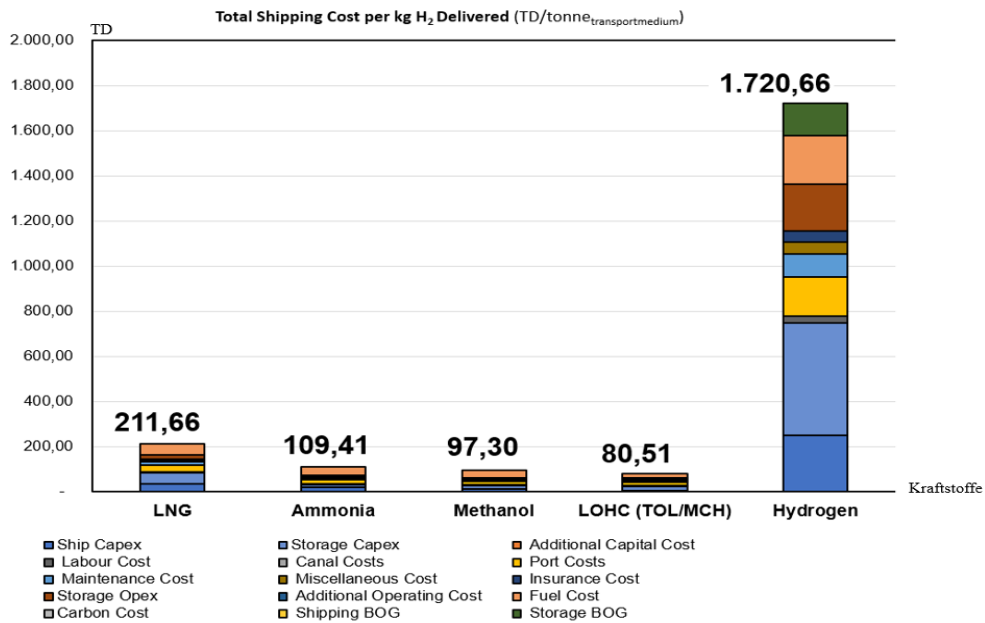


Abbildung 23: Grafische Darstellung der Ergebnisse pro Tonne Transportmedium

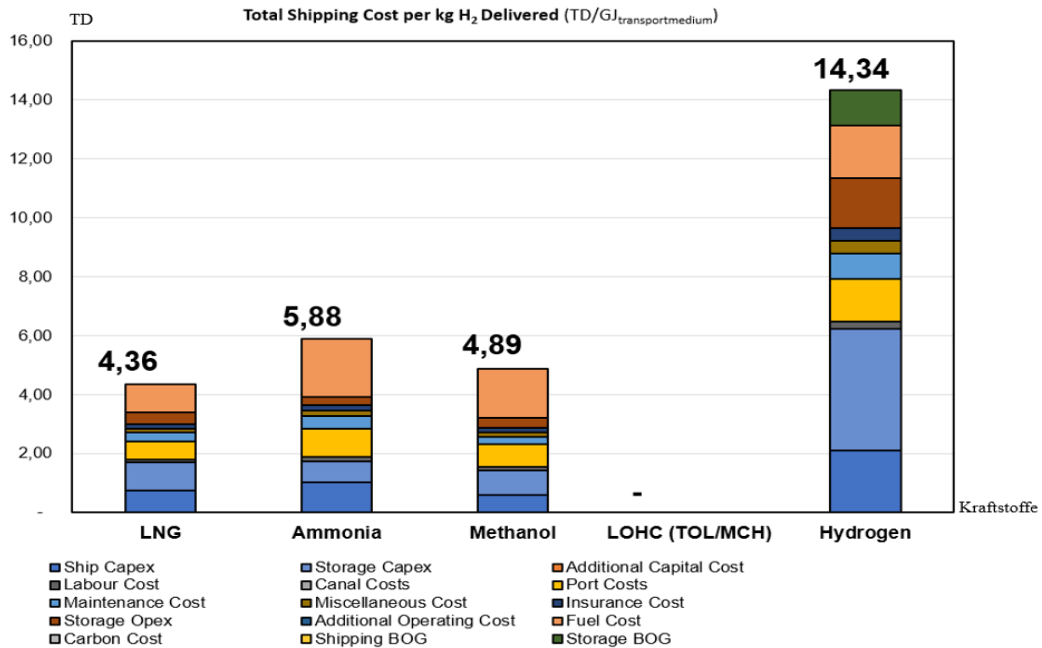


Abbildung 24: Grafische Darstellung der Ergebnisse pro Gigajoule Transportmedium

Zusammengefasst betragen die Kosten für den Wasserstofftransport 1,72 tunesische Dinar pro Kilogramm Wasserstoff bzw. 0,52 Euro, 1.720,66 tunesische Dinar pro Tonne bzw. 518,84 Euro oder 14,34 tunesische Dinar pro Gigajoule Transportmedium bzw. 4,32 Euro.

Zur Untersuchung der Wasserstoffverluste wird auf die Ergebnisse von Ulf Bossel (Quelle: [46], S. 29) verwiesen. Er betrachtete alle Phasen der Wasserstoffkette von der Energieerzeugung bis zur Nutzung. Im Einzelnen betrachtete er den Wirkungsgrad der Elektrolyse, die Verluste bei der Gasformung, der Kompression oder Verflüssigung des Wasserstoffs, die Verluste bei der Verteilung und Übertragung sowie die Verluste bei der Speicherung und der Verstromung durch Brennstoffzellen.

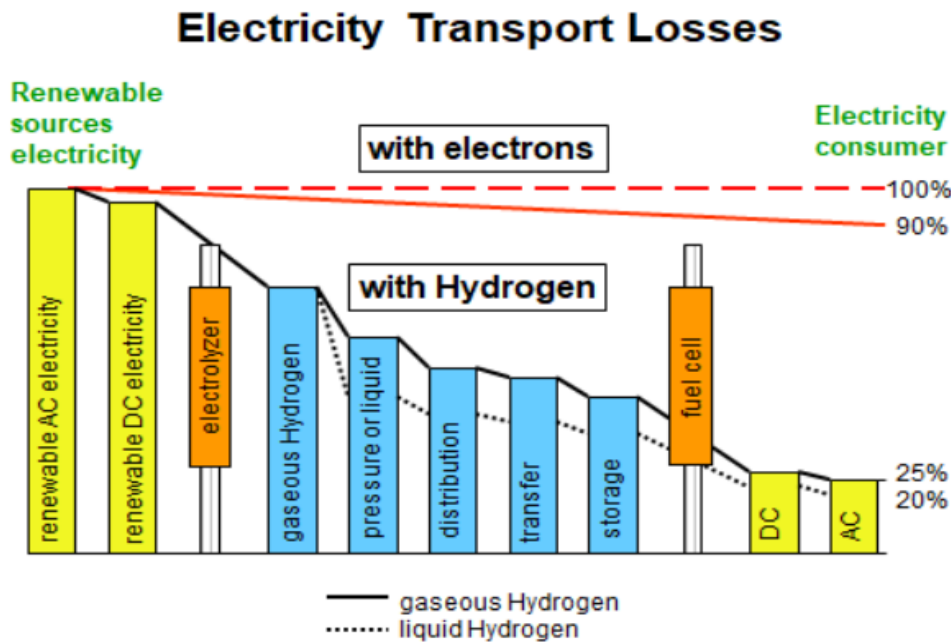


Abbildung 25: Transportverluste bei Strom und Wasserstoff (Quelle: [46], S. 29)

Wie die obige Abbildung zeigt, sind die Verluste beim Transport von Wasserstoff sehr hoch. Bis zu 75-80 % der Energie gehen bei der Verteilung, dem Transport und der Umwandlung in Elektrizität verloren. Die effiziente Speicherung von Wasserstoff könnte jedoch das stärkste Argument für die verstärkte Nutzung von Wasserstoff werden. Um als Alternative zum Transport von Elektrizität zu dienen, muss jedoch eine wesentlich größere Menge Wasserstoff transportiert werden, um die gleiche Energiemenge zu erhalten.

Für die Zukunft spielt Wasserstoff zweifellos eine wichtige Rolle und ist nicht wegzudenken. Es ist jedoch wichtig, an besseren und effizienteren Transportmöglichkeiten zu arbeiten, um den Einsatz von Wasserstoff noch attraktiver zu machen.

4.4 Technische Komponenten der alternativen Lösungsvorschläge

Aus wirtschaftlicher Sicht können Einsparungen erzielt werden, wenn die Gesamtkosten einschließlich der Lieferkosten und der Risikoanalyse betrachtet werden. Im HySupply Tool wird insbesondere auf die Höhe der Investitionskosten (im Folgenden **CAPEX** genannt) und der Betriebskosten (im Folgenden **OPEX** genannt) eingegangen.

Der erste Teil des HySupply Tools befasst sich mit den finanziellen Annahmen, da diese unabhängig recherchiert und speziell auf Tunesien zugeschnitten wurden, um eine hohe Glaubwürdigkeit zu gewährleisten. Der nächste Teil befasst sich mit den Annahmen für Schiffe, Kanäle und Häfen. Die Annahmen für Schiffe basieren auf den World Bunker Prices (Quelle: [47]), während die meisten anderen Annahmen aus dem International Journal of Hydrogen Energy (Quelle: [48]) und dem Energy Report (Quelle: [49]) entnommen wurden. Es ist jedoch anzumerken, dass die Annahmen zu Kanälen und Häfen für den Schiffstransport nach Deutschland in diesem Kontext nicht relevant sind.

Der International Journal of Hydrogen Energy Report wurde von den Entwicklern des HySupply-Tools in Zusammenarbeit mit dem ARC Training Centre for the Global Hydrogen Economy und der School of Chemical Engineering, The University of New South Wales, Sydney, NSW 2052, Australien entwickelt. Das Tool ist sehr neu und wird ständig aktualisiert, um auf dem neuesten Stand zu bleiben. Aus diesem Grund kann das Tool als zuverlässig angesehen werden, so dass es ohne Probleme verwendet werden kann und die Ergebnisse nach dem aktuellen Stand der Technik korrekt sind.

4.5 Zeitliche Variabilität: Auswirkung und Analyse

Im Kapitel zur zeitlichen Variabilität soll untersucht werden, welche Komponenten oder Bedingungen verbessert werden müssen, um Verbesserungen im Energietransport zu erreichen. Dabei werden sowohl technische als auch politische Aspekte berücksichtigt.

Eine Handelspartnerschaft zwischen Tunesien und Deutschland könnte durch die Monopolstellung der STEG erschwert werden. Obwohl jüngste Projekte gezeigt haben, dass Power Purchase Agreements (im Folgenden **PPA** genannt) möglich sind (Quelle: [50]), ist unklar, inwieweit die STEG Tunesien entgegenkommt. Ebenso ist unklar, inwieweit die STEG von den PPA profitiert. Es kann nur gesagt werden, dass die Monopolstellung der STEG den Aufbau einer guten und gesunden Energiepartnerschaft erschweren könnte. Es kann klar gesagt werden, dass es ohne die Monopolstellung der STEG einfacher wäre, eine gute und gesunde Energiepartnerschaft aufzubauen.

Da der Bau von Elektrolyseanlagen in Deutschland erst vor kurzem begonnen hat und es noch keinen konkreten Markt für Wasserstoff gibt (Quelle: [51]), kann über die Effizienz des Baus noch nicht viel gesagt werden. HGÜ und Freileitungen hingegen existieren bereits und können als zuverlässig für den regelmäßigen Transport großer Strommengen angesehen werden. Da PtX noch in den Kinderschuhen steckt, ist noch nicht absehbar, welche Verbesserungen die Zeit bringen wird. Es kann daran gearbeitet werden, die Verluste und Kosten bei der Kompression und Verflüssigung zu reduzieren. Insgesamt gibt es aus technischer Sicht nur wenige Faktoren, die den Energietransport beeinflussen oder stören könnten.

