



Analyse verschiedener Versorgungs- optionen Baden-Württembergs mit Wasserstoff und Wasserstoffderivaten

Studie

ANALYSE VERSCHIEDENER VERSORGUNGSOPTIONEN BADEN- WÜRTTEMBERGS MIT WASSERSTOFF UND WASSERSTOFFDERIVATEN

**Marius Holst, Ombeni Ranzmeyer, Tobias Eißler, Connor Thelen,
Tim Ruckteschler, Lucas Edenhofer, Verena Fluri, Christoph Kost**

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg im Breisgau
www.ise.fraunhofer.de

Zitiervorschlag:

Holst, M.; Ranzmeyer, O.; Eißler, T.; Thelen, C.; Ruckteschler, T.; Edenhofer, L.; Fluri, V.; Kost, C.:
„Analyse verschiedener Versorgungsoptionen Baden-Württembergs mit Wasserstoff und Wasserstoffderivaten“,
2025, Fraunhofer ISE

Gefördert durch:



Förderkennzeichen: L75 24115
Laufzeit: 15.05.2024 - 30.11.2024

Freiburg im Breisgau, März 2025

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	4
Kurzfassung	5
1 Einleitung.....	7
1.1 Ausgangslage	7
1.2 Limitationen der vorliegenden Betrachtungen	8
2 Nachhaltige Energieträger und Transportrouten.....	10
2.1 Energieträgerauswahl	10
2.2 Importrouten nach Baden-Württemberg	11
3 Mögliche Exportregionen für Wasserstoff(derivate).....	21
3.1 Vorgehen zur Auswahl der Exportregionen	21
3.2 Übersicht der analysierten Exportregionen	22
3.3 Hintergrund Fokusregionen.....	24
4 Methodisches Vorgehen und Parameter	29
4.1 Allgemeines Vorgehen	29
4.2 Rahmenbedingungen	30
4.3 Szenarien der Wasserstoff-Versorgungskette	31
4.4 Standortanalyse der erneuerbaren Energien	33
4.5 Simulation und Optimierung der Versorgungsketten.....	40
4.6 Parameter und Komponentenmodelle	43
5 Ergebnisse.....	54
5.1 Bereitstellung gasförmigen Wasserstoffs in Baden-Württemberg	55
5.2 Bereitstellung von Ammoniak und Methanol als Rohstoff in Baden-Württemberg	59
5.3 Ausgewählte Sensitivitätsanalyse und Sonderszenario	61
6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	64
7 Literaturverzeichnis	69
8 Anhang: Standortauswahl und Detailergebnisse	78
8.1 Standorte in Deutschland	78
8.2 Algerien	80
8.3 Marokko	82
8.4 Spanien.....	84
8.5 Schottland	86
8.6 Norwegen.....	88
8.7 Finnland.....	90
8.8 Vereinigte Arabische Emirate	92
8.9 Kanada	94

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
AC	Wechselstrom (engl.: Alternating current)
ASU	Luftzerlegungsanlage (engl.: Air separation unit)
AEL	Alkalische Elektrolyse
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland
BW	Baden-Württemberg
CAPEX	Investitionskosten (engl.: Capital expenditure)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DAC	CO ₂ -Abscheidung aus der Umgebungsluft (engl.: Direct air capture)
DC	Gleichstrom (engl.: Direct current)
EE	erneuerbare Energien
EUR	Euro, €
GIS	Geoinformationssystem
GW / GWh	Gigawatt / Gigawattstunde
H ₂	Wasserstoff
LH ₂	Flüssigwasserstoff
LCOE	Stromgestehungskosten (engl.: Levelized cost of electricity)
LCOH	Wasserstoffgestehungskosten (engl.: Levelized costs of hydrogen)
LOHC	Flüssige organische Wasserstoffträger (engl.: Liquid Organic Hydrogen Carrier)
LPG	Flüssiggas (engl.: Liquefied petroleum gas)
LNG	Verflüssigtes Erdgas (engl.: Liquefied natural gas)
MeOH	Methanol
MW / MWh	Megawatt / Megawattstunde
OPEX	Betriebskosten (engl.: Operational expenditure)
PEM	Polymerelektrolytmembran - Elektrolyse
PL	Pipeline
PtX / PtL	Power-to-X / Power-to-Liquid
PV	Photovoltaik
RFNBO	Erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin)
TRL	Technologie-Reifegrad (engl.: Technology readiness level)
TW / TWh	Terrawatt / Terrawattstunde
UM	Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
USD	US-Dollar, \$
WACC	Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (engl.: Weighted average cost of capital)

Kurzfassung

Baden-Württemberg hat das Ziel, bis zum Jahr 2040 klimaneutral zu sein. Das Bundesland gehört aufgrund seiner hohen Industrieproduktion in den Bereichen Fahrzeugbau, Maschinenbau und Chemie zu den wirtschaftsstärksten Regionen Europas und weist einen erhöhten Energiebedarf auf. Nachhaltig produzierter Wasserstoff gilt als Schlüssel zur Defossilisierung industrieller Prozesse und zur Sicherung einer umweltfreundlichen Energieversorgung. Die Studie **„Analyse verschiedener Versorgungsoptionen Baden-Württembergs mit Wasserstoff und Wasserstoffderivaten“** untersucht verschiedene Pfade zur Bereitstellung von nachhaltig erzeugtem Wasserstoff und dessen Derivaten Methanol und Ammoniak für die Zieljahre 2032 und 2040. Sie beleuchtet die bestehende und geplante Infrastruktur für die Wasserstoffversorgung Baden-Württembergs. Eine vertiefte techno-ökonomische Analyse umfasst die Produktion von Wasserstoff und dessen Derivaten an 20 internationalen und nationalen Standorten und modelliert den Wasserstoffimport nach Baden-Württemberg über geplante Pipelineverbindungen und den Seeweg, wobei die Bereitstellungskosten bewertet werden. Die betrachteten Exportregionen und -länder sind Algerien, Marokko, Spanien, Schottland, Norwegen, Finnland, die Vereinigten Arabischen Emirate und Ostkanada. Diese Regionen wurden aufgrund bestehender Partnerschaften, hoher Potenziale für erneuerbare Energien, Flächenverfügbarkeit und/oder ihrem hohen Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch ausgewählt. Für diese Exportregionen wird eine detaillierte GIS-Analyse der erneuerbaren Energiepotenziale durchgeführt und die gesamte Versorgungskette anschließend techno-ökonomisch optimiert.

Für gasförmigen Wasserstoff erweisen sich Importe über Pipelines als kostengünstigster Bereitstellungspfad für Baden-Württemberg. Für das Jahr 2032 liegen die Bereitstellungskosten zwischen 3,2 und 6,0 EUR/kg und sinken bis zum Jahr 2040 voraussichtlich auf 2,4 bis 4,2 EUR/kg, bedingt durch eine höhere Pipelineauslastung und technologischen Fortschritt. Insbesondere Regionen bzw. Länder innerhalb Europas wie Schottland, Finnland und Spanien bieten Kostenvorteile durch kürzere Transportwege und niedrige Kapitalkosten.

Für die lokale Wasserstoffproduktion (onsite) in Baden-Württemberg ergeben sich in der Analyse Erzeugungskosten von 4,3 bis 4,9 EUR/kg im Jahr 2032 und 3,4 bis 3,8 EUR/kg im Jahr 2040. Die lokale Wasserstoffproduktion wird jedoch durch begrenzte Flächenpotenziale für großtechnische Erneuerbare-Energien-Anlagen und die Nutzungskonkurrenz mit der direkten Stromnutzung eingeschränkt: Im Jahr 2021 stehen in Baden-Württemberg rund 19 TWh erneuerbarer Strom einem Strombedarf von 63 TWh gegenüber. Durch die weitere Elektrifizierung von Industrie, Mobilität und Wärmeversorgung wird der Strombedarf bis 2040 voraussichtlich auf 108 bis 161 TWh ansteigen. Eine vollständige lokale Erzeugung von Wasserstoff zur Deckung des Bedarfs von rund 90 TWh im Jahr 2040 würde den Strombedarf nahezu verdoppeln, was den politischen Zielen für die Produktion von erneuerbaren Energien von rund 92 TWh im Jahr 2040 entgegensteht. Es ist daher zu erwarten, dass ein Großteil des Wasserstoffbedarfs Baden-Württembergs importiert werden muss.

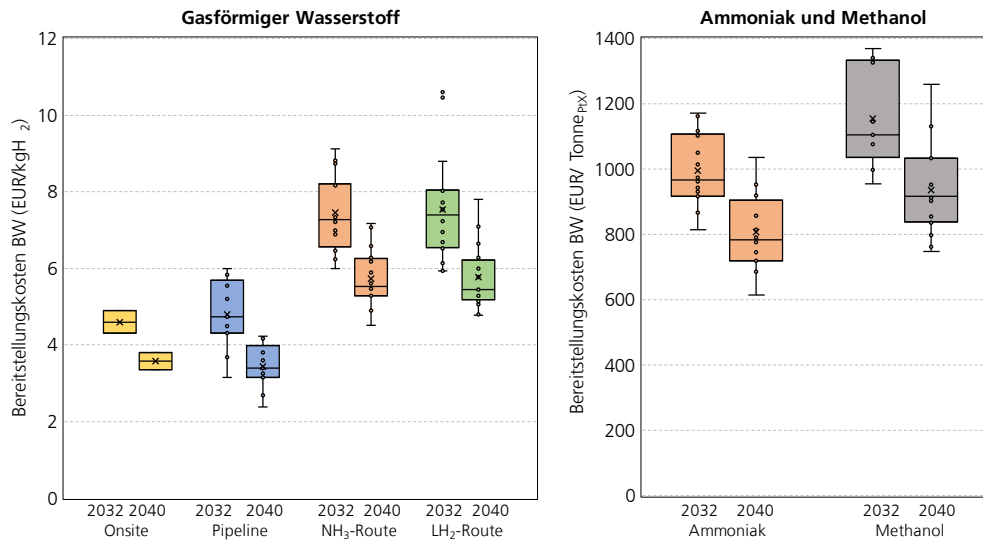


Abbildung: Bereitstellungskosten von gasförmigem Wasserstoff über verschiedene Versorgungspfade (links) und Bereitstellungskosten der Rohstoffe Ammoniak und Methanol (rechts)

Die Wasserstoffimporte über rückumgewandelten Flüssigwasserstoff und Ammoniak sind mit höheren Bereitstellungskosten verbunden. Im Jahr 2032 liegen die Kosten für den Import über den Flüssigwasserstoffpfad zwischen 5,9 und 10,6 EUR/kg und für den Ammoniakpfad zwischen 6,0 und 9,1 EUR/kg. Bis 2040 sinken die Kosten für beide Pfade auf ca. 4,5 bis 7,8 EUR/kg. Die höheren Kosten sind auf komplexere Anlagen, Verluste bei den Rückumwandlungsprozessen und signifikante Investitionen in Verflüssigungs-, Speicher- und Transportinfrastruktur zurückzuführen. Innerhalb Europas zeigen sich auch hier Kostenvorteile, während längere Transportwege und höhere Kapitalkosten in Regionen wie Algerien, Marokko und den Vereinigten Arabischen Emiraten zu höheren Kosten führen.

Die Bereitstellungskosten als Rohstoff liegen für Ammoniak im Jahr 2032 zwischen 820 und 1.180 EUR/Tonne und sinken bis 2040 auf 610 bis 1.400 EUR/Tonne. Für Methanol betragen die Kosten 960 bis 1.370 EUR/Tonne in 2032 und reduzieren sich auf 750 bis 1.260 EUR/Tonne bis 2040. Der Weitertransport nach Baden-Württemberg über den Rhein führt nur zu einer geringfügigen Erhöhung der Kosten.

Die Analyse zeigt, dass Baden-Württemberg bei der Versorgung mit Wasserstoff vor großen, aber lösbaren Herausforderungen steht. Der großtechnische Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten erfordert erhebliche Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energiekapazitäten, Elektrolyseanlagen und Transportinfrastruktur sowie die kontinuierliche Erweiterung der bestehenden energiepolitischen Länderpartnerschaften. Das europäische Wasserstoffnetzwerk und das deutsche Wasserstoff-Kernnetz werden für Baden-Württemberg in Zukunft von erheblicher Bedeutung sein, da sie eine entscheidende Voraussetzung für den Wasserstoffimport und die kosteneffizienteste Variante der Wasserstoffversorgung darstellen. In Baden-Württemberg profitieren aktuell jedoch nicht alle Regionen gleichermaßen von den geplanten Wasserstoffnetzen, sodass ein weiterer Ausbau notwendig ist.

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Baden-Württemberg ist eine der wirtschaftsstärksten Regionen Deutschlands und Europas. Die Wirtschaft des Landes ist geprägt durch eine starke Industrie, insbesondere in den Bereichen Fahrzeugbau, Maschinen- und Anlagenbau, Elektrotechnik und Papierindustrie. Darüber hinaus gilt der baden-württembergische Mittelstand als äußerst leistungsfähig, zeichnet sich durch Innovationskraft, Flexibilität und spezialisierte Nischenmärkte aus und weist eine hohe Exportquote auf, die zur Internationalisierung der Wirtschaft beiträgt. Die hohe Wirtschaftsleistung Baden-Württembergs hat einen hohen Energiebedarf zur Folge. Die teilweise energieintensive Produktion in den genannten Branchen erfordert eine zuverlässige und stabile Energieversorgung. Gleichzeitig strebt das Land, genau wie ganz Deutschland, eine nachhaltige und umweltschonende Energieversorgung an und treibt den Ausbau erneuerbarer Energien (EE) wie Wind- und Solarenergie voran. Da die Ausbaupotenziale für erneuerbare Energien in Baden-Württemberg begrenzt sind und der Strombedarf durch die zunehmende Elektrifizierung voraussichtlich weiter steigen wird, wird das Land unter den gesetzten Zielen für den EE-Ausbau, wie auch heute schon, in Zukunft Strom aus anderen Teilen Deutschlands und Europa importieren [1].

Im Rahmen der Energiewende wird neben erneuerbarem Strom auch nachhaltig erzeugter Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen. Insbesondere für die Defossilisierung verschiedener Prozesse in der Industrie führt kaum ein Weg an Wasserstoff vorbei. In Baden-Württemberg besteht bereits heute ein hoher Bedarf an Wasserstoff, insbesondere als Rohstoff für Raffinerien und für die chemische Industrie. Zukünftig wird Wasserstoff auch zur CO₂-neutralen Erzeugung von Prozesswärme in Branchen wie der Zement-, Glas- und Papierherstellung eingesetzt werden. Ein weiterer Bedarf an Wasserstoff wird für den Verkehrssektor erwartet, insbesondere für den Fern- und Schwerlastverkehr. Darüber hinaus wird Wasserstoff als molekularer Langzeit-Energiespeicher für Zeiten benötigt, in denen nicht ausreichend Strom aus erneuerbaren Energiequellen zur Verfügung steht.

Die eingangs erwähnten begrenzten Ausbaupotenziale für erneuerbare Energien führen dazu, dass Baden-Württemberg auch bei grünem Wasserstoff in erster Linie auf Importe angewiesen sein wird. Eine Wasserstoffbedarfsabfrage für Baden-Württemberg durchgeführt durch das ZSW (siehe Abbildung 1-1) kommt zu dem Ergebnis, dass bereits im Jahr 2030 ein jährlicher Energiebedarf an Wasserstoff von knapp 23 TWh besteht, was einer Menge von rund 680.000 Tonnen Wasserstoff entspricht. Bis 2040 soll der Bedarf auf knapp 91 TWh/a ansteigen, was einer Menge von rund 2,7 Millionen Tonnen Wasserstoff entspricht. Würde die genannte Menge im Jahr 2030 lokal in Baden-Württemberg erzeugt, wäre eine Elektrolysekapazität mit einer Eingangsleistung von ca. 9,5 GW_{el} und eine erneuerbaren Energien Kapazität von ca. 19 GW_{el} erforderlich¹. Bis 2040 müsste die Elektrolysekapazität auf knapp 38 GW_{el} und die EE-Kapazität auf 76 GW_{el} ausgebaut werden. Zum Vergleich: Für Deutschland wird in der Wasserstoffstrategie eine notwendige Elektrolysekapazität von 10 GW_{el} bis 2030 angestrebt. Die genannten Wasserstoffmengen und die daraus resultierenden Erzeugungskapazitäten heben die großen Herausforderungen hervor.

¹ Annahme: 4000 Volllaststunden der Elektrolyse; spezifischer Energiebedarf: 55 kWh/kg; Verhältnis Kapazität Erneuerbare Energieträger/Elektrolyse: 2

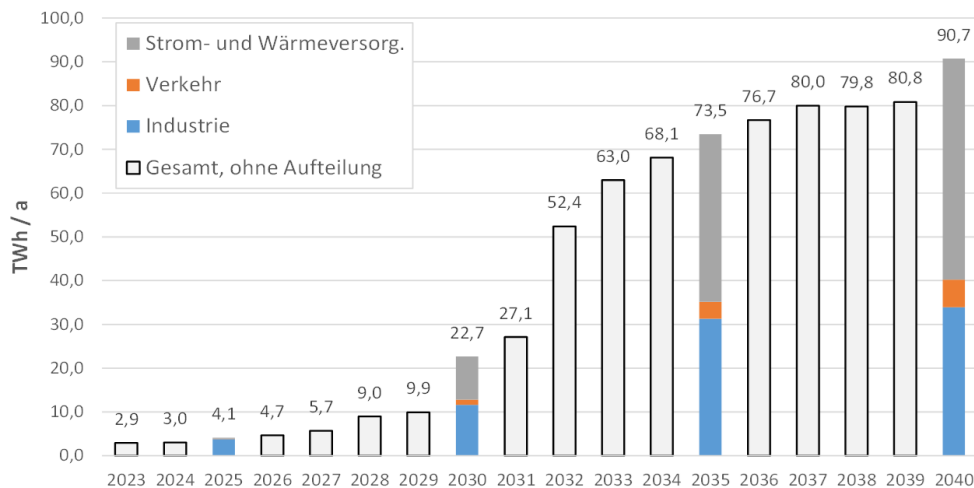


Abbildung 1-1: Ergebnis der Wasserstoffbedarfsabfrage des ZSW für die Jahre 2023 bis 2040 in Baden-Württemberg [2] (Abbildung mit freundlicher Genehmigung durch das ZSW)

Für das Land Baden-Württemberg steht die Wasserstoffherzeugung aus regenerativen Energiequellen mittels Wasserelektrolyse im Vordergrund. Auch wenn in Baden-Württemberg bereits Projekte zur heimischen Wasserstoffherzeugung realisiert wurden und weitere in Planung sind, wird nur ein Teil des Wasserstoffbedarfs durch eine lokale Erzeugung gedeckt werden. Dies wird auch durch die Importstrategie des Bundes unterstrichen, die selbst für ganz Deutschland für 2030 von einem Importanteil von 50-70 Prozent (45 bis 90 TWh) ausgeht [3]. Das Land Baden-Württemberg strebt, als Maßnahme zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, den Aufbau internationaler Wasserstoffkooperationen mit Exportländern an [4].

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden verschiedene Wasserstoffbereitstellungspfade für Baden-Württemberg untersucht. Die Studie ist in sechs Kapitel gegliedert. Nach der Einleitung erfolgt in Kapitel 2 eine kurze Darstellung der Eigenschaften von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten und darauf aufbauend eine Analyse der bestehenden und zukünftigen Infrastruktur für den Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten. Die Analyse erstreckt sich dabei auf den Wasser- und Schienenweg sowie auf Pipelineverbindungen. Dabei wird ein Schwerpunkt auf die geplanten Wasserstoffpipeline-Korridore gelegt. Anschließend werden in Kapitel 3 mögliche Exportregionen analysiert, von denen im Folgenden eine Auswahl von acht Regionen näher betrachtet wird. Diese bilden die Grundlage für eine detaillierte Betrachtung der EE-Potenziale in den ausgewählten Exportregionen. Für jeweils zwei Standorte pro Region erfolgt anschließend eine detaillierte Transportwegeanalyse sowie eine techno-ökonomische Analyse der Bereitstellung von gasförmigem Wasserstoff sowie der Rohstoffe Ammoniak und Methanol. Die Analyse berücksichtigt die europäischen Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Wasserstoffherzeugung aus erneuerbaren Energien.

1.2 Limitationen der vorliegenden Betrachtungen

Die vorliegende Studie berücksichtigt aktuelle Forschungsergebnisse und Erfahrungswerte aus der Praxis und wurde nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Dennoch soll an dieser Stelle auf mögliche Limitierungen der vorliegenden Betrachtung eingegangen werden:

Für die Analyse der Potenzialflächen für Wind- und PV-Kraftwerke werden Geodaten verwendet, die die Landnutzung definieren. Dabei werden u. a. Flächennutzungsdaten als Potenzialflächen ausgeschlossen, da hier z. B. Nutzungskonflikte bestehen (z. B. landwirtschaftlich genutzte Flächen). Die Einstufung der Flächen steht somit in direktem

Zusammenhang mit den verwendeten Daten. Diese liegen zum Teil nur in geringer Auflösung vor, so dass die Daten von der tatsächlichen Nutzung abweichen und somit falsche Flächen ausgewiesen werden könnten. Zudem können regions- oder länderspezifische Regelungen aufgrund der kurzen Projektlaufzeit nicht tiefgründig berücksichtigt werden. Des Weiteren kann z. B. der Aspekt des Grundeigentums nicht berücksichtigt werden, da entsprechende Daten kaum verfügbar sind. Die dargestellten Flächen sind daher als theoretisches Potenzial zu interpretieren. Für eine konkrete Projektentwicklung müssen die spezifischen Gegebenheiten vor Ort berücksichtigt werden, was über den Rahmen dieser Studie hinausgegangen wäre.