5 Entwicklungs- und Aufbauszenarien

In dieser Bachelorarbeit wurde von Anfang an und kontinuierlich mit Prognosen und Literatur gearbeitet, da es in dieser Arbeit um eine mögliche zukünftige Energiepartnerschaft zwischen Tunesien und Deutschland geht. Dabei wurden verschiedene Aspekte wie der Strombedarf Deutschlands und das Wasserstoffproduktionspotential Tunesiens berücksichtigt. Des Weiteren wurden gängige Transportmethoden wie Schiffs- und LKW-Transport beschrieben und die beiden verwendeten Tools mit aktuellen Daten parametrisiert. Ein Zukunftsszenario wurde entwickelt und mit der heutigen Situation verglichen. Die tatsächliche Umsetzung und Ausgestaltung dieser Szenarien können jedoch nicht mit Sicherheit vorhergesagt werden. Es wurde jedoch versucht, bei der Parametrisierung und der Darstellung der Prognosen so nah und so genau wie möglich zu sein.

Dieses Kapitel befasst sich mit dem Zeitbedarf für die Realisierung der notwendigen Komponenten, dem Investitionsbedarf und den Erwartungen an eine mögliche Energiepartnerschaft.

5.1 Zeitrahmen zur Umsetzung der erforderlichen Komponenten

Das Projekt einer Energiepartnerschaft zwischen Afrika und Europa wurde in der Vergangenheit bereits mehrfach ins Auge gefasst. Es gibt bereits viele bestehende Arbeiten, auf die zurückgegriffen werden muss, um die Realisierung der notwendigen Komponenten vom heutigen Stand bis zum Ziel zu bewerten. Eines der bekanntesten Projekte aus der Vergangenheit ist das Desertec-Projekt (Quelle: [6]).

Der Klimawandel und die Verknappung von Ressourcen wie Erdöl und Erdgas sind seit langen wichtigen Themen, mit denen sich die Menschheit auseinandersetzen muss. Daher müssen Methoden und Projekte entwickelt werden, um Treibhausgase zu reduzieren und alternative Wege zur Erzeugung erneuerbarer Energien zu finden. Das Desertec-Projekt wurde entwickelt, um

grünen Strom an energiereichen Standorten auf der ganzen Welt für den lokalen Verbrauch zu erzeugen, aber auch, um ihn über HGÜ in Industrieregionen zu exportieren. Desertec und andere Projekte haben unter anderem gezeigt, dass ein großflächiges Stromnetz aus 100 Prozent erneuerbaren Energien technisch möglich und wirtschaftlich tragfähig ist. Politisch stellt dies jedoch eine große Herausforderung dar (Quelle: [52]).

Auch in dieser Arbeit kann festgehalten werden, dass es keine technischen Hindernisse für eine Energiepartnerschaft gibt. Sei es durch eine HGÜ-Verbindung und Freileitungen von Tunesien nach Deutschland oder den Transport von Wasserstoff per Schiff, Pipeline oder anderen Möglichkeiten. Durch den wirtschaftlichen Aufschwung und die Energiewende ist es sehr wahrscheinlich, dass Deutschland seinen Verbrauch nicht allein decken kann. Auch für den Transport von Wasserstoff aus Tunesien nach Deutschland gibt es viele Möglichkeiten.

Die STEG als Übertragungsnetzbetreiber ist ein eigener Staat im Staat. Der ÜNB ist für die Erzeugung, Verteilung, Vermarktung und alles andere verantwortlich. Aufgrund seiner Monopolstellung ist Tunesien stark von den Aktivitäten der STEG abhängig, um eine erfolgreiche Zusammenarbeit mit anderen Ländern aufzubauen. Obwohl jüngste Projekte wie die PPAs von ABO Wind (Quelle: [50]) zeigen, dass eine Partnerschaft mit Tunesien möglich ist, ist nicht klar, wann eine dauerhafte und für beide Seiten vorteilhafte Energiepartnerschaft entstehen könnte.

Der Erfolg einer Energiepartnerschaft mit Tunesien hängt stark davon ab, ob die STEG tatsächlich mehr in Erneuerbare-Energie-Anlagen investiert und ob Tunesien seine energiepolitischen Ziele tatsächlich umsetzen kann. Durch den Atomausstieg in Deutschland und die Reduzierung der Treibhausgase könnte eine Energiepartnerschaft für Deutschland in Zukunft eine sehr gute Alternative sein.

5.2 Investitionsbedarfe und Betriebskosten im Überblick

In diesem Abschnitt sollen der Investitionsbedarf und die Betriebskosten für die Projekte in tabellarischer Form dargestellt werden.

Die Investitionskosten werden nur für die Verbindungsleitung zwischen Tunesien und Sizilien berücksichtigt, nicht aber für die bereits bestehenden Leitungen des Entso-E-Verbundes von

Italien nach Deutschland. Es ist jedoch zu beachten, dass in beiden Szenarien der zur Stromerzeugung notwendige Solarpark bereits vorhanden ist.

Das ELMED-Projekt wurde von den Übertragungsnetzbetreibern Tunesiens und Italiens initiiert. Bei der geplanten Verbindungsleitung handelt es sich um eine 500 kV/600 MW HGÜ-Leitung mit einer Länge von 200 km und einer Tiefe von 750 m. Das neu errichtete Umspannwerk in Menzel Temime in Tunesien soll mit dem bereits bestehenden Umspannwerk in Partanna auf Sizilien verbunden werden. Neben den Projektkosten für die Verbindungsleitung werden auch die Kosten für das 22-44 km lange Erdkabel berücksichtigt, das den See Mast mit den beiden Umspannwerken verbindet. Außerdem muss auf tunesischer Seite eine neue 400-kV-Freileitung gebaut werden, um die Verbindungsleitung mit dem tunesischen Netz zu verbinden. Die geschätzten Gesamtkosten für die Verbindungsleitung belaufen sich auf **920 Millionen Euro**. Die Finanzierung soll 2023 abgeschlossen sein, die Inbetriebnahme ist für 2028 geplant. Detailliertere Informationen wurden angefordert, um eine genauere Investitionsschätzung vornehmen zu können, aber das Dokument, das für die Informationen verwendet wurde, ist das einzige, das veröffentlicht wurde, so dass eine detaillierte Aufstellung der Investitions- und Betriebskosten nicht möglich ist (Quelle: [40]).

Tabelle 5: Investitionskosten der HGÜ-ELMED

<i>Bezeichner</i>	<i>Gesamt (€)</i>
HGÜ-Leitung 500 kV/600 MW	920.000.000
○ Umspannwerk (Menzel Temime)	
○ 22-44 km Erdkabel	
○ 400-kV-Freileitung	
Gesamtsumme	920.000.000
Annahme: pro km HGÜ	1.500.000 - 2.000.000
HGÜ-Leitung länge laut Modell 1815 km	2.700.000.000 – 3.600.000.000

Geht man davon aus, dass der Bau eines Kilometers HGÜ ca. 1,5 bis 2 Mio. Euro kostet, ergibt sich bei einer Gesamtlänge von 1.815 km ein Gesamtbetrag von 2,7 bis 3,6 Mrd. Euro. Da es

sich hierbei jedoch nur um eine Annahme handelt, wird diese im weiteren Verlauf der Arbeit nicht weiter berücksichtigt.

Um ein möglichst realitätsnahes Beispiel für die Ermittlung der Investitions- und Betriebskosten zu erhalten, wurden im Rahmen der Recherche mehrere Hersteller von Elektrolyseanlagen und innovative Dienstleister wie die EWE kontaktiert. Es wurde um die Zusendung einer Beispielanlage mit Blockschaltbild und Kostenaufstellung gebeten. Leider konnten die kontaktierten Ansprechpartner aus Geheimhaltungsgründen keine Daten zur Verfügung stellen. Als Antwort wurden jedoch einige hilfreiche, aber sehr alte Studien zugesandt.

Die Investitionskosten für eine Elektrolyseanlage mit 320 bis 500 MW belaufen sich laut EWE auf rund eine halbe Milliarde Euro. Die Jahresproduktion liegt bei einer Milliarde Kilowattstunden grünem Wasserstoff (Quelle: [51]).

Für die Kostenbetrachtung wird im Wesentlichen auf die Studie zur Planung einer Demonstrationsanlage zur Herstellung von Wasserstoff als Kraftstoff durch Elektrolyse mit Druckzwischenlagerung aus dem Jahr 2014 zurückgegriffen (Quelle: [53]). Die Studie vergleicht die Kosten einer 5 MW und einer 100 MW Anlage. Bei den Investitions- und Betriebskosten wird von den gleichen Komponenten ausgegangen. Der Einfachheit halber wird ebenfalls von einer 100 MW-Anlage ausgegangen. Die Gesamtkosten werden mit den Investitionskosten der 320 MW-Anlage verglichen, um festzustellen, ob diese realistisch sind.

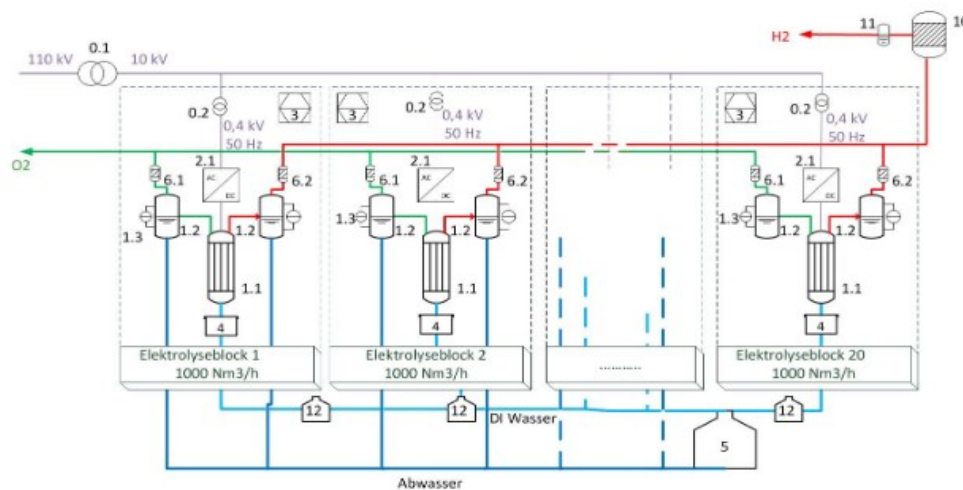


Abbildung 26: Fließbild einer 100 MW-Elektrolyseanlage [53] (S. 30)

Die Abbildung 26 zeigt das Fließbild einer 100 MW Elektrolyseanlage. Die Anlage ist in 20 einzelne Elektrolysemodule unterteilt, wobei jedes Modul eine Produktionsrate von $1000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ aufweist. Insgesamt ergibt sich somit eine Gesamtproduktion von $20.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$. Für die Stromversorgung wird für jedes Elektrolysemodul ein eigener Gleichrichter sowie ein Mittelspannungstransformator $10 \text{ kV}/0,4 \text{ kV}$ benötigt. Um den Kupfereinsatz zu reduzieren, wird bei der PEM-Elektrolyse ein Hochspannungstransformator zwischengeschaltet, der die Spannung von 100 kV auf 10 kV heruntertransformiert. Zur Speicherung der Elektrolyten werden zehn Stahlbehälter mit einem Volumen von 6 m^3 benötigt. Für die Umwälzung und Spülung der Behälter sind vier Chemie-Kreiselpumpen in laugenbeständiger Ausführung erforderlich. Im Nennbetrieb benötigt jeder Elektrolyseur ca. 1020 l/h . Für die Speisewasserversorgung sind zehn Speisewasserbehälter mit einem Volumen von 5 m^3 vorgesehen. Jeder Elektrolyseur verfügt über eine separate Speisewasserpumpe, die das gereinigte Wasser zu den Gaswäschern der Elektrolyseure pumpt. Zur Gasanalyse ist jeder Elektrolyseur mit einer separaten Gasanalyse ausgestattet. Für die Verdichtung des Wasserstoffs werden zehn Kompressoren benötigt, die den Druck von 75 bar aufrechterhalten. Der Wirkungsgrad der Anlage wird auf $68\text{-}72 \%$ Ultrahochvakuum (im Folgenden **UHV** genannt) geschätzt. Die Lebensdauer eines Elektrolyseurs liegt zwischen 10 und 30 Jahren (Quelle: [53], S. 31).