Die EE-Potenziale (mittlere Windgeschwindigkeit, solare Einstrahlung) spielen bei der Standortbestimmung für EE-Anlagen sowie bei der Berechnung der Versorgungsketten eine entscheidende Rolle. In der vorliegenden Studie wird hierfür auf satellitenbasierte Daten und nicht standortscharfe Messungen zurückgegriffen, um die hohe Anzahl und Größe der Länder abdecken zu können. Satellitenbasierte Daten sind mit höherer Unsicherheit verbunden als standortscharf gemessene Daten. Aufgrund der geringen räumlichen Auflösung können z. B. die Windgeschwindigkeiten von örtlichen Gegebenheiten abweichen. Zudem können Schwankungen zwischen einzelnen Witterungsjahren nur unzureichend abgebildet werden. Für eine vertiefte Analyse einzelner Standorte für potenzielle Projektentwicklungen sind in der Regel umfangreiche Vorortmessungen der Windgeschwindigkeiten und der solaren Einstrahlung erforderlich. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor für die Kostenberechnungen sind die verwendeten Parameter. Für die Analysen ist eine Vielzahl von technischen und wirtschaftlichen Parametern erforderlich, die zudem in die Zukunft projiziert werden (Betrachtungen für die Jahre 2032 und 2040). Genaue Prognosen über weit in der Zukunft zu erwartenden Parameterwerte sind von Natur aus mit Unsicherheiten verbunden. Des Weiteren können länderspezifische Faktoren nicht vollständig abgebildet werden, auch weil sie von weiteren wirtschaftlichen Aspekten beeinflusst werden. So hat z. B. die Inflation und spezifische Nachfrage von Materialien der letzten Jahre die Kosten einiger Komponenten stark beeinflusst, was teilweise in der verwendeten Literatur kaum abgebildet ist. Als Beispiel sei hier die Elektrolyse genannt. Hier wurden in früheren Analysen (auch der Autoren [5]) niedrigere Kosten angenommen, als es die ersten größeren Projekte zeigen [6,7]. Für konkrete Anlagenplanungen und genauere Kostenabschätzungen sind stets aktuelle Kostendaten und Technologieparameter der Hersteller erforderlich.

2 Nachhaltige Energieträger und Transportrouten

In diesem Kapitel werden die in der Studie betrachteten Energieträger vorgestellt und die möglichen Transportrouten und -Infrastrukturen für nachhaltige Moleküle nach Baden-Württemberg erläutert.

2.1 Energieträgerauswahl

Wasserstoff unter Normbedingungen ($T=0^{\circ}\text{C}$; $p=1,01325\text{ bar}$) weist eine sehr geringe volumetrische Energiedichte auf, was die Speicherung und den Transport unwirtschaftlich macht (siehe Abbildung 2-1 b)). Aus diesem Grund werden verschiedene Ansätze verfolgt, um die Dichte bzw. Energiedichte für die Speicherung und den Transport zu erhöhen. Abbildung 2-1 a) gibt einen Überblick über mögliche Umwandlungsprozesse, um Wasserstoff besser transportier- und speicherbar zu machen. Rot umrandet sind die Transportmedien, die in diesem Projekt näher betrachtet werden. Eine Kompression von Wasserstoff kann die Dichte bereits erhöhen und wird beispielsweise für den Straßentransport bei Drücken von bis zu 500 bar angewendet. Ebenfalls lässt sich komprimierter Wasserstoff über Pipelines transportieren. Der Transport von Wasserstoff per Schiff kann in Form flüssiger Transportmedien erfolgen. Zum einen kann Wasserstoff in Reinform, d. h. im flüssigen Zustand, und zum anderen in Form von Wasserstoffderivaten auf dem Wasserweg transportiert werden. Die höchste Dichte von reinem Wasserstoff kann im flüssigen Zustand erreicht werden (Flüssigwasserstoff; LH_2). Mit der Liquid-Organic-Hydrogen-Carrier-Technologie (LOHC) ist es auch möglich, Wasserstoff in einer Trägerflüssigkeit bei Umgebungsdruck und -temperatur zu speichern und zu transportieren. Wird Kohlendioxid (CO_2) aus der Luft oder aus konzentrierten Punktquellen gewonnen, können aus Wasserstoff Moleküle wie Methan (SNG), Methanol (MeOH) oder Dimethylether (DME) erzeugt werden. Unter Verwendung von Stickstoff (N_2), der ebenfalls aus der Luft gewonnen wird, kann der Wasserstoff auch in Form von Ammoniak (NH_3) transportiert werden. Die Nutzung anderer Moleküle dient nicht nur als Trägermedium für Wasserstoff. Ammoniak und Methanol sind unter anderem wichtige Rohstoffe für industrielle Prozesse.

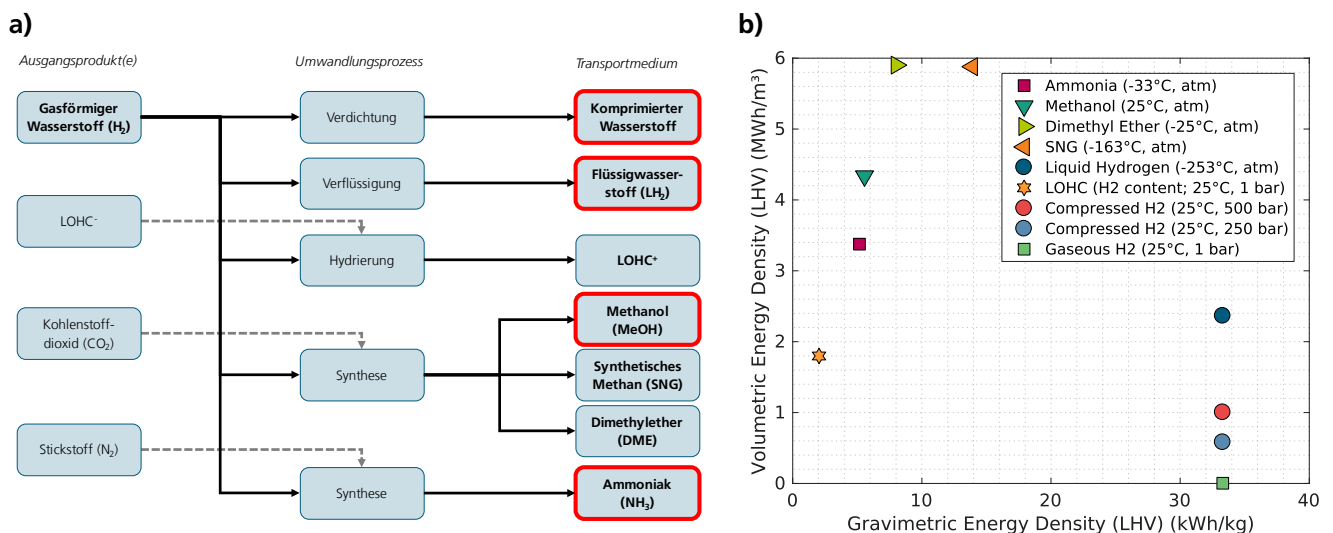


Abbildung 2-1: a) Transformationspfade von gasförmigem Wasserstoff zu speicher- und transportierbaren Medien (die in dieser Studie betrachtete Pfade sind rot markiert), b) volumetrische und gravimetrische Energiedichte von Wasserstoff und verschiedenen wasserstoffbasierter Energieträger

Prinzipiell besteht die Möglichkeit, Wasserstoff in den aufgeführten Möglichkeiten nach Baden-Württemberg zu importieren. Im Rahmen der Studie erfolgt jedoch eine Begrenzung der Betrachtung auf die folgenden vier Transportmedien, die anschließend kurz erläutert werden:

- Gasförmiger Wasserstoff (gH_2)
- Flüssiger Wasserstoff (LH_2)
- Ammoniak (NH_3)
- Methanol (MeOH)

Die Anwendungsmöglichkeiten von **gasförmigem Wasserstoff** in den zukünftig defossilisierten Sektoren Industrie, Verkehr und Energie in Baden-Württemberg sind vielfältig. Wasserstoff kann zur Bereitstellung von (Hochtemperatur) Prozesswärme, zur Stromerzeugung, aber auch für die Mobilität als Treibstoff genutzt werden. Gleichzeitig stellt Wasserstoff das Ausgangsmolekül für die Herstellung verschiedenster Stoffe dar und ist wichtiger Bestandteil zur Herstellung von nachhaltigem Stahl.

Eine Erhöhung der volumetrischen Energiedichte kann durch die Verflüssigung von Wasserstoff erzielt werden. Zu diesem Zweck wird der gasförmige Wasserstoff bei leichtem Überdruck auf eine extrem niedrige Temperatur von circa -253 °C abgekühlt. **Flüssiger Wasserstoff** kann als hochreiner Treibstoff für die Brennstoffzellenmobilität im Verkehrssektor (Schwerlastmobilität und Luftfahrt) Anwendung finden. Darüber hinaus ist eine Regasifizierung zu gasförmigem Wasserstoff in einer Verdampfungsanlage möglich, sodass sich die im vorherigen Absatz genannten Anwendungen erschließen lassen.

Ammoniak ist ein essenzieller Rohstoff in der chemischen Industrie sowie der Ausgangsstoff für die Produktion stickstoffbasierter Düngemittel. Darüber hinaus kann Ammoniak in der Zukunft als Energiespeicher und Treibstoff dienen. Aufgrund der bereits etablierten Handelsstrukturen für Ammoniak kann die bestehende Infrastruktur den Aufbau von Importrouten beschleunigen. Im Zusammenhang mit Ammoniak als großtechnischem Energieträger ist jedoch zu beachten, dass die Herstellung, der Transport und die Endnutzung von Ammoniak im Falle einer Havarie erhebliche Umweltauswirkungen und gesundheitliche Risiken zu Folge haben kann und besonders hohe Sicherheitsmaßnahmen an die Technik erforderlich sind. Eine Umwandlung von Ammoniak zu Wasserstoff wurde bisher nicht industriell umgesetzt, wird aber als zeitnah realisierbar eingeschätzt. In einem energieintensiven Prozess erfolgt das sogenannte Cracking von Ammoniak bei Temperaturen um die 900 °C zu Wasserstoff und Stickstoff. Dementsprechend wird sowohl eine stoffliche Nutzung von Ammoniak als auch dessen Funktion als Wasserstoffträger in Betracht gezogen.

Methanol findet ebenfalls Anwendung als wichtige Basischemikalie in der chemischen Industrie. Methanol ist die Basis für vielfältige Synthesepfade von Chemikalien und Kraftstoffen. Im Gegensatz zu Ammoniak ist eine Reformierung zu Wasserstoff jedoch weniger im Fokus industrieller Projekte. Stattdessen wird sich auf eine direkte stoffliche oder energetische Nutzung, z. B. als Treibstoff in der Schifffahrt, konzentriert. Von besonderer Bedeutung für die Herstellung von nachhaltigem Methanol sind geeignete Kohlenstoffdioxidquellen. Einfach zu erschließen sind industrielle und biogene Punktquellen. Ebenfalls kann eine Bereitstellung von atmosphärischem Kohlenstoffdioxid über Direct Air Capture erfolgen.

2.2 Importrouten nach Baden-Württemberg

Im Folgenden werden existierende bzw. geplante Infrastrukturen für den Import von Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten nach Baden-Württemberg vorgestellt. Dies

bezieht sowohl H₂-Pipelines als auch Schienen- und Wasserwege mit ein. Abbildung 2-2 zeigt schematisch diese Importstrukturen, wobei für den Import von gasförmigem Wasserstoff zukünftig die vier dargestellten Pipeline-Korridore in Frage kommen. Für den Import von flüssigen Energieträgern wie Flüssigwasserstoff, Ammoniak und Methanol bietet sich der Seeweg über die Nordseehäfen an.

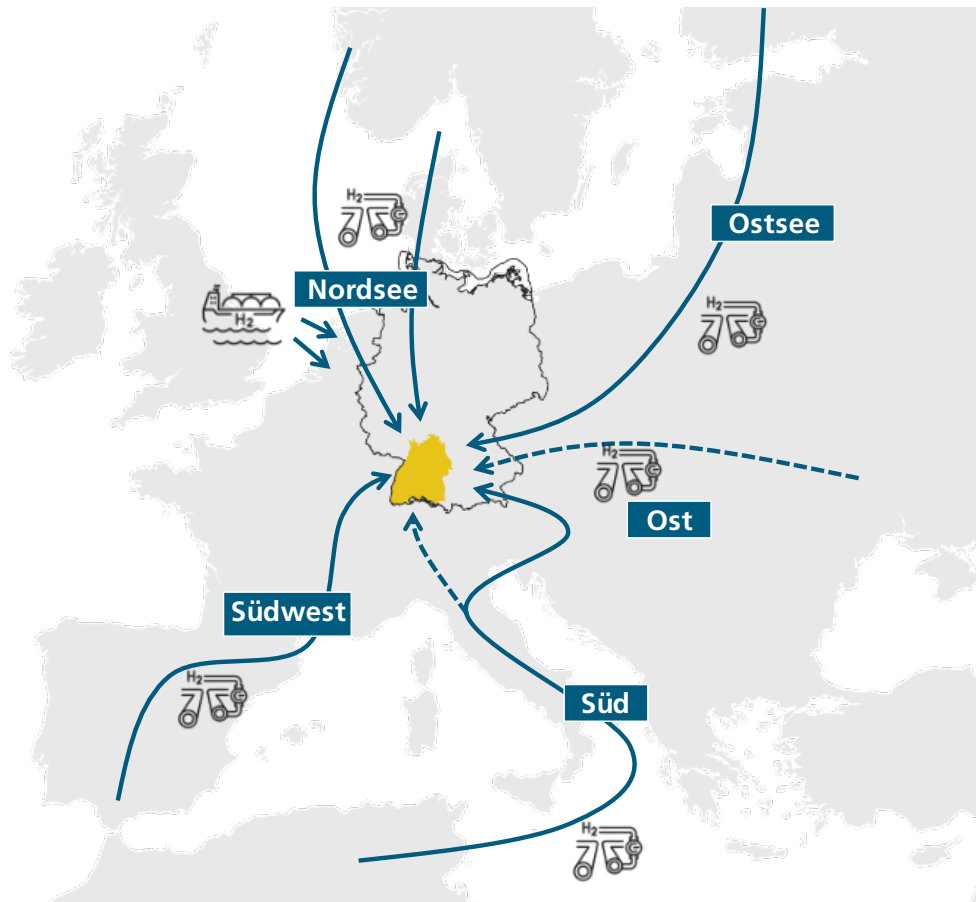


Abbildung 2-2: Schematische Darstellung der Importrouten von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten nach Baden-Württemberg (eigene Darstellung auf Basis einer Darstellung der Importkorridore des BMWK [8])

2.2.1 Pipelines

Wasserstoffkernnetz Deutschland

Ende Juli 2024 haben die Fernleitungsnetzbetreiber unter dem Dach des FNB Gas e.V. den Antrag für das deutschlandweite Wasserstoff-Kernnetz 2032 eingereicht. Abbildung 2-3 zeigt das geplante Wasserstoff-Pipelinennetz in Deutschland [9]. Die Bundesnetzagentur hat den Bau für eine Leitungslänge von 9.040 Kilometern mit einem Neu-zu-Umbau-Verhältnis von 44/56 im Oktober 2024 genehmigt. Das Investitionsvolumen beträgt 18,9 Milliarden Euro. Damit ist die Grundlage für den Aufbau einer Wasserstoff-Versorgungsinfrastruktur in Baden-Württemberg und Deutschland geschaffen. So verläuft die im Bau befindliche Süddeutsche Erdgasleitung (SEL) von Lampertheim über den mittleren Neckarraum bis nach Bissingen. Nach Abschluss der Bauarbeiten wird die SEL zunächst Erdgas und ab Anfang der 2030er Jahre auch Wasserstoff an Kunden in Baden-Württemberg liefern [10]. In den versorgten Regionen liegen unter anderem die Gaskraftwerke in Heilbronn, Altbach/Deizisau und

Stuttgart-Münster. Diese sollen zukünftig mit Wasserstoff betrieben werden. Darüber hinaus sind im Kernnetz weitere Transportleitungen für Baden-Württemberg geplant, die die Ostalb, Oberschwaben, den östlichen Bodenseeraum, den Breisgau, den Hochrhein von Waldshut bis Grenzach und die Region Mannheim/Karlsruhe erschließen sollen [11,12].



Abbildung 2-3: Wasserstoff-Kernnetz 2032 gemäß Genehmigung vom 22.10.2024 [13] (Abbildung mit freundlicher Genehmigung durch FNB Gas e.V.)

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg forderte u. a. in einer Stellungnahme zum Kernnetzsantrag 2032 des FNB Gas e.V. die Aufnahme der Verlängerung des Kernnetzes in die Rheinebene bis Basel sowie eine durchgängige Verbindung zum Bodensee. Dies würde den Bau einer Wasserstoff-Transitleitung durch die Schweiz begünstigen und eine direkte Verbindung zwischen Baden-Württemberg und dem italienischen Wasserstoffnetzwerk ermöglichen [14]. Diese Erweiterungen des Kernnetzes wurden vorerst nicht berücksichtigt [15] und können in den zukünftigen Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff eingebracht werden.

Im August 2024 begann die Bundesnetzagentur ein Verfahren zur Festlegung des Hochlaufentgeltes, das die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber distanzunabhängig für die Bereitstellung von Ein- und Ausspeisekapazität erheben. Dieses Entgelt soll ab 1. Januar 2025 an allen Ein- und Ausspeisepunkten gelten und die hohen Anfangsinvestitionen mit der geringeren Nachfrage ausgleichen. Die Regelung basiert auf dem WANDA-Mechanismus und soll sicherstellen, dass die Kosten und Hochlauftrisiken bis 2055 amortisiert werden. Das Hochlaufentgelt muss bezahlbar sein und soll den Markthochlauf nicht gefährden. Es wird in €/kWh/h/a berechnet und jährlich über den Verbraucherpreisindex an die allgemeine Geldwertentwicklung angepasst [16]. Die Finanzierung des Kernnetzes erfolgt grundsätzlich privatwirtschaftlich. Die Bundesnetzagentur reguliert die Netzentgelte, um die Kosten für die Nutzerinnen und Nutzer zu Beginn tragbar zu halten. Da die Einnahmen aus den Netzentgelten in der Anfangsphase die hohen Investitionskosten der Kernnetzbetreiber nicht decken, wird ein Ausgleichsmechanismus eingesetzt. Die KfW stellt für das sogenannte

Amortisationskonto, das die Differenz zwischen Investitionskosten und Einnahmen ausgleicht, ein Darlehen in Höhe von 24 Milliarden Euro bereit. Sobald die Einnahmen aus den Netzentgelten die Kosten übersteigen, fließen die Mehreinnahmen auf das Amortisationskonto zurück [17].

European Hydrogen Backbone (EHB)

Der European Hydrogen Backbone (EHB) ist eine Initiative zur Entwicklung eines europaweiten Wasserstoff-Pipelinenetzes. Bis 2030 soll ein Startnetz von 28.000 km entstehen, das bis 2040 auf etwa 53.000 km in 28 europäischen Ländern ausgebaut werden soll. Das geschätzte Investitionsvolumen für die Infrastruktur beläuft sich auf 80-143 Milliarden Euro. Etwa 60 Prozent des Netzes sollen aus umgewidmeten Erdgasleitungen bestehen, während 40 Prozent neu gebaut werden. Der EHB soll den kostengünstigen Transport von Wasserstoff über große Entfernungen ermöglichen, für 2040 werden notwendige Gebühren von ca. 0,3 €/kg postuliert, um eine Amortisation der Gesamtinvestitionen zu erreichen. Die Initiative soll die REPowerEU-Ziele unterstützen, die vorsehen, bis 2030 jährlich 20,6 Millionen Tonnen (Mt) erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff auf dem europäischen Markt bereitzustellen [18–20]. Im Folgenden werden für Baden-Württemberg relevante Pipelineverbindungen vorgestellt:

SouthH2 (Abbildung 2-2: Süd)

Das SouthH2 Projekt hat die Realisierung einer 3.300 km langen Pipelineverbindung von Nordafrika nach Deutschland zum Ziel, um einige wichtige europäische Nachfragecluster in Italien, Österreich und Deutschland mit grünem Wasserstoff zu versorgen. Der Pipelinekorridor ist Teil des European Hydrogen Backbone und soll 2030 eine Importkapazität von 4 Mt/Jahr aus Nordafrika erreichen. Ein Hauptziel der Initiative ist die Umwidmung bestehender Gasinfrastruktur für den Transport von gasförmigem Wasserstoff. Mehr als 70 Prozent der gesamten Korridorlänge sollen aus umgewidmeter Gasinfrastruktur bestehen. Derzeit besteht in Nordafrika ein Mangel an speziellen H₂-Infrastrukturanlagen sowie an einem klaren Entwicklungsprozess für H₂-Infrastrukturen. Erdgaspipelines, die Nordafrika mit Europa über Italien verbinden, sind bereits vorhanden und für eine Umwidmung zum Wasserstofftransport geeignet. Der Korridor soll auch für den Transport von inländisch produziertem Wasserstoff genutzt werden. Die Verbindung von Speicheranlagen entlang des SouthH2 verbessert die Versorgungssicherheit.

Im Rahmen des Projekts arbeiten die Übertragungsnetz- und Gaspipelinebetreiber Società Nazionale Metanodotti (Snam) aus Italien, Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) und Gas Connect Austria GmbH (GCA) aus Österreich sowie die Bayernets GmbH aus Deutschland zusammen [21–23].

Für die Umsetzung des SouthH2 Projekts ist die Anerkennung und Förderung als Project of Common Interest im Rahmen der TEN-E-Verordnung der EU-Kommission der vier Einzelvorhaben erforderlich:

- **Italian H₂-Backbone:** Ziel des Projektes ist die Entwicklung des italienischen Wasserstoff-Kernnetzes vom Verbindungspunkt zwischen Nordafrika und Sizilien bis zu den Anschlüssen an das österreichische und Schweizer Wasserstoffnetz. Das insgesamt 2.300 km lange Pipelinenetzt soll zu 73 Prozent aus umgewidmeter Gasinfrastruktur bestehen, sowie eine Importkapazität aus Nordafrika von 450 GWh/Tag und eine Exportkapazität nach Österreich von 170 GWh/Tag ermöglichen. Snam ist seit Januar 2023 in Nordafrika präsent. Das Unternehmen hat nach eigenen Angaben bereits Vereinbarungen mit nordafrikanischen Wasserstoffproduzenten über eine jährliche Produktion von rund 2,5 Millionen Tonnen getroffen [21,22].