Tabelle 6: Komponenten einer 100 MW-Anlage [53] (S. 33)

<i>Nr.</i>	<i>Bezeichnung</i>
0.1	Hochspannungstransformator $110\text{kV}/10\text{kV}$
0.2	Mittelspannungstransformator $10\text{kV}/0,4\text{kV}$
1.1	Alkali- Elektrolyse Stack
1.2	Gas- und Elektrolysetrennung
1.3	Messtechnik/Anzeigen vor Ort
2.1	Gleichrichter
3	Steuerung und Prozessvisualisierung

4	KOH-Management
5	Wasseraufbereitung
6.1	Gasanalytik O2
6.2	Gasanalytik H2
9	Wasserstoffkompressoren
10	Wasserstoffreinigung
11	Spurengasanalytik
12	DI-Wasserverteilung

In Tabelle 6 sind alle im Fließbild enthaltenen Komponenten aufgeführt. Nicht dargestellt sind die Wasserstoffkompressoren, die sich vor der Wasserstoffreinigung befinden sollten und die Gaswäscher, die sich vor den Wasserstoffkompressoren und den Niederdruckspeichern befinden sollten.

In Tabelle 7 sind die Mengen, Stückpreise und Gesamtpreise gemäß der oben genannten Studie dargestellt.

Tabelle 7: Investitionskosten für eine 100 MW-Anlage [53] (S. 35)

<i>Bezeichner</i>	<i>Menge</i>	<i>Stück (€)</i>	<i>Gesamt (€)</i>
Elektrolyseure	20	2.000.000	40.000.000
○ Mittelspannungstransformator 10/0,4 und Gleichrichter			
○ Steuerung und Proessvisualisierung			
○ KOH-Management			
○ Gasanalytik			
○ Raumlufüberwachung			
○ Speisewasserverteilung und Feinwasserkreislauf			
Hochspannungstransformator 100/10	1	2.100.000	2.100.000

Entwicklungs- und Aufbauszenarien

Wasseraufbereitung	2	255.000	510.000
Spurengasanalytik	2	22.000	44.000
Wasserstoffreinigung	2	700.000	1.400.000
Satz Armaturen und Rohrleitungen	1	366.000	366.000
Satz Ersatzteile	1	300.000	300.000
Montageüberwachung und Inbetriebnahme	1	408.800	408.800
Wasserstoffkompressoren (75 bar)	10	720.000	7.200.000
Gesamtsumme			52.328.800

Die Investitionskosten belaufen sich laut der Studie auf 52.328.800 Euro.

Es ist jedoch zu beachten, dass die Investitionskosten keine Gebäudekosten beinhalten, da diese je nach Standort variieren können. Auch die OPEX-Kosten, also die laufenden Betriebskosten, sind schwer abzuschätzen, da sie stark vom gewählten Strombeschaffungskonzept abhängen.

Die Investitionskosten einer 100 MW-Anlage sind im Vergleich zu den Gesamtkosten einer 320 MW-Anlage gering. Dies liegt zum einen an den geringeren Stückzahlen. Es ist jedoch zu beachten, dass die angegebenen Preise aus dem Jahr 2014 stammen und somit veraltet sind. Eine Aktualisierung der Preise wäre wünschenswert, um die Gesamtkosten besser vergleichen zu können.

Da jedoch alle angefragten Hersteller keine aktuelleren Angaben zu den Komponenten machen konnten, ist davon auszugehen, dass die heutigen Preise aufgrund von Inflation und Rohstoffknappheit bzw. -verfügbarkeit deutlich höher sind als vor 10 Jahren. Für den Vergleich mit dem Transportweg über HGÜ sollte daher der Preis der EWE herangezogen werden, der für eine 320-500 MW Anlage bei ca. **500 Mio. Euro** lag (Quelle: [51]).

5.3 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse nochmals gegenübergestellt und verglichen, wobei wirtschaftliche und technische Parameter gegenübergestellt werden. Da Angaben zu den Investitions- und Betriebskosten aus Geheimhaltungsgründen nur sehr schwer zu erhalten waren, musste auf Aussagen der EWE und der German Training & Invest (im Folgenden **GTAI** genannt) zurückgegriffen werden (Quelle: Interviews).

Genaue Absatzzahlen lagen nicht vor, so dass auf die Ergebnisse der Interviews zurückgegriffen werden musste. Laut Dr. Geert Tjarks, Leiter der Geschäftsfeldentwicklung bei EWE, kann eine Anlage mit einer Leistung von 320-500 MW ca. 30.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr produzieren. Der Preis für grünen Wasserstoff aus Solarenergie liegt bei 6 Euro/kg, grüner Wasserstoff aus Windenergie kostet 4 Euro/kg (Quelle: [54]). Bei einem angenommenen Durchschnittspreis von 5 Euro/kg ergibt sich für 30.000 Tonnen Wasserstoff ein potenzieller Umsatz von ca. **150 Mio. Euro**.

Für Strom sieht die Rechnung anders aus. Unter der Annahme, dass der Strom kontinuierlich über 24 Stunden mit einer Leistung von 600 MW eingespeist wird, soll der jährliche Umsatz ermittelt werden. Dazu wird der aktuelle Marktwert für den Monat April von 100,74 Euro/MWh (Quelle: [55]) herangezogen. Multipliziert mit diesen Werten, ergibt sich ein geschätzter Umsatz von ca. **564,494 Mio. Euro**.

Tabelle 8: Zusammenfassung der Ergebnisse

<i>Parameter</i>	<i>Strom-HGÜ</i>	<i>PtX-Elektrolysen Anlage</i>
Verluste	1-10%	75-80%
Leistung	600 MW	Skalierbar je nach Schiffen
Investitionskosten	920 Mio. Euro	500 Mio. Euro
Umsatz	564,494 Mio. Euro	150 Mio. Euro

5.4 Interviews und Literatur

Diese Arbeit basiert auf drei Hauptaufgaben: der Modellierung der HGÜ, der wirtschaftlichen Berechnung mit HySupply und der Literatur- und Interviewrecherche. Leider verfügt das HySupply-Tool nicht über eine Funktion zur Darstellung von Verlusten. Aus diesem Grund wurde auf die Arbeit von Ulf Bossel, einem Experten auf dem Gebiet der Wasserstoffwirtschaft, zurückgegriffen. Seine Arbeit „Hydrogen economy: What future?“ (Quelle: [46], S. 29) ist eine umfassende Studie, die die gesamte Wasserstoffkette von der regenerativen Erzeugung über Elektrolyse, Gasformung, Kompression oder Verflüssigung bis hin zu Verteilung, Transport, Speicherung und schließlich Verstromung durch Brennstoffzellen betrachtet.

Bei der Suche nach den Quellen wurden verschiedene Methoden ausprobiert, um an gute Quellen zu gelangen. Wie man es aus der Schule kennt, war die erste Methode, Google zu durchsuchen, um zu sehen, welche Quellen angezeigt werden und ob man gute Stichworte herauskristallisieren kann, die man später verwenden kann. Für eine gute Literatursammlung war diese Methode nur halb so gut, sie gab einen guten Überblick über das Thema, aber nicht genug Input für eine gute Zusammenstellung. Dank meines betreuenden Professors war eine gute Recherchearbeit bereits in den Semestern zuvor der Schlüssel zu einer guten Zusammenfassung und Gliederung eines Themas. Im Wesentlichen gab es zwei Methoden, die zu einer großen und verlässlichen Menge an Literatur führten.

Zum einen waren die Interviews sehr hilfreich, da es viele engagierte Mitarbeiter gibt, die einem Studenten gerne weiterhelfen, so dass man eine große Anzahl von Quellen zusammentragen konnte, bei denen man sicher sein konnte, dass sie vertrauenswürdig waren. Dies war oft notwendig, da die Quellenlage in einigen Punkten nicht schlüssig war.

Auf der anderen Seite gibt es Suchportale wie Google Scholar und Scimedirect, mit denen man mit Stichworten wie Energiepartnerschaft, Energielogistik, Power-to-X, Africa-Europe energy cooperation, Investments in energy infrastructure Africa-Europe, Hydrogen partnership between Europe and North Africa eine Vielzahl von Quellen herausfiltern kann aber um nicht alle Quellen lesen zu müssen, gibt es PlumX, das einem hilft, die meisten Stichworte herauszufiltern, so dass man gezielter nach bestimmten Quellen suchen kann. Natürlich haben beide

Suchmaschinen ein Ranking nach Wichtigkeit, so dass man sicher sein kann, dass sich unter den ersten 10 Ergebnissen etwas sehr Nützliches befindet.

Die wichtigsten Interviews:

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (im Folgenden **EWI** genannt) und **Dena Leitstudie**: Deutschland ist derzeit einer der größten Energieverbraucher in Europa. Die steigende Energienachfrage, insbesondere in der Industrie, wird sich voraussichtlich auch in Zukunft nicht abschwächen (Quelle: [3], ab S. 178). Gleichzeitig hat sich Deutschland ehrgeizige Ziele für den Klimaschutz und die Energiewende gesetzt. Im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens hat sich Deutschland verpflichtet, seine THGE zu reduzieren (Quelle: [1]). Um dieses Ziel zu erreichen, ist es notwendig, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung deutlich zu erhöhen und den Einsatz fossiler Energieträger zu reduzieren. Die Energiewende soll dafür sorgen, dass in Zukunft ein immer größerer Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien wie Wind- und Sonnenenergie stammt. Dabei sollen auch Speichertechnologien weiterentwickelt werden, um die Schwankungen bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszugleichen. Der Umstieg auf erneuerbare Energien ist jedoch mit erheblichen Investitionen und Anstrengungen verbunden, die Deutschland nicht allein bewältigen kann. Es ist daher zu erwarten, dass Deutschland in Zukunft verstärkt auf klimafreundliche Stromimporte angewiesen sein wird, um seinen Bedarf zu decken. Diese Importe sind jedoch nicht nur teuer, sondern auch von politischen Entwicklungen in den jeweiligen Exportländern abhängig. Eine stabile und sichere Energieversorgung könne daher nur durch einen Mix aus erneuerbaren Energien und einer effizienten und vorausschauenden Energiepolitik erreicht werden. Ähnlich sieht es Timmermann, der die Bedeutung einer Wasserstoffpartnerschaft zwischen Deutschland und Afrika erkannt hat (Quelle: [8]).

Deutsch-Tunesische Industrie- und Handelskammer (im Folgenden **AHK** genannt): Die AHK Tunesien ist eine Organisation mit einem breiten Aufgabenspektrum, das es ihr ermöglicht, ein tiefes Verständnis für die wirtschaftliche Entwicklung des Landes zu erlangen. Eine ihrer Hauptaufgaben ist die Beratung deutscher und tunesischer Unternehmen beim Aufbau von Geschäftsbeziehungen. Darüber hinaus führt sie umfangreiche Marktforschungen durch, um Trends und Entwicklungen in der Wirtschaft zu identifizieren. Darüber hinaus fördert sie Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen im wirtschaftlichen Bereich, um die Kompetenzen und

Kenntnisse der Mitarbeiter zu verbessern. Die AHK Tunesien hat sich durch die intensive Arbeit und die große Expertise ihrer Mitarbeiter einen umfassenden Überblick über die wirtschafts- und energiepolitischen Ziele des Landes verschafft. Dabei wurde festgestellt, dass Tunesien über ein enormes Potenzial und eine sehr hohe Energiedichte verfügt, was das Land zu einem vielversprechenden Partner im Energiebereich macht (Quelle: [37]). Mit ihren Erkenntnissen und ihrem Wissen können sie wichtige Impulse für die wirtschaftliche Entwicklung Tunesiens geben. So gibt es bereits seit 2008 Initiativen zur Errichtung von HGÜ-Verbindungen, um den Transport von Strom aus erneuerbaren Energien zwischen Europa und Nordafrika zu ermöglichen (Quelle: [21]).