- **H2 Readiness of the TAG Pipeline System:** Das Projekt hat die Verbindung der H₂-Pipeline an der italienisch-österreichischen Grenze mit der H₂-Pipeline an der österreichisch-slowakischen Grenze zum Ziel. Das Projekt umfasst die Umstellung einer der drei bestehenden CH₄-Pipelines im TAG-System auf den Transport von 100 Prozent Wasserstoff. Die neue Pipeline wird an die H₂-WAG-Pipeline der GCA in Österreich angeschlossen, welche Zentralösterreich und Süddeutschland versorgen soll und für eine Importkapazität aus Italien von rund 168 GWh/Tag ausgelegt wird. Die 380 Kilometer lange bidirektionale Pipeline fördert einen gemeinsamen Wasserstoffmarkt in Italien, Österreich, Deutschland, der Slowakei, Tschechien und anderen MOE-Ländern. Das Projekt wird von zahlreichen Unternehmen, Nachfrageregionen und dem österreichischen Bundesministerium für Klimaschutz unterstützt und ist im österreichischen Netzentwicklungsplan enthalten [21,22].
- **H2 Backbone WAG + Penta-West:** Kern des Projektes ist die Ergänzung der bestehenden West-Austria-Gasleitung (WAG) und der Leitung Penta-West (PW) um eine parallel liegende Wasserstoffpipeline. In Baumgarten an der österreichisch-slowakischen Grenze erfolgt der Anschluss an die TAG Pipeline. Weiter westlich an der deutschen Grenze ist dann ein Anschluss an das deutsche Wasserstoffnetz geplant. Dabei werden über 200 Kilometer neue Leitung errichtet, sowie 140 Kilometer des bestehenden Leitungssystems umgerüstet [24].
- **HyPipe Bavaria – The Hydrogen Hub:** Das bayerische Wasserstoffnetz soll erheblich dazu beitragen, das gesamtdeutsche Wasserstoffnetz an Importe aus Süd- und Osteuropa anzuschließen. Im Jahr 2030 sollen 300 Kilometer Netz zu Verfügung stehen und eine Importkapazität von 144 GWh/Tag zwischen Österreich und Deutschland bestehen. Das bayrische Wasserstoffnetz wird zu 95 Prozent aus umgewidmeten Erdgasleitungen aufgebaut [25].

Am 14. Oktober 2024 unterzeichneten die algerische Energieunternehmen Sonatrach und Sonelgaz, der deutsche Energieversorger VNG, die italienischen Netzbetreiber Snam und SeaCorridor sowie die österreichische VERBUND Green Hydrogen ein Memorandum of Understanding (MoU) zur gemeinsamen Durchführung notwendiger Studien zur Herstellung von grünem Wasserstoff in Algerien. Der Import nach Europa soll über den „South H2 Corridor“ erfolgen [26].

Schweiz: Transitgas-Pipeline (Abbildung 2-2: Süd)

Mit dem 292 Kilometer langen Erdgasleitungssystem der Transitgas AG bietet die Schweiz hervorragende Voraussetzungen für eine Nord-Süd-Wasserstoffpipeline mit Anschlussmöglichkeiten zwischen Italien (Griespass), Baden-Württemberg (Wallbach) und Frankreich (Rodorsdorf). Würde die Verbindung realisiert, wäre diese auch Bestandteil des Südkorridors. Aktuell kann Erdgas in der Pipeline bidirektional strömen. Ab 2035 will Transitgas das Netto-null Emissionsziel erreichen und daher soll auf derselben Strecke Wasserstoff transportiert werden. Sowohl die Option einer neuen, parallel verlaufenden Pipeline oder eine Umwidmung der bestehenden Erdgas-Pipeline werden in Betracht gezogen. Eine Vorabuntersuchung des Leitungssystems auf Wasserstofftauglichkeit 2021 hat ergeben, dass eine Beimischung von ca. 10 Volumenprozent Wasserstoff heutzutage vermutlich unkritisch wäre. Ob das System für den Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff geeignet ist, wird seit 2022 in einer detaillierten Betrachtung untersucht. Dabei werden erforderliche Maßnahmen für einen sicheren Betrieb identifiziert. Der Bau einer parallelen Wasserstoffleitung soll einer Machbarkeitsstudie unterzogen werden, um sowohl technische und sicherheitsrelevante Aspekte als auch regulatorische Bedingungen zu prüfen. Mit der Transitspipeline bestünde ein möglicher Transportpfad von Nordafrika über Italien durch die Schweiz nach Deutschland, der eine kürzere Distanz im Vergleich zum Transport über das österreichische Wasserstoffnetz aufweist. Dies könnte für den Import nach Baden-

Württemberg eine höhere Effizienz und somit reduzierte Kosten sowie eine höhere Resilienz des Gesamtsystems bedeuten. Die Schweizer Pipeline ist in den Karten des European Hydrogen Backbone ab 2035 verzeichnet, jedoch weder als *Project of Common Interest* (PCI) noch als *Project of Mutual Interest* (PMI) klassifiziert und ist daher in diesem Kontext nicht förderberechtigt [27–29]. Ein entsprechender Antrag wurde gestellt.

H2med (Abbildung 2-2: Südwest)

Das Projekt H2med ist eine internationale Initiative zur Verbindung der Wasserstoffnetze der Iberischen Halbinsel mit Nordwesteuropa. Ziel ist es, Europa bis 2030 mit grünem Wasserstoff zu versorgen. Die Initiative wurde von Frankreich, Spanien und Portugal mit starker Unterstützung Deutschlands ins Leben gerufen und wird von den Fernleitungsnetzbetreibern Enagás, GRTgaz, OGE, REN und Teréga gefördert. Seit Oktober 2023 beteiligt sich der deutsche Fernleitungsnetzbetreiber OGE an dem Projekt. Die vier Infrastrukturbetreiber unterzeichneten eine Absichtserklärung (Memorandum of Understanding, MoU), um ihre Zusammenarbeit bei der Entwicklung von H2med zu formalisieren. Ende 2022 reichten die Fernleitungsnetzbetreiber das H2med-Projekt als Kandidat für ein Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI – Project of Common Interest) im Rahmen der neuen TEN-E-Verordnung für ein transeuropäisches Energienetz ein [30].

Geplant sind eine Wasserstoffverbindung zwischen Portugal und Spanien (Celorico da Beira – Zamora) sowie eine Offshore-Pipeline zwischen Spanien und Frankreich (Barcelona – Marseille):

- Das CelZa-Projekt ist eine 248 Kilometer lange Pipeline, die Celorico da Beira in Portugal mit Zamora in Spanien verbindet und die Wasserstoffnetze beider Länder verknüpft. REN und Enagás, die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber, werden jeweils ihre eigenen Abschnitte besitzen: REN 162 Kilometer in Portugal und Enagás 86 Kilometer in Spanien. Die Übertragungskapazität soll 0,75 Mt/a betragen mit einer geplanten Inbetriebnahme im Jahr 2030 [30].
- Das BarMar-Projekt verbindet mit einer 455 Kilometer langen Offshore-Wasserstoffpipeline Barcelona in Spanien mit Fos-sur-Mer bei Marseille in Frankreich. Zur geplanten Fertigstellung im Jahr 2030 soll die Übertragungskapazität 2 Mt/a betragen und die Hauptverbindung für den Export von grünem Wasserstoff von der iberischen Halbinsel nach Nordwesteuropa, im speziellen Deutschland, darstellen [30].

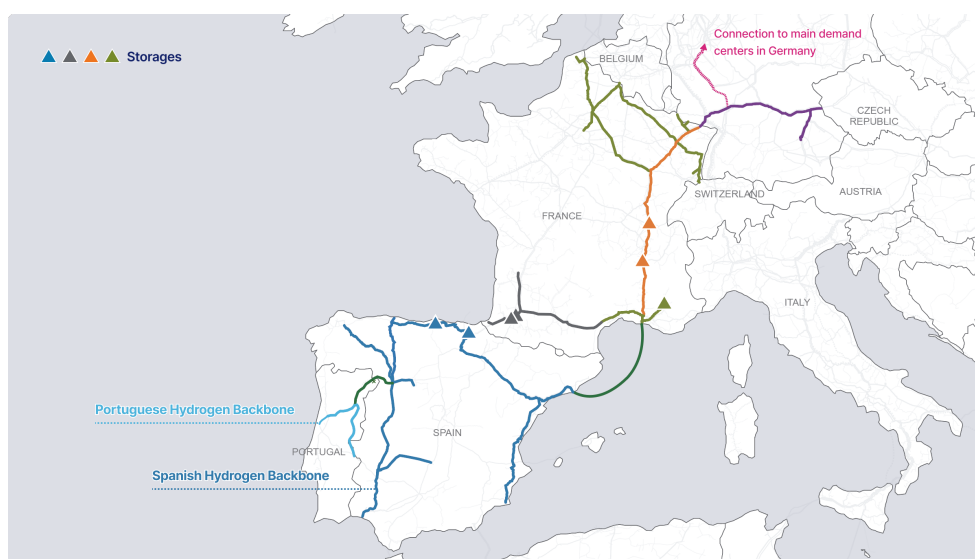


Abbildung 2-4: Geplantes Wasserstoffpipelinennetzwerk in Südwesteuropa und die Verbindungen nach Deutschland [30] (Abbildung mit freundlicher Genehmigung durch H2med/OGE)

Norwegen – Deutschland (Abbildung 2-2: Nordsee)

Norwegen ist aktuell einer der Hauptversorger Deutschlands mit Erdgas. Über die Pipelines Europipe I und II wird Erdgas bis an den Anschlusspunkt in Emden transportiert. In einer Machbarkeitsanalyse vom staatlichen Gaskonzern Norwegens, Gassco AS, zusammen mit der Dena wurde der Bau einer Wasserstoffpipeline näher untersucht, welche zu einem Großteil sogenannten blauen Wasserstoff transportieren soll [31]. Blauer Wasserstoff wird aus fossilem Erdgas hergestellt und das dabei entstehende CO₂ abgeschieden und dauerhaft unter dem Meeresgrund gespeichert (*Carbon Capture and Storage*; kurz: CCS). Weitere Transportkapazitäten sollen aber auch für elektrolytisch hergestellten Wasserstoff, unter anderem aus der direkten Offshore-Wasserstoffproduktion aus Offshore-Wind zur Verfügung stehen. Untersucht wurde der Bau einer neuen Wasserstoffpipeline sowie die anteilige Nutzung einer bestehenden Erdgaspipeline. In beiden Konzepten reicht die Pipeline bis zum Erdgasverarbeitungs-komplex von Nyhamna. Die Pipeline soll eine Transportkapazität von rund 18 GW haben (rund 4 Mt/a).

Basierend auf der Deutsch-Norwegischen Klima- und Energiepartnerschaft unterzeichneten der staatliche Gaskonzern Norwegens Gassco AS und der deutsche Netzbetreiber Gascade eine Absichtserklärung mit dem Ziel des Transports von Wasserstoff über Pipelines in der Nordsee. Erste Transporte sollen ab 2030 möglich sein, wobei grün produzierter Wasserstoff aus Norwegen nach Deutschland fließen könnte. Die Transportinfrastruktur für den in Norwegen erzeugten grünen Wasserstoff soll Gassco AS aufbauen. Allerdings wurde dieses Vorhaben im September 2024 von Gassco AS gestoppt und die Pläne einer Pipeline-Export-Infrastruktur auf norwegischer Seite zurzeit nicht weiterverfolgt [32]. Gascade plant, mit dem PCI Projekt AquaDuctus eine Offshore-Wasserstoffpipeline zu bauen, was eine Verbindung an das deutsche Wasserstoffnetz über Wilhelmshaven darstellen könnte [31,33–35]. Im ersten Abschnitt soll eine Offshore-Pipeline von etwa 200 Kilometern Länge von Wilhelmshaven zur Offshore-Windfläche SEN-1 entstehen und später erweitert werden um einen 200 Kilometer langen Abschnitt, welcher weitere Wasserstoff-Windparkstandorte anschließt. Diese Pipeline-Abschnitte bilden die Grundlage für einen Anschluss an Offshore-Pipelines nach Dänemark, den Niederlanden, Norwegen, Belgien und dem Vereinigten Königreich, mit der Absicht Knotenpunkte für das europäische Wasserstoffnetz in der Nordsee zu schaffen [33].