Die Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (im Folgenden **GIZ** genannt): Die GIZ ist ein Bundesunternehmen der internationalen Zusammenarbeit mit dem Ziel, weltweit nachhaltige Entwicklung und wirtschaftliches Wachstum zu fördern, die Lebensbedingungen der Menschen zu verbessern und globale Herausforderungen wie Klimawandel, Armut und Konflikte zu bewältigen. Dazu arbeitet die GIZ mit Regierungen, Unternehmen, zivilgesellschaftlichen Organisationen und anderen Partnern in über 130 Ländern zusammen, um Projekte und Programme umzusetzen, die diesen Zielen dienen. Im tunesischen Kontext hat die GIZ wichtige Arbeit geleistet, um das Land bei der Umsetzung nachhaltiger und wirtschaftlicher Entwicklungsziele zu unterstützen. In Gesprächen mit der GIZ wurde jedoch deutlich, dass die Situation in Tunesien auch Herausforderungen mit sich bringt. Insbesondere die staatliche tunesische Elektrizitätsgesellschaft STEG hat eine Monopolstellung im Land und ist für die Vermarktung, Verteilung und Erzeugung von Strom zuständig. Diese Position hat dazu geführt, dass die STEG als „Staat im Staate“ angesehen wird und in gewisser Weise unabhängig agieren kann. Dies hat zur Folge, dass trotz des enormen Potenzials für erneuerbare Energien in Tunesien nur ca. 5 % des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen (Quelle: [24]). Dennoch hat die STEG einen hohen Stromversorgungsgrad erreicht, da fast 99,5 % der Bevölkerung Zugang zu Elektrizität haben. Aufgrund des hohen Eigenbedarfs an Strom und der Abhängigkeit von algerischem Gas zur Stromerzeugung ist Tunesien jedoch auf ausländische Energiequellen angewiesen. Die GIZ hat ein differenziertes Bild von der STEG und ihrer Rolle in Tunesien. Einerseits ist die STEG von zentraler Bedeutung für die Energieversorgung des Landes und hat großen Einfluss auf den Ausbau der erneuerbaren Energien. Andererseits bestehen aufgrund der Marktposition der STEG-Herausforderungen bei der Umsetzung von

Erneuerbare-Energien-Projekten. Insgesamt ist jedoch klar, dass eine Zusammenarbeit zwischen der GIZ und der STEG notwendig ist, um Tunesien auf dem Weg zur Energiewende zu unterstützen und die Herausforderungen auf dem Weg dorthin zu meistern. Die Auswirkungen der nordafrikanischen Importe auf Europa können im Artikel „Electric Power Systems Research“ nachgelesen werden (Quelle: [42]).

STEG: Als führendes Energieunternehmen in Tunesien spielt die STEG eine entscheidende Rolle bei der Erreichung der energiepolitischen Ziele des Landes. Aufgrund der undurchsichtigen Arbeitsweise der STEG ist es jedoch schwer zu sagen, inwieweit diese Ziele tatsächlich erreicht werden können. Bekannt ist jedoch, dass die STEG die ELMED unterstützt (Quelle: [40]), eines der größten und wichtigsten Projekte, das Tunesien den Zugang zum europäischen Netz ermöglicht. Es scheint also, dass die STEG den Weg der internationalen Zusammenarbeit und einer offeneren Haltung gegenüber erneuerbaren Energien eingeschlagen hat. Die Vorgehensweise der STEG ist jedoch sehr fragwürdig. In meiner Arbeit habe ich versucht, die STEG in verschiedenen Sprachen und Formen zu erreichen, um mehr über das tunesische Netzwerk zu erfahren. Nach langem Warten teilte mir die GIZ mit, dass es schwierig sei, Informationen von der STEG zu erhalten. Die STEG will auch bei den erneuerbaren Energien mitreden. Deshalb hat sie eine Tochtergesellschaft gegründet, die sich mit allen Fragen rund um erneuerbare Energien beschäftigt. Dies wirft Fragen nach der Effizienz und Transparenz der STEG auf. Zusammenfassend stehe ich der STEG mit gemischten Gefühlen gegenüber und bin gespannt, wie sich die Zukunft entwickeln wird. Die unklare Arbeitsweise der STEG und ihre Rolle bei der Förderung erneuerbarer Energien sind Punkte, die weiter beobachtet werden müssen, während Tunesien seine energiepolitischen Ziele verfolgt. Die GIZ hat die Monopolstellung der STEG mehrfach bestätigt.

DIgSILENT: Die Firma DIgSILENT hat sich in der Energiebranche einen Namen gemacht, indem sie sich auf die Entwicklung von Simulations- und Planungssoftware für die Stromnetzanalyse spezialisiert hat. Mit seinen Softwareprodukten ermöglicht DIgSILENT Energieversorgungsunternehmen, Ingenieurbüros und Forschungseinrichtungen die Erstellung und Analyse komplexer Stromnetzmodelle, um die Zuverlässigkeit und Effizienz des Stromnetzes zu verbessern. Als Kunde mit einer selbst beantragten Lizenz kann ich sagen, dass die Zusammenarbeit mit DIgSILENT äußerst angenehm war. Von der ersten Kontaktaufnahme über die

Beratung bis hin zum technischen Support wurde ich stets schnell und professionell betreut. Das Unternehmen hat sich sehr bemüht, mir bei jedem Problem und jeder Herausforderung zur Seite zu stehen und eine schnelle Lösung zu finden. Dies war besonders beeindruckend, da ich eine kostenlose Lizenz der Software benutzte. Die größte Herausforderung bei der Arbeit mit der Software war die Bedienung selbst. Die Anwendung erforderte ein gewisses Maß an Fachwissen und technischer Kompetenz, um komplexe Netzwerke korrekt simulieren und analysieren zu können. Hierbei halfen mir jedoch die umfangreichen Tutorials und das Handbuch der Software. Ohne diese Hilfe wäre es schwierig gewesen, das volle Potenzial der Software auszuschöpfen. Abschließend kann ich sagen, dass ich mit der Leistung von DIGSILENT sehr zufrieden war und auch in Zukunft gerne mit ihnen zusammenarbeiten werde. Die Professionalität, das Fachwissen und der Support des Unternehmens haben mich überzeugt und ich würde die Produkte und Dienstleistungen von DIGSILENT jedem empfehlen, der in der Energiebranche tätig ist.

HySupply: Insgesamt habe ich mit dem DIGSILENT-Tool gute Erfahrungen gemacht. Was das HySupply-Tool betrifft, muss ich sagen, dass ich damit leider nicht so gute Erfahrungen gemacht habe. Das Tool wurde von australischen Forschern entwickelt, um die Welt mit Wasserstoff vertraut zu machen. Wenn man bedenkt, dass diese Technologie noch nicht so weit verbreitet ist, ist es sicher sehr hilfreich, solche Tools kostenlos nutzen zu können. Bei der Arbeit mit dem Tool sind mir jedoch einige Probleme aufgefallen, die ich den Forschern mitgeteilt habe. Leider habe ich trotz mehrmaliger Kontaktaufnahme nie eine Antwort erhalten. Ich konnte lediglich die fertigen Excel-Arbeitsmappen kostenlos von der GlobH2E-Website herunterladen (Quelle: [39]). Es gab zwei Kontaktdaten von Forschern, an die ich mich bei Fragen oder Problemen wenden konnte. Insgesamt sind die Ergebnisse und Untersuchungen der australischen Forscher und ihres Teams nützlich und wichtig für die Industrie. Sie sollten sich jedoch mehr auf die Beantwortung spezifischer Fragen zum Werkzeug konzentrieren, um eine bessere Zusammenarbeit und ein positiveres Image des Unternehmens zu ermöglichen. In meinem Fall gab es leider keine Zusammenarbeit, was das Image des Unternehmens etwas geschwächt hat.

EWE: EWE ist ein deutsches Energieunternehmen mit Sitz in Oldenburg, das in den Bereichen Strom, Gas, Telekommunikation und erneuerbare Energien tätig ist. Das Unternehmen

engagiert sich auch in der Forschung und Entwicklung neuer Technologien im Energiebereich, insbesondere im Bereich der Power-to-Gas-Systeme, die überschüssigen Strom in Wasserstoff umwandeln können. In Zusammenarbeit mit der EWE konnten die Kosten für eine Elektrolyseanlage ermittelt werden. Die Zusammenarbeit mit EWE war sehr positiv, von den ersten Kontakten bis hin zu detaillierten Preisankündigungen und Recherchen hat mir das Unternehmen sehr geholfen. Dank EWE konnte ich auf eine ältere, aber dennoch gute Quelle zurückgreifen, um die Kosten für die einzelnen Komponenten einer Elektrolyseanlage zu ermitteln. Obwohl die Quelle etwas älter war, konnte ich mir dennoch ein gutes Bild von den Kosten einer Elektrolyseanlage machen. Schließlich wurde für den Vergleich mit einer HGÜ-Verbindung der Preis der EWE für eine 500 MW-Anlage herangezogen, da dieser nahe an der 600 MW HGÜ ELMED lag. Es wurde deutlich, dass der Bau einer 600 MW HGÜ fast doppelt so teuer ist wie der Bau einer Elektrolyseanlage.

World Bank Group und **GTAI**: Die World Bank Group ist eine internationale Finanzinstitution, die sich für Armutsbekämpfung und nachhaltige Entwicklung in Entwicklungsländern einsetzt. Die GTAI unterstützt deutsche Unternehmen bei der Internationalisierung durch umfassende Informationen und Beratung zu Export, Investitionen und Geschäftspartnersuche im Ausland. Nach einem kurzen Austausch mit diesen Organisationen erhielt ich eine Zusammenfassung des Umwelt- und Sozialauditkonzepts für die HGÜ-Leitung ELMED (Quelle: [40]). Diese Zusammenfassung war sehr hilfreich, da sie alle relevanten Informationen für meine Bachelorarbeit enthielt. Besonders beeindruckend waren die hohen Kosten für eine 600 MW HGÜ. Dadurch konnte ich feststellen, dass der Bau einer Elektrolyseanlage unter Berücksichtigung verschiedener Faktoren eine kostengünstigere Option als der Bau einer HGÜ sein könnte.

5.5 Diskussion

Um einen aussagekräftigen Vergleich der beiden Transportmöglichkeiten zu ermöglichen, wurden zunächst identische Rahmenbedingungen festgelegt. Sowohl die HGÜ-Verbindung als auch der Wasserstofftransport haben ihren Ausgangspunkt in Tunesien und berücksichtigen die geographische Lage. Die HGÜ-Verbindung ELMED beginnt in der Stadt Menzel Temime in der Region Cap Bon und ist über Freileitungen mit der HGÜ-Verbindungsleitung verbunden.

Im Gegensatz dazu wird die Elektrolyseanlage in der Stadt Bizerte im Norden Tunesiens errichtet, um eine schnelle Beladung der Schiffe und damit einen schnellen Start zu ermöglichen (siehe Abbildung 15). Beide Transportoptionen sollen eine Leistung von 100 MW nach Salzgitter übertragen. Die HGÜ muss dabei eine Strecke von 1.815 km zurücklegen, die Schiffe eine Strecke von 4.683,11 km. Die Energieverluste der beiden Transportwege unterscheiden sich erheblich. Während die Verluste bei der HGÜ nur zwischen 1 und 10 % liegen, betragen sie beim Wasserstofftransport bei 75 bis 80 % (siehe Abbildung 27 und HGÜ-Modell). Die geringen Verluste bei der HGÜ sind auf die Vereinfachung des Netzausbaus zurückzuführen, zeigen aber dennoch deutlich, dass die Verluste im Vergleich zum Wasserstofftransport sehr gering sind.

Bei den Infrastrukturkosten bestehen erhebliche Unterschiede zwischen den beiden Übertragungsarten. Die HGÜ erfordert umfangreiche Tiefbauarbeiten, wie die Verlegung von Erdkabeln in Sizilien und Tunesien, den Bau eines neuen Umspannwerks auf tunesischer Seite und einer 400-kV-Freileitung zur Anbindung der HGÜ an das tunesische Netz. Zusätzlich ist ein 200 km langes Seekabel in einer Tiefe von 750 m erforderlich (Quelle: [40]). Für den Wasserstofftransport sind dagegen nur die Anschaffung von Schiffen, der Bau einer Elektrolyseanlage und die Anpassung der Hafeninfrastruktur erforderlich (Quelle: [13], S. 29). Diese Unterschiede machen den Wasserstofftransport flexibler als den Stromtransport mittels HGÜ. Die EWE beziffert die Kosten für eine Anlage mit 320 bis 500 MW auf ca. 500 Mio. Euro, während das ELMED-Projekt mit einer 600-MW-Verbindung nach Angaben der Weltbankgruppe mit ca. 920 Mio. Euro fast doppelt so teuer ist (siehe Seite 46). Dabei sind die Betriebskosten wie Brennstoffkosten, Wartung und Personalkosten noch nicht berücksichtigt, da diese stark variieren können.