NBHC – Nordic-Baltic Hydrogen Corridor (Abbildung 2-2: Ostsee)

Die Anfang 2024 begonnene Vormachbarkeitsstudie der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber Gasgrid Finland, Elering (Estland), Conexus Baltic Grid (Lettland), Amber Grid (Litauen), GAZ-System (Polen) und ONTRAS Gastransport GmbH (ONTRAS) untersucht die wichtigsten Bedingungen für einen Nordisch-Baltischen Wasserstoffkorridor. Die Gesamtlänge der Pipeline würde circa 2.500 km betragen und im Jahr 2040 2,7 Mt/a und im Jahr 2050 circa 4 Mt/a (128 TWh) transportieren [36]. Der Durchmesser wird mit 48 Zoll (1.200mm) angegeben [37]. Im April 2024 wurde dem NBHC von der Europäischen Kommission der Status eines Project of Common Interest (PCI) verliehen [38]. Die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber planen nun mit einer Machbarkeitsstudie zu beginnen, die detailliertere technische Analysen und einen Zeitplan umfasst [37].

Central European Hydrogen Corridor (CEHC) (Abbildung 2-2: Ost)

Perspektivisch ist auch eine Wasserstoffpipeline-Anbindung über Tschechien und die Slowakei in die Ukraine geplant. Die Ukraine verfügt über gute Potenziale für erneuerbare Energien und ist über bestehende Erdgaspipelines eng mit Zentraleuropa verbunden [39]. Bereits vor dem russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine gab es

Bestrebungen, eine großskalige Wasserstoffproduktion im Land aufzubauen, wie aus einer 2021 veröffentlichten Wasserstoffstrategie hervorgeht [40,41]. In der vorliegenden Studie wurde keine Importregion ausgewählt, die diesen Pipelinekorridor nutzt, daher wird der Korridor nicht explizit betrachtet und auf aktuelle Planungen und Projekte nicht näher eingegangen.

2.2.2 Transport über den Rhein über Rotterdam (Nordsee)

Die Binnenschifffahrt spielt eine zentrale Rolle für die Versorgung Baden-Württembergs mit flüssigen Energieträgern. Baden-Württemberg verfügt über rund 550 Kilometer nutzbare Wasserstraßen auf Rhein, Neckar und Main [42]. Insbesondere der Rhein als einer der wichtigsten Wasserstraßen Europas ermöglicht den effizienten und kostengünstigen Transport von Erdöl und Erdölprodukten zu den Raffinerien und Tanklagern im Bundesland. Neben den Rheinhäfen werden auch die Neckarhäfen mit flüssigen Energieträgern versorgt. Der Rhein als zentrale Wasserstraße verbindet die Nordseehäfen, insbesondere die ARA-Häfen (Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen), mit dem Binnenland und bildet somit eine essenzielle Logistikachse für den Transport von flüssigen Energieträgern und einer Vielzahl anderer Produkte (Container, Schüttgut, Stahlerzeugnisse, etc.). Die Bedeutung der Wasserstraßen wird durch die Tatsache unterstrichen, dass alternative Transportwege wie Straße und Schiene nicht die gleiche Kapazität und Effizienz bieten können. Ein Binnenschiff hat ungefähr dieselbe Transportkapazität wie 2-3 Ganzzüge oder 120-150 LKWs, dies entspricht erreichbaren Transportkapazitäten von 1000-3000 Tonnen an flüssigen Energieträgern. Im Vergleich zu Straßen und Schienenwegen haben Wasserstraßen noch Kapazitätsreserven, welche ohne einen teuren und langwierigen Neubau ausgeschöpft werden können [42–46].



Abbildung 2-5: Wasserstraßen und Binnenhäfen in Baden-Württemberg [47] (Abbildung mit freundlicher Genehmigung durch Hafen Stuttgart GmbH)

Zu den bedeutendsten Rheinhäfen in Baden-Württemberg, dargestellt in Abbildung 2-4, zählen der Hafen Karlsruhe, der Hafen Mannheim und der Hafen Kehl. Der Hafen Karlsruhe ist einer der größten Binnenhäfen in Baden-Württemberg und verfügt über umfassende Einrichtungen für den Umschlag und die Lagerung von Erdöl und Erdölprodukten, was ihn zu einem zentralen Knotenpunkt für die Energieversorgung der Region macht. Die nahegelegene MiRO-Raffinerie ist ein potenzieller Großabnehmer von Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten zur Defossilierung der dortigen Prozesse. Der

Hafen Mannheim spielt ebenfalls eine wesentliche Rolle beim Umschlag von flüssigen Energieträgern und bietet umfangreiche Logistik- und Lagerkapazitäten sowie eine enge Anbindung an das regionale und überregionale Verkehrsnetz. Zentrale Bedeutung hat der Hafen für den Chemieparkkomplex von BASF in Ludwigshafen auf der gegenüberliegenden Rheinseite (Rheinland-Pfalz), welcher einen hohen Bedarf an Wasserstoff, aber auch Methanol und Ammoniak aufweist. Der Hafen Kehl, nahe der französischen Grenze gelegen, dient ebenfalls als wichtiger Umschlagplatz für flüssige Energieträger, auch wenn sich ein Großteil der Infrastruktur auf französischer Seite befindet. Aufgrund seiner strategischen Lage ist er ein bedeutender Standort für den grenzüberschreitenden Handel und Transport von Energie. Ansässig in Kehl sind die Badischen Stahlwerke, die für eine zukünftige Herstellung nachhaltigen Stahls ebenfalls einen hohen Wasserstoffbedarf haben. In einem aktuellen Forschungsprojekt der Badischen Stahlwerke zusammen mit der RWTH Aachen und der Badischen Stahl-Engineering GmbH soll der Einsatz von Wasserstoff aber auch Ammoniak für die Prozesse untersucht werden [48–51].

Unter den Neckarhäfen sind der Hafen Stuttgart und der Hafen Heilbronn hervorzuheben, auch wenn diese kleiner sind als die zuvor genannten Rheinhäfen. Der Hafen Stuttgart bietet weitreichende Infrastruktur für die Lagerung und Verteilung von Erdölprodukten. Der Hafen Heilbronn verfügt ebenfalls über Einrichtungen für den Umschlag und die Lagerung von flüssigen Energieträgern und ist aufgrund seiner Lage sowie seiner trimodalen Anbindung ein wichtiger Knotenpunkt im Energieversorgungsnetz des Bundeslandes [52,53].

2.2.3 Schiene

Der Schienengüterverkehr ist ein zentraler Bestandteil des deutschen und europäischen Transportsystems. Dank systembedingter Vorteile wie dem geringen Rollwiderstand und der hohen Elektrifizierung spielt er eine essenzielle Rolle für eine klimaneutrale Zukunft. In Deutschland sind bereits über 90 Prozent des Schienengüterverkehrs elektrifiziert, welcher insgesamt hohe Transportkapazitäten aufweist. Die deutsche Bundesregierung befürwortet den Ausbau und die Modernisierung dieses Transportweges. Der hierfür ins Leben gerufene Masterplan Schienenverkehr hat das Ziel, bis 2030 den Anteil des Schienengüterverkehrs auf 25 Prozent des gesamten Güterverkehrs zu erhöhen. Zudem soll das deutsche Schienennetz an den europäischen Standard des 740-Meter-Netzes angepasst werden, sodass 740 m lange Züge überall in Deutschland verkehren können. Solche Züge können etwa 50 FEU-Container (Forty Foot Equivalent Unit) oder Kesselwagen transportieren. Dennoch sollten potenzielle Abweichungen in den jeweiligen Streckenabschnitten berücksichtigt werden [54].

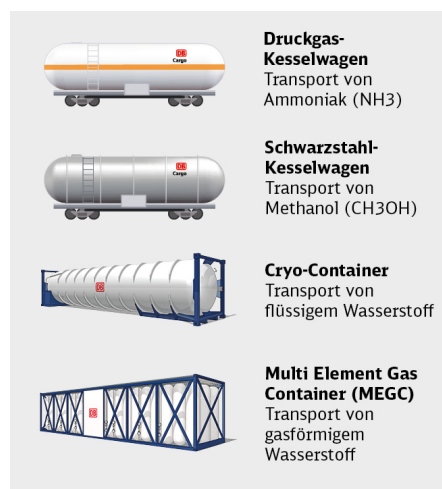


Abbildung 2-6: Transportmöglichkeiten von wasserstoffbasierten flüssigen Energieträgern auf der Schiene (Abbildung mit freundlicher Genehmigung durch DB Cargo)

Der Transport von LH_2 auf der Schiene befindet sich derzeit in der Entwicklungsphase. LH_2 erfordert spezielle, gut isolierte Tankwagen, um die extrem niedrigen Temperaturen von etwa -253°C aufrechtzuerhalten. Die Herausforderungen bestehen in der sicheren Handhabung, der Vermeidung von Verdampfung und der Gewährleistung der Integrität der Transportbehälter. Einige Projekte konzentrieren sich auf die Entwicklung von Materialien und Technologien, die diese Anforderungen erfüllen können. Der Fortschritt in diesem Bereich wird als entscheidend angesehen, um Wasserstoff als sauberen Energieträger effizienter und sicherer zu transportieren und so seine Rolle in der Energiewende zu stärken [55].

Der Transport von Ammoniak auf der Schiene ist gut etabliert und spielt eine wichtige Rolle in der chemischen Industrie sowie im Agrarsektor. Ammoniak wird in speziell konzipierten Tankwagen befördert, die den hohen Sicherheitsanforderungen entsprechen müssen, da Ammoniak giftig und korrosiv ist. Aktuelle Entwicklungen konzentrieren sich auf die Verbesserung der Sicherheit durch den Einsatz fortschrittlicher Sensorik und Überwachungstechnologien, die Leckagen frühzeitig erkennen und das Risiko von Unfällen minimieren sollen. Zudem wird an der Optimierung der Materialauswahl und der Konstruktion der Tankwagen gearbeitet, um eine höhere Korrosionsbeständigkeit und strukturelle Integrität sicherzustellen. Mit dem wachsenden Interesse an Ammoniak als potenziellem Energieträger wird auch der effiziente und sichere Transport auf der Schiene zunehmend wichtiger [56,57].

Der Transport von Methanol auf der Schiene ist ein wichtiger Bestandteil der chemischen Logistik, da Methanol als Grundstoff in zahlreichen industriellen Anwendungen genutzt wird. Methanol wird in speziellen Kesselwagen transportiert, die auf die Eigenschaften der chemischen Substanz abgestimmt sind, insbesondere hinsichtlich ihrer Entflammbarkeit und Toxizität. Aktuelle Fortschritte fokussieren sich auf die Verbesserung der Sicherheitsprotokolle und der Überwachungssysteme, um Risiken durch Leckagen oder Unfälle zu minimieren. Dazu gehören fortschrittliche Sensoren, die Echtzeitdaten über den Zustand der Ladung liefern. Darüber hinaus werden bei der Konstruktion der Kesselwagen Materialien verwendet, die eine hohe Beständigkeit gegen chemische Reaktionen gewährleisten. Diese Entwicklungen sind entscheidend, um den sicheren und effizienten Transport von Methanol auf der Schiene zu unterstützen und die Versorgungskette der chemischen Industrie zu optimieren [58,59].

2.2.4 Straßentransport

Der Straßentransport wird im Rahmen der vorliegenden Analyse nicht betrachtet, wird aber der Vollständigkeit halber hier aufgeführt. Für komprimierten Wasserstoff, verflüssigten Wasserstoff, Ammoniak und Methanol entspricht der Transport über die Straße dem Stand der Technik und zum aktuellen Zeitpunkt ist der Straßentransport die einzige zugelassene Möglichkeit für den Transport von komprimiertem Wasserstoff und verflüssigtem Wasserstoff [60].

Für die hier durchgeführte Analyse mit den entsprechend hohen Mengen, ist der Transport über den Straßenweg aufgrund der limitierten Transportkapazität eines einzelnen LKWs jedoch stark beschränkt, sodass für den Transport von Seehäfen nach Baden-Württemberg eine entsprechend hohe Anzahl an LKWs notwendig ist. Dies erscheint nicht zuletzt aufgrund der höheren Kosten unrealistisch.

Der Straßentransport spielt aber eine Rolle bei der sogenannten „letzten Meile“, d. h. dem Transport von Binnenhäfen oder Verladebahnhöfen in Baden-Württemberg zu Endabnehmern im Bundesland. Insbesondere bei der Versorgung kleiner und mittelgroßer Bedarfe, beispielsweise zur Versorgung von H_2 -Tankstellen, werden LKWs eingesetzt werden. Für diese kurzen Strecken oder zukünftig auch für Kernnetz-ferne Standorte, die beispielsweise über einen zentralen Wasserstoffhub versorgt werden müssen, hat der Straßentransport eine hohe Relevanz, um die Versorgung mit Wasserstoff zu gewährleisten.

3 Mögliche Exportregionen für Wasserstoff(derivate)

3.1 Vorgehen zur Auswahl der Exportregionen

Die Identifikation geeigneter Exportregionen für die Versorgung Baden-Württembergs mit grünem Wasserstoff und seinen Derivaten stellt einen zentralen Aspekt dieser Analyse dar. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung werden insgesamt acht Exportregionen definiert, die einer detaillierten Analyse unterzogen werden. Es kommen darüber hinaus weitere Exportregionen in Betracht, die im Rahmen dieser Studie aus Kapazitätsgründen nicht vertieft analysiert werden konnten (siehe Kapitel 3.2). Die Auswahl der zu untersuchenden Regionen erfolgte anhand einer Reihe von Kriterien, die im Folgenden erörtert werden.

Die wichtigsten Kriterien für die Auswahl der Exportregionen sind:

- Wind- und Photovoltaikpotenziale: Regionen mit hohen natürlichen Ressourcen an Wind und Sonnenenergie bieten die besten Voraussetzungen für die kosteneffiziente Produktion von grünem Wasserstoff.
- Flächenverfügbarkeit: Ausreichend verfügbare Flächen sind essenziell für den großtechnischen Ausbau erneuerbarer Energien und die Installation von Elektrolyseanlagen.
- Allgemeine Ambition der Exportregion hinsichtlich Wasserstoffs und PtX-Produkten: Die nationalen Strategien und Zielsetzungen in Bezug auf Wasserstoff und Power-to-X-Technologien geben Aufschluss über das Engagement und die Investitionsbereitschaft der Regionen.
- Wasserstoff-Importkorridore: Die vorhandene oder geplante Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff, einschließlich Pipelines und Schifffahrtsrouten, für den Import nach Baden-Württemberg.

Des Weiteren werden zusätzliche Kriterien und Faktoren berücksichtigt:

- Wasserstoff-Landespartnerschaften, -netzwerke und -aktivitäten Baden-Württembergs in Abstimmung mit dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
- Versorgungssicherheit, politische Stabilität und Importdiversifikation der Exportregionen
- Nationale Wasserstoffstrategien und aktive Forschungsprojekte der Exportregionen im Bereich Wasserstofftechnologien
- Umfangreiche Literatur zur Unterstützung der Bewertung und Auswahl der Regionen mit aktuellen Daten und Fachexpertisen

Im weiteren Verlauf der Studie erfolgt eine detaillierte Potenzialanalyse der definierten Regionen mittels Geoinformationssystemanalysen (GIS). Pro Exportregion werden zwei Standorte definiert, um spezifische regionale Potenziale und Herausforderungen zu identifizieren. Zudem werden vier Standorte innerhalb Deutschlands untersucht, darunter zwei Standorte in Baden-Württemberg. Diese dienen der Ermittlung heimischer Vergleichswerte. Die Methodik dieser Analyse wird in Kapitel 4.4 ausführlich beschrieben.

3.2 Übersicht der analysierten Exportregionen

Die Auswahl der für diese Untersuchung relevanten Exportregionen erfolgte in enger Abstimmung mit dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Im Rahmen des Projektes wurden acht Exportregionen für die vorliegende Studie ausgewählt (siehe Abbildung 3-1): Algerien, Marokko, Spanien, Schottland, Norwegen, Finnland, die Vereinigten Arabischen Emirate und Kanada. Für die genannten Regionen bestehen zum Teil bereits ausgeprägte Partnerschaften mit Deutschland oder Baden-Württemberg. Diese manifestieren sich in Form von weitreichenden Wirtschaftsabkommen, energiepolitischen Absichtserklärungen oder konkreten Projektvorhaben, an denen Wirtschaftsvertreter der jeweiligen Länder beteiligt sind.

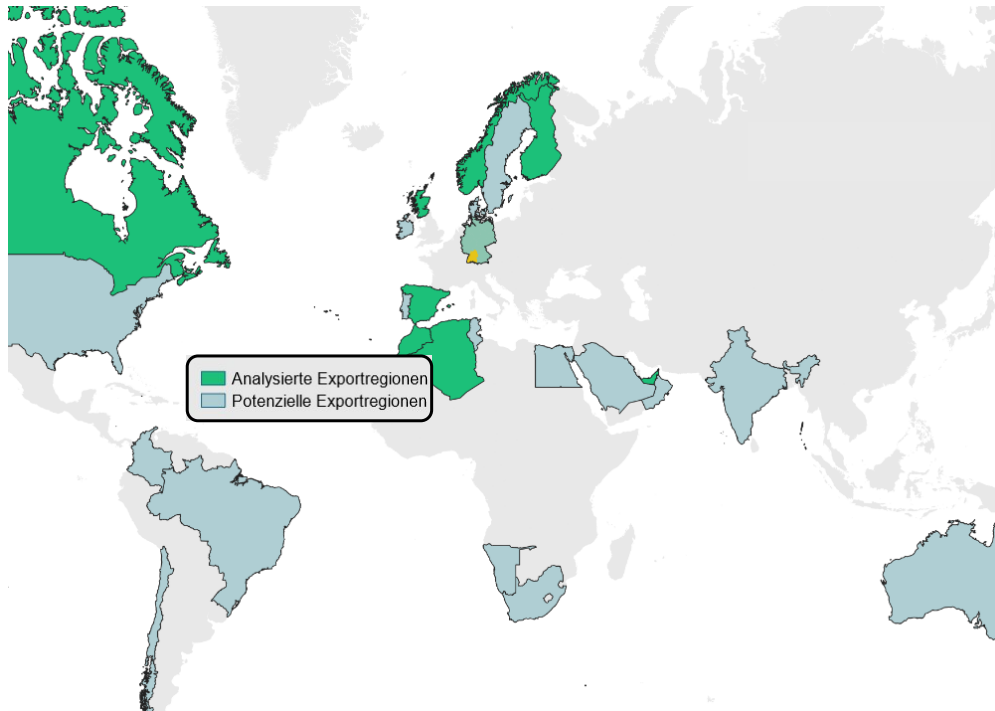


Abbildung 3-1: Übersicht der ausgewählten Exportregionen (grün) für den Import von Wasserstoff nach Baden-Württemberg sowie potenziell ebenso relevante Exportregionen (hellblau), die für zukünftige Analysen angedacht sind.

Die in Tabelle 3-1 dargestellte Vorevaluierung der ausgewählten Exportregionen basiert auf einer Berücksichtigung verschiedener Parameter, darunter das EE-Potenzial, die Flächenverfügbarkeit und der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch sowie an der Stromproduktion. Darüber hinaus wird die Möglichkeit eines Anschlusses an einen EHB-Pipeline-Korridor mit Verbindung nach Deutschland berücksichtigt. Bis auf die Vereinigten Arabischen Emirate und Kanada wird für alle Exportregionen ein Anschluss an den EHB in Betracht gezogen. Im Rahmen der Untersuchung wird ein besonderes Augenmerk auf die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien in den ausgewählten Regionen gelegt. Zu diesem Zweck wird die allgemeine Nutzbarkeit der Landesflächen analysiert, um das real nutzbare Potenzial für Wind- und PV-Anlagen zu bewerten.

Tabelle 3-1: Vorevaluierung der ausgewählten Exportregionen für den Import von Wasserstoff nach Baden-Württemberg, die im Rahmen der vorliegenden Studie analysiert wurden.

Mögliche Exportregionen für Wasserstoff(derivate)

Regionen	EE-Potenzial		Flächen- verfüg- barkeit	Erneuerbare am Primär- energie- verbrauch [61,62]	Anteil erneuerbare Strom- produktion [61,62]	Pipeline Korridor (EHB-Bez.)
	Wind	PV				
Algerien	++	++	++	0,4 %	0,9 %	Südeuropa (Korridor A)
Marokko	+(+)	++	++	8,5 %	20,9 %	Südwesteuropa (Korridor B)
Spanien	+	+	+	24,9 %	50,3 %	Südwesteuropa (Korridor B)
Schottland	++	--	o	20,5 % ¹	47,3 % ¹	Nordsee (Korridor C)
Norwegen	++	--	+	72,1 %	97,5 %	Nordsee (Korridor C)
Finnland	++	--	+	35,9 %	51,5 %	Ostsee (Korridor D)
Vereinigte Arabische Emirate	o	++	o	2,5 %	8,4 %	-
Kanada	++	o	+	29,3 %	66,5 %	-

Grobe Bewertung der Regionen nach folgender Einteilung:

++ sehr gut + gut o moderat - befriedigend -- ausreichend

In Abbildung 3-1 werden neben den bereits vertieft analysierten Regionen weitere relevante Regionen dargestellt, die für zukünftige Analysen der Importe nach Baden-Württemberg und Deutschland ebenfalls von Interesse sein könnten. Auch diese weiteren Regionen weisen hohe Potenziale für erneuerbare Energien auf und werden häufig im Kontext der Diskussion um den Export nachhaltiger Energieträger thematisiert. Aufgrund des begrenzten Zeitrahmens der Studie sowie bereits existierender Studienergebnisse für einige der Regionen innerhalb der "Power-to-X-Länderanalyse" [5] der H2Global-Stiftung, wurde eine detaillierte Analyse dieser Regionen vorerst zurückgestellt. Zu den potenziellen Partnerregionen im Norden Deutschlands zählen Dänemark, Schweden, Irland sowie neben Schottland auch das übrige Großbritannien. Mit letzterem besteht bereits eine wissenschaftliche Kooperation mit Deutschland. Auf der Iberischen Halbinsel bestehen bereits vertiefte regionale Partnerschaften mit den spanischen Regionen Andalusien und Katalonien, die zukünftig weiter ausgebaut werden sollen. Auch für Regionen in Portugal werden vielversprechende Kooperationsmöglichkeiten angestrebt. Außerhalb Europas bieten Länder mit hoher politischer Stabilität, fortschrittlicher Technologie und großen erneuerbaren Energiepotenzialen wie die USA und Australien vielversprechende Perspektiven für eine langfristige Zusammenarbeit. Des Weiteren ist es empfehlenswert, einige Regionen mit

¹ Wert für Großbritannien

einem signifikant hohen Potenzial zur Erzeugung von Wasserstoff zu berücksichtigen. Dazu zählen in Lateinamerika Brasilien, Uruguay, Kolumbien und Chile, in Afrika unter anderem Ägypten, Tunesien, Namibia und Südafrika sowie Länder wie Saudi-Arabien, Oman und Indien.