Das beste Szenario ist die Kombination von Stromübertragung mittels HGÜ und Wasserstoffspeicherung. Der Strom wird in Tunesien erzeugt, per HGÜ nach Deutschland transportiert und dort direkt ins Netz eingespeist. Der Überschuss kann in einer Elektrolyseanlage in Wasserstoff umgewandelt werden, der später genutzt oder als Energiespeicher genutzt werden kann. Die Speicherbarkeit von Wasserstoff ist der größte Vorteil gegenüber reinem Strom.

Wasserstoff gilt als potenziell klimafreundlicher Energieträger und wird dies auch bleiben, solange er nicht in andere Stoffe umgewandelt wird, wie z.B. durch den Methanol Prozess. Wenn

man sich jedoch für die Umwandlung von Wasserstoff in Methanol entscheidet, sollte man zusätzlich den Einsatz von Direct Air Capture in Betracht ziehen. Denn damit könnte der Atmosphäre CO_2 entzogen und anschließend klimaneutral verbrannt werden. Wesentlich effizienter und umweltverträglicher ist es jedoch, ausschließlich auf Wasserstoff zu setzen, um die Pariser Klimaziele zu erreichen (Quelle: [56]).

Sollte dennoch eine Umwandlung des Wasserstoffs in Methanol oder Ammoniak durch Zugabe von Kohlendioxid oder Stickstoff in Betracht gezogen werden, so ist die Herkunft dieser Stoffe zu prüfen. Die einfachste Lösung wäre, die Stoffe von einem Chemielieferanten zu beziehen, was jedoch einen zusätzlichen Schritt in der Wasserstofftransportkette bedeuten würde. Es lässt sich ableiten, dass ein zusätzlicher Schritt zu erhöhten Verlusten führen würde, was angesichts der ohnehin problematischen Verlustkette des Wasserstofftransports äußerst bedenklich ist und die Vorteile einer verbesserten CO_2 -Bilanz zunichtemachen würde. Damit wäre das Ziel, die Pariser Klimaziele zu erreichen, hinfällig.

Die Marktchancen für Wasserstoff sind sehr vielversprechend und könnten in Zukunft zu einem sehr erfolgreichen Markt führen. Während eine hohe Stromnachfrage ein Vorteil für HGÜ ist, hat Wasserstoff ein großes Potenzial bei der Suche nach klimafreundlichen Methoden zur Speicherung und zum Transport von Strom. Für die Zukunft wird erwartet, dass sich die politischen Rahmenbedingungen stabilisieren und zu einem einheitlichen Prozess führen. Ein Beispiel hierfür ist das ELMED-Projekt, in dem der italienische ÜNB und der tunesische ÜNB zusammenarbeiten.

Es ist jedoch wichtig zu betonen, dass beide Technologien das Potenzial haben, den Lebensstandard in Tunesien und Europa erheblich zu verbessern. Dies ist ein äußerst positives Ergebnis, von dem nicht nur die Länder selbst, sondern die ganze Welt profitieren kann. Zudem würden auf beiden Seiten neue Arbeitsplätze entstehen. Tunesien könnte sich aus seiner Importabhängigkeit befreien und Europa hätte die Chance, bisher ungenutzte Potenziale zu erschließen. Erwähnenswert ist, dass der in Tunesien erzeugte Strom beim Transport über HGÜ niemals direkt nach Deutschland transportiert wird. Anders sieht es beim Wasserstoff aus, der garantiert aus Tunesien kommt. Die Speicherbarkeit von Wasserstoff macht ihn zu einem wichtigen Baustein in der Energieversorgung, da er als Energiespeicher genutzt werden kann.

Es gibt mehrere Gründe, warum Wasserstoff eine vielversprechende Alternative sein kann. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Transport über die HGÜ-Verbindung weniger Verluste verursacht und wesentlich mehr Umsatz generiert, da es bereits einen etablierten Strommarkt gibt. Dennoch wird in vielen Studien und auch in der für diese Arbeit verwendeten Literatur immer wieder betont, dass Wasserstoff zunehmend an Bedeutung gewinnt. Von besonderem Interesse ist dabei der Wasserstoff aus Nordafrika, insbesondere aus Tunesien. Dieser könnte eine vielversprechende Alternative darstellen. Ein entscheidender Punkt ist die Speicherung des Wasserstoffs. Gerade in Zeiten, in denen der Markt unsicher ist und nicht klar ist, ob genug Sonne scheint oder Wind weht, kann Wasserstoff als Reserve für die Wintermonate dienen. Die geographische Lage Tunesiens macht das Land zu einem idealen Handelspartner. Wasserstoff kann per Schiff fast überall auf der Welt transportiert werden, was Tunesien die Möglichkeit gibt, weltweit Partnerschaften einzugehen.

Auch das Heizkostengesetz spielt eine wichtige Rolle bei der Förderung von Wasserstoff. Wie bereits erwähnt, strebt Deutschland eine Klimaneutralität an, bei der Wasserstoff eine zentrale Rolle spielen soll. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen konventionelle Energieträger wie Erdgas sukzessive ersetzt werden. Dabei ist es nicht notwendig, alle Verbrennungssysteme komplett auszutauschen. Stattdessen können Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff umgerüstet werden. Diese Umrüstung könnte zu erheblichen Kosteneinsparungen führen, die die Verluste bei Transport und Umwandlung des Wasserstoffs rechtfertigen würden.

Im Wesentlichen sind es zusammengefasst drei Argumente, die Wasserstoff zu einer vielversprechenden Alternative machen. Erstens bietet er Unabhängigkeit, da Wasserstoff weltweit transportiert und gespeichert werden kann. Ein weiteres Argument ist die Nutzung bestehender Gasleitungen, so dass die vorhandene Infrastruktur genutzt werden kann. Außerdem sei Wasserstoff nicht nur im Verkehrssektor, sondern auch in Industrie und Gewerbe von Nutzen, so Timmermann (Quelle: [8]). Diese drei Argumente sind die entscheidenden Faktoren, die Wasserstoff zu einer klaren Alternative machen. Auch wenn der Stromtransport mittels HGÜ deutlich effizienter ist, so sind es doch die Nicht-Speicherbarkeit und die drei oben genannten Argumente, die dafür sorgen, dass Wasserstoff trotzdem so stark im Fokus steht und nicht nur von mir, sondern auch von vielen anderen als Alternative gesehen wird.

6 Schlussfolgerung und Fazit

Schwerpunkte dieser Bachelorarbeit sind das HGÜ-Modell, die Wirtschaftlichkeitsberechnung und die Ausarbeitungen der geführten Interviews und der recherchierten Literatur.

Ziel der Arbeit war es zu untersuchen, ob Wasserstoff eine Alternative zum Stromtransport mittels HGÜ darstellen kann. Konkret wurde eine Energiepartnerschaft zwischen Tunesien und Deutschland im Rahmen eines Energietransports betrachtet. Diese Partnerschaft könnte für beide Länder eine Investition in die Netzstabilität, die Unabhängigkeit von anderen Ländern, die Förderung des Verbrauchs erneuerbarer Energien und die Reduktion von THG darstellen.

Bei der Nutzung von Wasserstoff wäre nicht einmal ein Anschluss an das Stromnetz erforderlich. Ob sich der Energiebedarf in Deutschland in Zukunft so entwickeln wird, wie in den Prognosen aus angenommen (Quelle: [3], ab S. 180), ist ungewiss. Jüngste Ereignisse wie die Verschiebung der Abschaltung der Kernkraftwerke auf Ende April 2023 haben gezeigt, dass politische Machtkämpfe und Ressourcenabhängigkeiten ein Umdenken erzwingen. Fraglich ist auch, ob die energiepolitischen Ziele Tunesiens bis 2030 im geplanten Umfang erreicht werden können. Sicher ist jedoch, dass Wasserstoff aufgrund seiner Flexibilität, seiner Einsatzmöglichkeiten in verschiedenen Sektoren, der Nutzung alter Pipelines und seiner Speicherbarkeit trotz hoher Verluste durchaus als Alternative in Betracht gezogen werden kann.

6.1 Empfehlungen und Kernaussage

Es ist davon auszugehen, dass Deutschland aufgrund des wirtschaftlichen Aufschwungs nicht in der Lage sein wird, seinen gesamten Stromverbrauch allein aus erneuerbaren Energien zu decken. Durch den Ausbau und die Verbesserung der Infrastruktur, den Bau immer intelligenterer Gebäude und die Förderung der Industrie ist es kaum vorstellbar, dass Deutschland in Zukunft nicht auf Stromimporte aus dem Ausland angewiesen sein wird. Gleichzeitig hat Deutschland das Pariser Klimaschutzabkommen unterzeichnet und muss seine Ziele in diesem

Rahmen erreichen. Um diese Ziele zu erreichen, muss der Stromsektor als einer der größten Emittenten von THG umgebaut werden. Das Pariser Abkommen und die Energiewende in Deutschland werden daher zu einer Reduktion konventioneller Energieträger und einer Förderung erneuerbarer Energien führen. Da es jedoch, wie bereits erwähnt, sehr schwierig sein wird, ausreichend Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, wird Deutschland auf Stromimporte angewiesen sein. Es ist wichtig, treibhausgasarme und klimafreundliche Methoden der Energieerzeugung zu nutzen. Ein geeignetes Verfahren ist das PtX-Verfahren, bei dem Wasserstoff eingesetzt wird. Wasserstoff ist sehr vielseitig, treibhausgasarm und nachhaltig, wie Abbildung 7 zeigt. Es gibt viele Möglichkeiten, Wasserstoff zu transportieren und er kann direkt in das gewünschte Produkt X umgewandelt werden, sei es in flüssiger oder gasförmiger Form. Es müssen jedoch bestimmte rechtliche Rahmenbedingungen für Wasserstoff geschaffen werden, insbesondere im Bereich des LKW-Transports, damit der kürzeste Weg genutzt werden kann.

Ausgehend von den in Kapitel 3 beschriebenen Potenzialen Tunesiens wird deutlich, dass eine Energiepartnerschaft mit diesem Land eine Bereicherung darstellen würde. Die geographische Lage im Norden Afrikas und in der Nähe des Mittelmeers sowie die klimatischen Bedingungen mit vielen Sonnenstunden und viel Wind sprechen für Tunesien. Zudem hat das Land energiepolitische Ziele und ein hohes Potenzial für die Produktion von Wasserstoff, was es für eine Energiepartnerschaft attraktiv macht. Von einer Energiepartnerschaft mit Tunesien würden beide Seiten profitieren. Deutschland könnte von grünem Strom profitieren, während Tunesien seine alte Technologie erneuern und sein Know-how verbessern könnte. Durch den Export von Wasserstoff könnte das Land eine positive Handelsbilanz erzielen und unabhängiger von Gasimporten aus den Nachbarregionen werden. Auch die Förderung erneuerbarer Energien könnte dazu beitragen, Tunesien unabhängiger von den eigenen Erdgas- und Erdölvorkommen zu machen. In Deutschland ist die Wasserstoffinfrastruktur noch nicht ausreichend entwickelt. Nach einer Prognose des EWI werden im Jahr 2050 voraussichtlich 99 TWh Strom für die Elektrolyse benötigt werden (Quelle: [57] (Excel-Mappe, Blatt 2.4.3)). Es wird jedoch erwartet, dass Wasserstoff in Zukunft eine wichtige Rolle spielen wird.

6.1.1 Perspektiven für zukünftige Arbeiten

Eine wichtige Aufgabe für weitere Interessierte, die sich mit dem Thema beschäftigen, ist die Überprüfung der Prognosen. Der zukünftige Stand der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland kann mit der heutigen Situation verglichen werden. Es kann untersucht werden, ob sich die Transportszenarien verbessert haben oder ob es neue Alternativen gibt. Weiterhin kann untersucht werden, ob in naher Zukunft eine Energiepartnerschaft mit einem europäischen Land eingegangen wurde, welche Voraussetzungen dafür erfüllt werden mussten und welche positiven oder auch negativen Aspekte sich daraus ergeben haben.

Das HySupply-Tool enthält viele Annahmen, die von australischen Forschern zusammengestellt wurden. Es wäre interessant, die heutigen Annahmen mit den zukünftigen zu vergleichen und die Unterschiede zu sehen. Eine detailliertere Netzsimulation könnte durchgeführt werden, um zu sehen, ob die Unterschiede in den Verlusten zwischen dem Modell in Kapitel 4 und dem neuen Modell mit verbesserter Technologie unterschiedlich sind.

Außerdem könnte untersucht werden, wie sich die STEG und die tunesischen Ziele in Zukunft entwickeln werden. Interessante Artikel für die weitere Entwicklung von Wasserstoff könnten sein: „Tunesien: Power-to-X Technologien“ (Quelle: [58]), „Bodenuntersuchungen für geplante Gasleitung beginnen“ (Quelle: [59]), „World’s First Liquefied Hydrogen Carrier Suffered Gas Control Equipment Malfunction on Maiden Voyage, Investigation Reveals“ (Quelle: [60]), „Clean Hydrogen Coastline: geballte Vorteile durch Technologie und Kompetenz in der Küstenregion“ (Quelle: [61]), „China’s Emerging Hydrogen Economy“ (Quelle: [62]), „Busse geben Wasserstoff“ (Quelle: [63]), „Wasserstoff aus Australien über Rotterdam nach Deutschland“ (Quelle: [64]) und „A European supergrid for renewable energy: local impacts and far-reaching challenges“ (Quelle: [65]).

Literaturverzeichnis

- [1] „160222_klimaschutz_paris_studie_02_2016_fin_neu.pdf“. Zugegriffen: 3. Dezember 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://epub.sub.uni-hamburg.de/epub/volltexte/2021/126531/pdf/160222_klimaschutz_paris_studie_02_2016_fin_neu.pdf
- [2] „Klimaneutrales Deutschland 2045“, S. 120.
- [3] „Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf“. Zugegriffen: 22. November 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- [4] „Transcontinental and global power grids | JRC Smart Electricity Systems and Interoperability“. <https://ses.jrc.ec.europa.eu/transcontinental-and-global-power-grids> (zugegriffen 20. Mai 2023).
- [5] A. L'abbate, G. Migliavacca, R. Calisti, C. Brancucci, A. Chaouachi, und G. Fulli, „Electricity exchanges with North Africa at 2030: The European and the Italian approaches“, *JRC Publications Repository*, 3. Juni 2015. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC84413> (zugegriffen 20. Mai 2023).
- [6] R. Pitz-Paal, „Projekt DESERTEC Technisch sinnvoll und bezahlbar?“.
- [7] „Grid Map“. <https://www.entsoe.eu/data/map/> (zugegriffen 20. Mai 2023).
- [8] „Timmermans' dream An electricity and hydrogen partnership between Europe and North Africa Elsevier Enhanced Reader.pdf“.
- [9] Dipl.-Ing. (FH) H. Schäfers, B. Hey, M. Kühl, Prof. Dr. F. Schubert, und Prof. Dr. W. Renz, *Power-to-Gas und Demand Side Management - Schlüsselfaktoren für den Erfolg der Energiewende*. in 6, no. 608. Düsseldorf: VDI Verlag GmbH, 2013.

- [10] S. Nady, H. E. Fadil, M. Koundi, A. Hamed, und F. Giri, „Power To X Systems: STATE-OF-THE-ART (PTX)“, *IFAC-Pap.*, Bd. 55, Nr. 12, S. 300–305, 2022, doi: 10.1016/j.ifacol.2022.07.328.
- [11] Oeko-Institut e.V., *Power-to-X: Überblick Ausgangsstoffe, Prozesse und PtX-Produkte*. 2019. Zugegriffen: 7. Juni 2023. [Photo]. Verfügbar unter: <https://www.flickr.com/photos/oekoinstitut/48378513216/>
- [12] R. Jünemann, *Materialfluß und Logistik: Systemtechnische Grundlagen mit Praxisbeispielen*. Springer-Verlag, 2019.
- [13] F. Staiß u. a., „Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse“, acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, 2022. doi: 10.48669/ESYS_2022-6.
- [14] „Wasserstofftransport.pdf“. Zugegriffen: 7. Juni 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstofftransport.pdf
- [15] „Bereitstellung_von_Wasserstoff_bis_2030.pdf“. Zugegriffen: 7. Dezember 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2021/Bereitstellung_von_Wasserstoff_bis_2030.pdf
- [16] P. Horng und M. Kalis, „Rechtswissenschaftliche und rechtspolitische Kurzstudie“.
- [17] „Das Neue – Halbzeit der Energiewende“. <http://halbzeit-energiewende.de/das-neue> (zugegriffen 14. Dezember 2022).
- [18] „Studie-Wasserstoff_2021.pdf“. Zugegriffen: 7. Dezember 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://dmz-maritim.de/wp-content/uploads/2022/05/Studie-Wasserstoff_2021.pdf
- [19] W. der Physik, „Struktur des deutschen Stromnetzes“. <https://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/energie/strom/netzstruktur/> (zugegriffen 13. Dezember 2022).
- [20] „Potential_Study_PtX_in_Tunisia_2021.pdf“. Zugegriffen: 16. Dezember 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://energypedia.info/images/0/0c/Potential_Study_PtX_in_Tunisia_2021.pdf

- [21] M. Benasla, T. Allaoui, M. Brahami, M. Denäi, und V. K. Sood, „HVDC links between North Africa and Europe: Impacts and benefits on the dynamic performance of the European system“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 82, S. 3981–3991, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.075.
- [22] „zma-tunesien.pdf“. Zugegriffen: 10. Dezember 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2022/zma-tunesien.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [23] „Details“, *The World Factbook*. Central Intelligence Agency. Zugegriffen: 18. Dezember 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.cia.gov/the-world-factbook/countries/tunisia/map>
- [24] „Energiehaushalt in Tunesien“, *Laenderdaten.info*. <https://www.laenderdaten.info/Afrika/Tunesien/energiehaushalt.php> (zugegriffen 21. Dezember 2022).
- [25] „Tunisia Fossil fuels electricity generation - data, chart“, *TheGlobalEconomy.com*. https://www.theglobaleconomy.com/Tunisia/fossil_fuels_electricity_generation/ (zugegriffen 21. Dezember 2022).
- [26] „Tunisia: renewable energy capacity 2011-2021“, *Statista*. <https://www.statista.com/statistics/1014771/tunisia-renewable-energy-capacity/> (zugegriffen 21. Dezember 2022).
- [27] „IRENA_RRA_Tunisia-2021.pdf“. Zugegriffen: 21. Dezember 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_RRA_Tunisia-2021.pdf
- [28] „Tunisia - Countries & Regions“, *IEA*. <https://www.iea.org/countries/tunisia> (zugegriffen 21. Dezember 2022).
- [29] „MENA.pdf“. Zugegriffen: 14. Dezember 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.doingbusiness.org/content/dam/doingBusiness/media/Profiles/Regional/DB2020/MENA.pdf>
- [30] „Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetische.pdf“. Zugegriffen: 19. Dezember

2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf
- [31] „Global Wind Atlas“. <https://globalwindatlas.info> (zugegriffen 21. Dezember 2022).
- [32] „Global Solar Atlas“. <https://globalsolaratlas.info/map?c=34.029407,6.723499,7&r=ITA> (zugegriffen 21. Dezember 2022).
- [33] „Energiehaushalt in Tunesien“, *Laenderdaten.info*. <https://www.laenderdaten.info/Afrika/Tunesien/energiehaushalt.php> (zugegriffen 7. Juni 2023).
- [34] C. B. Cessac, „Analysis of the regulatory framework Governing network access for producers of electricity from renewable energy sources in Tunisia“.
- [35] „Renewable_energy_potential_for_electricity_generation_for_national_consumption_in_Tunisia_and_export_to_the_EU.pdf“. Zugegriffen: 1. Januar 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://energypedia.info/images/2/2b/Renewable_energy_potential_for_electricity_generation_for_national_consumption_in_Tunisia_and_export_to_the_EU.pdf
- [36] „Tunisia Energy Situation - energypedia“. https://energypedia.info/wiki/Tunisia_Energy_Situation (zugegriffen 1. Januar 2023).
- [37] „zma-tunesien-2021.pdf“. Zugegriffen: 2. Januar 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2021/zma-tunesien-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [38] „Lizenzarten & Software-Editionen - DIGSILENT“. <https://www.digsilent.de/de/lizenzarten-software-editionen.html> (zugegriffen 4. Januar 2023).
- [39] „HySupply Shipping Analysis“, *GlobH2E*. <https://www.globh2e.org.au/shipping-cost-tool> (zugegriffen 4. Januar 2023).
- [40] „Concept Environmental and Social Review Summary_ELMED.pdf“.
- [41] SeaRates, „Online Freight Shipping & Transit Time Calculator at Searates.com“, *SeaRates*. <https://www.searates.com/de/services/distances-time/> (zugegriffen 26. Dezember 2022).

- [42] „Effects of North-African electricity import on the European and the Italian power systems a techno-economic analysis Elsevier Enhanced Reader.pdf“.
- [43] „Open-source project feasibility tools for supporting development of the green ammonia value chain | Elsevier Enhanced Reader“. <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0196890422011918?to-ken=FE4F343433A0446A56D4FEEA22D3257B6871BD259C2C17558B4DEAE987D003B0AFD8FEBDEA4DB41D831C951FE5FCAFF3&originRegion=eu-west-1&originCreation=20221223113611> (zugegriffen 23. Dezember 2022).
- [44] „Tunesischer Dinar in US Dollar - Aktueller Kurs TND/USD | Wechselkurs | onvista“. <https://www.onvista.de/devisen/Tunesischer-Dinar-US-Dollar-TND-USD?referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F> (zugegriffen 27. Dezember 2022).
- [45] „Tunesien - Zinssatz | 2006-2022 Daten | 2023-2024 Prognose“. <https://de.tradingeconomics.com/tunisia/interest-rate> (zugegriffen 26. Dezember 2022).
- [46] U. Bossel, „Chapter 20: Hydrogen Economy: What Future?“.
- [47] „World Bunker Prices“, *Ship & Bunker*. <https://shipandbunker.com/prices> (zugegriffen 10. Januar 2023).
- [48] C. Johnston, M. H. Ali Khan, R. Amal, R. Daiyan, und I. MacGill, „Shipping the sunshine: An open-source model for costing renewable hydrogen transport from Australia“, *Int. J. Hydrog. Energy*, Bd. 47, Nr. 47, S. 20362–20377, Juni 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.04.156.
- [49] M. Al-Breiki und Y. Bicer, „Comparative cost assessment of sustainable energy carriers produced from natural gas accounting for boil-off gas and social cost of carbon“, *Energy Rep.*, Bd. 6, S. 1897–1909, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2020.07.013.
- [50] „ABO Wind errichtet 30 Megawatt Windkraft in Tunesien“, *ABO Wind*. https://www.abo-wind.com/de/info-center/presse/2019/2019-01-15_tunesien.html (zugegriffen 30. Januar 2023).
- [51] „221028_EWE_PK_IPCEI_Elektrolyse_Ostfriesland_final.pdf“.

- [52] J. Lilliestam und S. Ellenbeck, „Energy security and renewable electricity trade—Will Desertec make Europe vulnerable to the “energy weapon”?”, *Energy Policy*, Bd. 39, Nr. 6, S. 3380–3391, Juni 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.03.035.
- [53] „2014_DLR_ISE_KBB_LBST_PlanDelyKaD.pdf“. Zugegriffen: 6. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://elib.dlr.de/94979/1/2014_DLR_ISE_KBB_LBST_PlanDelyKaD.pdf
- [54] „Was kostet Wasserstoff jetzt und in Zukunft?“, *CHEMIE TECHNIK*. <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/wasserstoff/was-kostet-wasserstoff-jetzt-und-in-zukunft-338.html> (zugegriffen 4. Juni 2023).
- [55] „Netztransparenz > EEG > Marktprämie/Marktwerte > Marktwerte“. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte> (zugegriffen 20. Mai 2023).
- [56] M. Fasihi, O. Efimova, und C. Breyer, „Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants“, *J. Clean. Prod.*, Bd. 224, S. 957–980, Juli 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.
- [57] „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“, *EWI*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/dena-ls2/> (zugegriffen 1. Februar 2023).
- [58] „zma-tunesien-power-to-x.pdf“. Zugegriffen: 1. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2022/zma-tunesien-power-to-x.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [59] „Stader LNG-Terminal ans Gasnetz anbinden: Bodenuntersuchungen für geplante Gasleitung beginnen“, *Kreiszeitung*, 6. Januar 2023. https://www.kreiszeitung-wochenblatt.de/stade/c-wirtschaft/bodenuntersuchungen-fuer-geplante-gasleitung-beginnen_a268938 (zugegriffen 1. Februar 2023).
- [60] M. Schuler, „World’s First Liquefied Hydrogen Carrier Suffered Gas Control Equipment Malfunction on Maiden Voyage, Investigation Reveals“, *gCaptain*, 2. Februar 2023. <https://gcaptain.com/worlds-first-liquefied-hydrogen-carrier-suffered-gas-control-equipment-malfunction-on-maiden-voyage-investigation-reveals/> (zugegriffen 6. Februar 2023).

- [61] E. AG, „Das Wasserstoffzentrum Nordwest“, *EWE Clean Hydron Coastline*. <https://www.clean-hydrogen-coastline.de/de/> (zugegriffen 10. Februar 2023).
- [62] X. Gong, R. Quitzow, und A. Boute, „China’s Emerging Hydrogen Economy: Policies, Institutions, Actors“.
- [63] „Linien-Revolution in Oldenburg: Busse geben Wasserstoff“, *bild.de*, 9. Februar 2023. <https://www.bild.de/regional/bremen/bremen-aktuell/linien-revolution-in-oldenburg-busse-geben-wasserstoff-82841314.bild.html> (zugegriffen 10. Februar 2023).
- [64] „Wasserstoff aus Australien über Rotterdam nach Deutschland: Fraunhofer ISE und Hafenbetrieb Rotterdam unterzeichnen »Letter of Intent« - Fraunhofer ISE“, *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE*. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2023/wasserstoff-aus-australien-ueber-rotterdam-nach-deutschland-fraunhofer-ise-und-hafenbetrieb-rotterdam-unterzeichnen-loi.html> (zugegriffen 20. Februar 2023).
- [65] „A European supergrid for renewable energy local impacts and far-reaching challenges Elsevier Enhanced Reader.pdf“.

A Anhang 1

A.1 Gesamtmodell der HGÜ

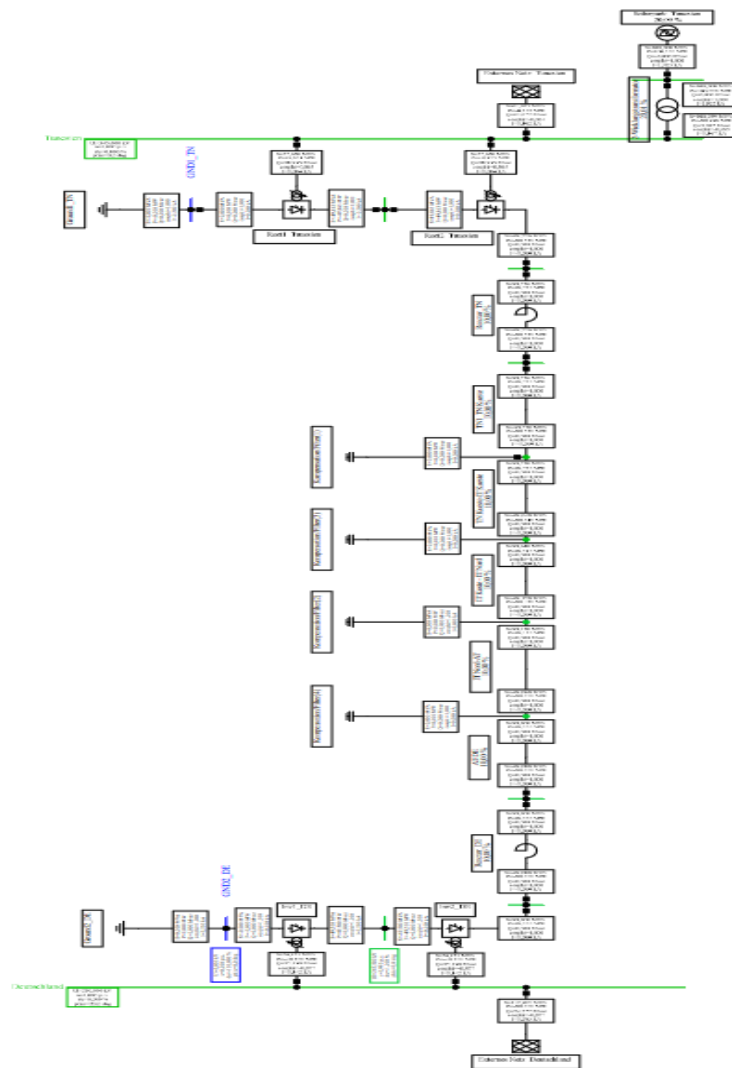


Abbildung 27: Gesamtmodell der HGÜ

A.2 Kostenberechnung HySupply

Cost Calculations	Unit	LNG	Ammonia	Methanol	LOHC (TOL/MCH)	Hydrogen
Route Calculations						
Distance	Nautical Miles	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529
Days (one way)	days	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85
Total Trip Days	days	14,71	14,71	14,71	14,71	14,71
Trips per year	trips/year	23,80	23,80	23,80	23,80	23,80
Sailing Days	days	278,61	278,61	278,61	278,61	278,61
Suez Canal	yes/no	NO	NO	NO	NO	NO
Panama Canal	yes/no	NO	NO	NO	NO	NO
Suez Canal Cost	\$ Million USD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Panama Canal Cost	\$ Million USD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Capital Costs						
Ship Capital Cost	\$ Million USD/year	18,48	15,59	11,55	6,26	20,79
Storage Capital Cost	\$ Million USD/year	23,11	10,44	15,47	15,47	41,01
Additional Capital Cost	\$ Million USD/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Operating Costs (excluding BOG & Fuel Costs)						
Labour Cost	\$ Million USD/year	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Canal Costs	\$ Million USD/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Port Costs	\$ Million USD/year	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28
Maintenance Cost	\$ Million USD/year	7,68	6,48	4,80	2,60	8,64
Miscellaneous Cost	\$ Million USD/year	3,41	2,76	2,80	2,58	4,25
Insurance Cost	\$ Million USD/year	3,41	2,76	2,80	2,58	4,25
Storage Operating Cost	\$ Million USD/year	9,60	4,34	6,43	6,43	17,05
Additional Operating Cost	\$ Million USD/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

BOG & Fuel Costs						
Required Fuel	tonnes/year	12,237	12,237	12,237	12,237	12,237
Ship Fuel Source	N/A	Hydrogen	Hydrogen	Hydrogen	Hydrogen	Hydrogen
BOG during transportation	tonnes/year	32,064	1,218	574	-	6,339
Additional Forced BOG/ dehydrogenation for ship fuel	tonnes/year	16,883	67,916	97,319	198,647	5,898
Total BOG	tonnes/year	48,947	69,134	97,893	198,647	12,237
BOG per trip	tonnes	2,057	2,905	4,114	8,348	514
BOG Source	N/A	LNG	Ammonia	Methanol	Hydrogen	Hydrogen
Fuel Cost	\$ Million USD/year	23,34	29,45	31,75	17,62	17,62
Carbon Emissions	tonnes/year	134,260	-	134,407	-	-
Carbon Emissions Cost	\$ Million USD/year	-	-	-	-	-
BOG during storage (export termin	tonnes/year	-	-	-	-	4,146
BOG during storage (import termin	tonnes/year	-	-	-	-	4,146
Shipping BOG	\$ Million USD/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Storage BOG	\$ Million USD/year	0,00	0,00	0,00	0,00	11,94

Total Capital & Operating Costs						
Capital Costs	\$ Million USD/year	41,58	26,03	27,02	21,72	61,80
Operating Costs	\$ Million USD/year	64,21	62,56	65,36	48,59	80,52

Delivered Quantity						
Delivered Quantity	kg	1.561.949.779	2.530.535.593	2.967.036.102	2.729.217.358	258.467.048
Delivered Energy	GJ	75.910.759	47.067.962	59.044.018	-	31.016.046

Abbildung 28: Kostenberechnung

Anhang 1

Total Costs (USD)	Unit	LNG	Ammonia	Methanol	LOHC (TOL/MCH)	Hydrogen
Total Annual Costs	\$ Million USD/year	105,79	88,60	92,38	70,31	142,31
Cost/GJ Transport Medium	\$ USD/GJ	1,39	1,88	1,56	N/A	4,59
Cost/kg Transport Medium	\$ USD/kg	0,07	0,04	0,03	0,03	0,55
Cost/tonne Transport Medium	\$ USD/tonne	67,73	35,01	31,14	25,76	550,61
Cost/kg H2	\$ USD/kg _{H2}	0,27	0,20	0,25	0,42	0,55

Abbildung 29: Gesamtkosten in USD

Total Costs (TD)	Unit	LNG	Ammonia	Methanol	LOHC (TOL/MCH)	Hydrogen
Total Annual Costs	\$ Million TD/year	330,60	276,86	288,69	219,73	444,73
Cost/GJ Transport Medium	\$ TD/GJ	4,36	5,88	4,89	N/A	14,34
Cost/kg Transport Medium	\$ TD/kg	0,21	0,11	0,10	0,08	1,72
Cost/tonne Transport Medium	\$ TD/tonne	211,66	109,41	97,30	80,51	1.720,66
Cost/kg H2	\$ TD/kg _{H2}	0,85	0,62	0,78	1,31	1,72

Abbildung 30: Gesamtkosten in TD

S2. Graphical Results

Other Inputs & Assumptions	Unit	LNG	Ammonia	Methanol	LOHC (TOL/MCH)	Hydrogen
Transport Medium Assumptions						
AUD-USD Conversion Rate	-			0,32		
Mass Conversion	kg _{H2} /kg _{transportmedium}	0,25	0,18	0,13	0,06	1,00

Capital Costs	Unit	LNG	Ammonia	Methanol	LOHC (TOL/MCH)	Hydrogen
Ship Capital Cost	\$ Million TD/year	18,48	15,59	11,55	6,26	20,79
Storage Capital Cost	\$ Million TD/year	23,11	10,44	15,47	15,47	41,01
Additional Capital Cost	\$ Million TD/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Operating Costs (Excluding BOG & Fuel Costs)	Unit	LNG	Ammonia	Methanol	LOHC (TOL/MCH)	Hydrogen
Labour Cost	\$ Million TD/year	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Canal Costs	\$ Million TD/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Port Costs	\$ Million TD/year	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28
Maintenance Cost	\$ Million TD/year	7,68	6,48	4,80	2,60	8,64
Miscellaneous Cost	\$ Million TD/year	3,41	2,76	2,80	2,58	4,25
Insurance Cost	\$ Million TD/year	3,41	2,76	2,80	2,58	4,25
Storage Operating Cost	\$ Million TD/year	9,60	4,34	6,43	6,43	17,05
Additional Operating Cost	\$ Million TD/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

BOG & Fuel Costs	Unit	LNG	Ammonia	Methanol	LOHC (TOL/MCH)	Hydrogen
Fuel Cost	\$ Million TD/year	23,34	29,45	31,75	17,62	17,62
Carbon Emissions Cost	\$ Million TD/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Shipping BOG	\$ Million TD/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Shipping BOG	\$ Million TD/year	0,00	0,00	0,00	0,00	11,94

Delivered Quantity	Unit	LNG	Ammonia	Methanol	LOHC (TOL/MCH)	Hydrogen
Delivered Quantity	kg	1.561.949.779	2.530.535.593	2.967.036.102	2.729.217.358	258.467.048
Delivered Quantity	kg _{H2}	390.487.445	447.904.800	370.879.513	168.119.789	258.467.048
Delivered Energy	GJ	75.910.759	47.067.962	59.044.018	-	31.016.046

Abbildung 31: Berechnungen für die grafischen Ergebnisse

Anhang 1

Cost Calculations	Unit	LNG	Ammonia	Methanol	LOHC (TOL/MCH)	Hydrogen
Capital Costs						
Ship Capex	\$ TD/kg _{H2}	0,15	0,11	0,10	0,12	0,25
Storage Capex	\$ TD/kg _{H2}	0,18	0,07	0,13	0,29	0,50
Additional Capital Cost	\$ TD/kg _{H2}	-	-	-	-	-
Operating Costs (Excluding BOG & Fuel Costs)						
Labour Cost	\$ TD/kg _{H2}	0,02	0,02	0,02	0,05	0,03
Canal Costs	\$ TD/kg _{H2}	-	-	-	-	-
Port Costs	\$ TD/kg _{H2}	0,11	0,10	0,12	0,27	0,17
Maintenance Cost	\$ TD/kg _{H2}	0,06	0,05	0,04	0,05	0,10
Miscellaneous Cost	\$ TD/kg _{H2}	0,03	0,02	0,02	0,05	0,05
Insurance Cost	\$ TD/kg _{H2}	0,03	0,02	0,02	0,05	0,05
Storage Opex	\$ TD/kg _{H2}	0,08	0,03	0,05	0,12	0,21
Additional Operating Cost	\$ TD/kg _{H2}	-	-	-	-	-
BOG & Fuel Costs						
Fuel Cost	\$ TD/kg _{H2}	0,19	0,21	0,27	0,33	0,21
Carbon Cost	\$ TD/kg _{H2}	-	-	-	-	-
Shipping BOG	\$ TD/kg _{H2}	-	-	-	-	-
Storage BOG	\$ TD/kg _{H2}	-	-	-	-	0,14
Total Cost						
Total Cost	\$ TD/kg _{H2}	0,85	0,62	0,78	1,31	1,72

Abbildung 32: Kostenberechnung für den Schiffstransport pro Kilogramm Wasserstoff

Cost Calculations	Unit	LNG	Ammonia	Methanol	LOHC (TOL/MCH)	Hydrogen
Capital Costs						
Ship Capex	\$ TD/tonne _{transportmedium}	36,97	19,25	12,16	7,16	251,32
Storage Capex	\$ TD/tonne _{transportmedium}	46,23	12,89	16,29	17,71	495,83
Additional Capital Cost	\$ TD/tonne _{transportmedium}	-	-	-	-	-
Operating Costs (Excluding BOG & Fuel Costs)						
Labour Cost	\$ TD/tonne _{transportmedium}	5,00	3,09	2,63	2,86	30,23
Canal Costs	\$ TD/tonne _{transportmedium}	-	-	-	-	-
Port Costs	\$ TD/tonne _{transportmedium}	28,57	17,63	15,04	16,35	172,62
Maintenance Cost	\$ TD/tonne _{transportmedium}	15,37	8,00	5,06	2,98	104,46
Miscellaneous Cost	\$ TD/tonne _{transportmedium}	6,81	3,41	2,95	2,95	51,34
Insurance Cost	\$ TD/tonne _{transportmedium}	6,81	3,41	2,95	2,95	51,34
Storage Opex	\$ TD/tonne _{transportmedium}	19,21	5,36	6,77	7,36	206,09
Additional Operating Cost	\$ TD/tonne _{transportmedium}	-	-	-	-	-
BOG & Fuel Costs						
Fuel Cost	\$ TD/tonne _{transportmedium}	46,69	36,36	33,44	20,18	213,04
Carbon Cost	\$ TD/tonne _{transportmedium}	-	-	-	-	-
Shipping BOG	\$ TD/tonne _{transportmedium}	-	-	-	-	-
Storage BOG	\$ TD/tonne _{transportmedium}	-	-	-	-	144,38
Total Cost						
Total Cost	\$ TD/tonne _{transportmedium}	211,66	109,41	97,30	80,51	1.720,66

Abbildung 33: Kostenberechnung für den Schiffstransport pro Tonne Wasserstoff

Anhang 1

Cost Calculations	Unit	LNG	Ammonia	Methanol	LOHC (TOL/MCH)	Hydrogen
Capital Costs						
Ship Capex	\$ TD/GJ _{transportmedium}	0,76	1,04	0,61	#DIV/0!	2,09
Storage Capex	\$ TD/GJ _{transportmedium}	0,95	0,69	0,82	#DIV/0!	4,13
Additional Capital Cost	\$ TD/GJ _{transportmedium}	-	-	-	#DIV/0!	-
Operating Costs (Excluding BOG & Fuel Costs)						
Labour Cost	\$ TD/GJ _{transportmedium}	0,10	0,17	0,13	#DIV/0!	0,25
Canal Costs	\$ TD/GJ _{transportmedium}	-	-	-	#DIV/0!	-
Port Costs	\$ TD/GJ _{transportmedium}	0,59	0,95	0,76	#DIV/0!	1,44
Maintenance Cost	\$ TD/GJ _{transportmedium}	0,32	0,43	0,25	#DIV/0!	0,87
Miscellaneous Cost	\$ TD/GJ _{transportmedium}	0,14	0,18	0,15	#DIV/0!	0,43
Insurance Cost	\$ TD/GJ _{transportmedium}	0,14	0,18	0,15	#DIV/0!	0,43
Storage Opex	\$ TD/GJ _{transportmedium}	0,40	0,29	0,34	#DIV/0!	1,72
Additional Operating Cost	\$ TD/GJ _{transportmedium}	-	-	-	#DIV/0!	-
BOG & Fuel Costs						
Fuel Cost	\$ TD/GJ _{transportmedium}	0,96	1,96	1,68	#DIV/0!	1,78
Carbon Cost	\$ TD/GJ _{transportmedium}	-	-	-	#DIV/0!	-
Shipping BOG	\$ TD/GJ _{transportmedium}	-	-	-	#DIV/0!	-
Storage BOG	\$ TD/GJ _{transportmedium}	-	-	-	#DIV/0!	1,20
Total Cost						
Total Cost	\$ TD/GJ _{transportmedium}	4,36	5,88	4,89	#DIV/0!	14,34

Abbildung 34: Kostenberechnung für den Schiffstransport pro Gigajoule Wasserstoff

A.3 Physikalische Berechnungsformeln für das HySupply Tool

5. Methods and Evaluation

5.1. Economic Analysis

The model was adapted from [1] with a number of new features and changes to calculations based off feedback from industry partners.

5.1.1. Route Calculations

One round trip comprises of the ship travel time between ports (both ways) plus two times the days at port days (one period each to load and unload).

$$DaysOneWay = \frac{Distance}{Speed * 24}$$

$$TotalTripTime = DaysOneWay * 2 + PortDays * 2$$

The days per year of operation is divided by total trip time to calculate trips per year.

$$AnnualTrips = \frac{DaysPerYearInOperation}{TotalTripTime}$$

$$AnnualSailingDays = AnnualTrips * DaysOneWay * 2$$

Annual sailing days is used to calculate yearly fuel and BOG costs.

5.1.2. Capital Costs

The annual CAPEX was calculated by multiplying the CRF and the ship capital cost. Also, any additional upfront costs input by the user are multiplied by the CRF to calculate their annual cost.

$$AnnualCAPEX = CRF * ShipCapitalCost + CRF * StorageCapitalCost + CRF * AdditionalCapitalCost$$

Note: The storage capital cost is calculated from:

$$StorageCapitalCost = ReferenceCost * \left(\frac{NominalCapacity}{ReferenceCapacity} \right)^{ScaleCoefficient}$$

5.1.3. Operating Costs

Operating costs were given through the addition of labour, fuel, canal, port, maintenance, miscellaneous, insurance, additional operating costs and BOG costs.

$$ShipEnergyRequired \left(\frac{MWh}{day} \right) = \frac{ShipEngineCapacity * 24}{ShipEngineEfficiency}$$

$$FuelUse \left(\frac{tonnes}{day} \right) = \frac{ShipEnergyRequired * 3.6}{FuelEnergyContent}$$

$$RequiredFuel = AnnualSailingDays * FuelUse$$

$$AnnualFuelCost = RequiredFuel * FuelCost$$

If BOG is used as the fuel source (when the ship is propelled by the hydrogen carrier (e.g. LNG, ammonia, methanol) or by hydrogen – the annual fuel cost becomes:

$$\text{AnnualFuelCost} = \text{AnnualBOG} * \text{LowerHeatingValue} * \text{HydrogenCarrierMarketPrice}$$

The annual BOG is either equal to the amount of BOG that occurs naturally (if this amount is larger than the amount of BOG required for fuelling the ship) or, if forced BOG is required to fuel the ship, the BOG will be equal to the amount required to fuel the ship.

In this way the annual BOG is therefore calculated as:

$$\text{AnnualBOG} = \text{AnnualSailingDays} * \text{TransportationBOG} * \text{ShipCapacity(kg)} * \frac{1}{1000}$$

If this value is not big enough to fuel the ship requirements, the AnnualBOG is calculated as:

$$\text{AnnualBOG} = \text{RequiredFuel}$$

The remainder of the operating costs are calculated as follows:

$$\text{AnnualCanalCost} = (\text{SuezCanalCost} + \text{PanamaCanalCost}) * 2 * \text{AnnualTrips}$$

$$\text{AnnualPortCost} = \text{AnnualTrips} * \text{Port Days} * \text{Port Charges} * 2$$

$$\text{AnnualMaintenanceCost} = \text{ShipCapitalCost} * \text{MaintenanceCost}$$

$$\text{AnnualMiscellaneousCost} = (\text{LabourCost} + \text{AnnualCanalCost} + \text{AnnualPortCost} + \text{AnnualMaintenanceCost})$$

$$\text{AnnualInsuranceCost} = (\text{LabourCost} + \text{AnnualCanalCost} + \text{AnnualPortCost} + \text{AnnualMaintenanceCost} + \dots)$$

$$\text{AnnualShippingBOGCost} = \text{AnnualSailingDays} * \text{TransportationBOG} * \text{ShipCapacity(kg)} * \frac{\text{LowerHeatingValue}}{1000}$$

Note: If BOG is used as the fuel source for the ship – the BOG cost becomes zero and its cost is contained in the fuel cost.

$$\text{AnnualStorageBOGCost} = \text{StorageBOGRate} * \frac{\text{NominalCapacity}}{2} * \text{Density} * 365$$

Note: This applies to both import and export terminal storage.

$$\text{AnnualCarbonCost} = \text{RequiredFuel} * \text{FuelCarbonEmissions} * \text{CarbonPrice}$$

$$\text{AnnualOPEX} = \text{Labour Cost} + \text{AnnualCanalCosts} + \text{AnnualPortCost} + \text{AnnualMaintenanceCost} + \text{Annual}$$

5.1.4. Total Costs

$$\text{AnnualDeliveredQuantity(kg)} = \text{AnnualTrips} * \text{ShipCapacity}$$

$$\text{AnnualDeliveredQuantity(GJ)} = \text{AnnualDeliveredQuantity(kg)} * \frac{\text{LowerHeatingValue}}{1000}$$

$$\text{TotalAnnualCost} = \text{AnnualCAPEX} + \text{AnnualOPEX}$$

$$\text{CostPerGJTransportMedium} = \frac{\text{TotalAnnualCost}}{\text{AnnualDeliveredQuantity(GJ)}}$$

$$\text{CostPerKgTransportMedium} = \frac{\text{TotalAnnualCost}}{\text{AnnualDeliveredQuantity(kg)}}$$

$$\text{CostPerTonneTransportMedium} = \text{CostPerKgTransportMedium} * 1000$$

$$\text{CostPerKgH}_2 = \text{CostPerKgTransportMedium} * \frac{1}{\text{MassConversion}}$$

Abbildung 35: Physikalische Berechnungsformeln für das HySupply Tool

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Ort

Datum

Unterschrift im Original