Frankreich, Schweiz, Österreich und Italien werden als Transitländer für den Pipelinetransport ebenfalls eine Schlüsselrolle spielen. Bestehende Arbeitsgruppen zwischen diesen Ländern und Baden-Württemberg zeigen, dass bereits wichtige erste Schritte unternommen wurden. Besonders attraktiv für Baden-Württemberg ist die angedachte Importroute durch die Schweiz, die eine zusätzliche Option zu den bereits konkret bestehenden Plänen im südeuropäischen Korridor darstellen könnte. Die Niederlande dürften durch den Rotterdamer Hafen als wichtiges Drehkreuz für den Seeimport europaweit relevant bleiben.

3.3 Hintergrund Fokusregionen

Es folgt eine gesonderte Einordnung der acht in dieser Studie im Fokus stehenden Exportregionen. Zusätzlich werden relevante Einzelaspekte hervorgehoben.

3.3.1 Algerien

Die natürlichen Ressourcen Algeriens sind für die Produktion erneuerbarer Energie nutzbar, wobei das Land über große nutzbare Landflächen verfügt. Die Kombination aus hoher Sonneneinstrahlung für Photovoltaikanlagen und guten Windbedingungen eröffnet Algerien gute Möglichkeiten grünen Wasserstoff zu produzieren. Die bereits bestehende Erdgas- und LNG-Industrie sowie Ammoniakproduktion stellen wertvolle Infrastrukturen und technisches Know-how für den schnellen Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft bereit [63]. Aufgrund der im Land vorhandenen Erfahrung in der Handhabung und Logistik von Flüssiggasen wäre Algerien nicht nur in der Lage, gasförmigen Wasserstoff, sondern auch Wasserstoff-Derivate wie Ammoniak zu exportieren. Dadurch könnte das Land langfristig zu einem bedeutenden Akteur auf dem europäischen Wasserstoffmarkt werden. Des Weiteren strebt das Land an, bis 2040 zehn Prozent des EU-Bedarfs zu exportieren [64]. Im Februar 2024 wurde eine algerisch-deutsche Wasserstoff-Taskforce gegründet und eine Absichtserklärung für zukünftige Wasserstofflieferungen zwischen dem BMWK und dem algerischen Ministerium für Energie und Bergbau unterzeichnet [64]. Im Oktober desselben Jahres wurde bereits eine weitere Absichtserklärung von europäischen und algerischen Unternehmen (VNG AG, Snam, SeaCorridor, VERBUND, Sonatrach sowie dessen Tochtergesellschaft Sonelgaz) unterzeichnet [26], welche das Ziel verfolgt, den gemeinsamen Export von grünem Wasserstoff in die EU voranzutreiben. Die Anbindung der Wasserstoffpipeline über Tunesien nach Italien und innerhalb des südlichen europäischen Korridors durch Österreich bis nach Deutschland hat somit einen wesentlichen Fortschritt erfahren. Algerien verfügt über ein beträchtliches Potenzial als künftiger Wasserstofflieferant für Europa, insbesondere für Deutschland, und spielt eine entscheidende Rolle im geplanten südeuropäischen Wasserstoffkorridor.

3.3.2 Marokko

Marokko verfügt über ein signifikantes Potenzial an erneuerbaren Energien, insbesondere Sonnen- und Windenergie, was es zu einem vielversprechenden Standort für die Herstellung von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten macht. Im Juni 2024 unternahm eine Delegation aus Baden-Württemberg eine Reise nach Marokko, um sich einen Überblick über die dortigen Möglichkeiten zu verschaffen [65,66]. Grundsätzlich verfügt Marokko über die Erdgaspipelineverbindung „Gazoduc Maghreb Europe (GME)“ nach Spanien. Über diese Pipeline wurde über viele Jahre Erdgas aus den Gasfeldern in Algerien bis nach Spanien geleitet. Allerdings wurde in Folge des Bruchs diplomatischer Beziehungen zwischen Marokko und Algerien im Jahr 2021 der Betreibervertrag nicht

verlängert, sodass Algerien Spanien stattdessen über die Medgaz-Pipeline direkt beliefert. Die GME-Pipeline von der Grenze zu Algerien bis nach Tanger ist bislang die einzige Transportpipeline innerhalb Marokkos. Um den eigenen Energiebedarf zu decken, bezieht Marokko derzeit in umgekehrter Richtung regasifiziertes Flüssigerdgas (LNG) vom internationalen Markt durch die GME aus Spanien [32] und strebt in naher Zukunft die vollständige Umstellung der eigenen Energieimporte auf LNG an. Daher ist die Errichtung von drei LNG-Terminals bis 2030 vorgesehen [33]. Im spanischen Wasserstoffkernnetz ist aktuell keine Anbindung der GME-Pipeline für Wasserstoff berücksichtigt, sodass ein kurzfristiger Wasserstoffexport über diese Pipeline unwahrscheinlich erscheint. Die Inbetriebnahme einer neuen Wasserstoffpipeline zwischen Spanien und Marokko ist bisher nur vorläufig für 2039 angedacht [67]. Derzeit gibt es hierfür allerdings noch keine konkreten Absichts- und Projektinformationen. Aufgrund der genannten Umstände erscheint kurz- bis mittelfristig ein Energieexport aus Marokko nach Deutschland und weiter nach Baden-Württemberg über den Seeweg am wahrscheinlichsten.

3.3.3 Spanien

Spanien wird ebenfalls ein hohes Exportpotenzial für eigens erzeugten Wasserstoff zugesagt. Das Land profitiert von hoher solarer Einstrahlung und verfügt über gute Windenergiepotenziale. Die spanische Regierung strebt an, bis 2030 eine installierte Elektrolyseurleistung von 4 GW zu erreichen, wobei bis 2024 bereits 300 bis 600 MW installiert werden sollen. Die spanische Wasserstoff-Roadmap aus dem Jahr 2020 sieht dafür über die kommenden zehn Jahre öffentliche und private Investitionen von insgesamt 8,9 Milliarden Euro vor [68,69]. Das Land hat große Ambitionen den eigenen Wasserstoffverbrauch selbst zu decken und sich in der Rolle als Wasserstoffexporteur innerhalb Europas zu etablieren [70]. Von hoher Relevanz für Wasserstoffexporte aus Spanien zu den Nachfragezentren in Zentraleuropa ist das Pipelineprojekt H2MED-BarMar, welches über eine Länge von 400–450 km von Barcelona nach Marseille durch das Mittelmeer verläuft und für eine Kapazität von ~200 GWh/d ausgelegt ist. Anschließend daran soll sich das Pipelineprojekt Hy-FEN von Frankreich aus über eine Länge von circa 1.200 km bis an die deutsche Grenze erstrecken [71,72]. Der Hafen von Barcelona stellt einen wesentlichen Energieknotenpunkt für Europa dar, der auch für den Transport von Wasserstoff eine bedeutende Rolle einnehmen könnte. Im Oktober 2023 haben die Regionalregierung Andalusien und die Regierung des Landes Baden-Württemberg eine gemeinsame Absichtserklärung unterzeichnet, um ihre Zusammenarbeit im Bereich des Klimaschutzes, der Nutzung erneuerbarer Energien und der Entwicklung einer europäischen Wasserstoffwirtschaft zu intensivieren und auszubauen. Die Regierungen fokussieren sich in der Erklärung auf die Produktion von grünem Wasserstoff und Methanol in Andalusien und deren Erwerb durch Baden-Württemberg sowie auf die Unterstützung des Aufbaus effizienter und zuverlässiger Transportwege, wie beispielsweise dem European Hydrogen Backbone (EHB) [73,74]. Unter Berücksichtigung der genannten Voraussetzungen ist Spanien in einer exzellenten Position, um als verlässlicher und maßgeblicher Wasserstoffexporteur innerhalb Europas aufzutreten und somit eine wesentliche Rolle bei der Entwicklung der europäischen Wasserstoffwirtschaft einzunehmen.

3.3.4 Schottland

Schottland verfügt über ein signifikantes Potenzial für Windenergie, das den nationalen Bedarf deutlich übersteigt [75]. Sowohl Onshore- als auch Offshore-Flächen für Windkraft können hierfür genutzt werden. Zahlreiche Windprojekte sind bereits in der konkreten Planung- und Bauphase [76]. Die britische Regierung fördert mittels ihrer HAR-Unterstützungsprogramme (engl.: *Hydrogen Allocation Rounds*) die kohlenstoffarme Wasserstoffproduktion im gesamten Vereinigten Königreich. Das Programm fördert unter anderem zwei schottische Projekte, nämlich das „Power Whitelee Green Hydrogen Projekt“ mit einer Elektrolysekapazität von 7,1 MW an einem Windpark in der Nähe

Glasgows sowie das „Cromarty Hydrogen Project“ mit einer Kapazität von 10,6 MW in den Highlands [75,77]. Der baden-württembergische Energieversorger EnBW ist in Schottland in mehreren Offshore-Windprojekten aktiv. Im Rahmen eines Joint Ventures haben sich EnBW und bp außerdem die Flächenrechte für die geplanten Offshore-Windparks Morgan, Mona und Morven mit einer Gesamtleistung von 5,9 GW gesichert [78,79]. Das Projekt Morven befindet sich 60 km östlich der Küste von Aberdeen in Schottland [80]. Insgesamt lässt sich eine hohe Anzahl von geplanten Projekten zu Wasserstoffproduktionskapazitäten in Schottland beobachten: bis 2032 ist die Installation einer Elektrolysekapazität von mehr als 10 GW geplant [75]. Die schottische Regierung betrachtet sich als wesentlichen Akteur in der Versorgung importabhängiger Länder wie Deutschland mit grünem Wasserstoff. In einem Memorandum of Understanding (MoU) zwischen Baden-Württemberg und Schottland wurden daher gemeinsame Aktivitäten in den Bereichen erneuerbare Energien, Wasserstoff und Dekarbonisierung von Industrieprozessen beschrieben. Die Kooperation verfolgt insbesondere das Ziel, das signifikante Potenzial an erneuerbaren Energien in Schottland für die Erzeugung von grünem Wasserstoff zu nutzen, um die steigende Nachfrage in Deutschland zu decken [81]. Im Rahmen des Projekts „Hydrogen Backbone Link (HBL)“ wird ein Pipelinennetzwerk skizziert, welches schottische Wasserstoff-Hubs mit Europa verbindet und Schottland als Hauptakteur innerhalb des europäischen Wasserstoffmarkts etablieren könnte. Der präferierte Vorschlag beinhaltet die Neukonstruktion einer Nordsee-Pipeline ausgehend vom Flotta-Ölterminal in Orkney nach Emden in Deutschland [82,83]. Die Nähe zu großen europäischen Abnehmerländern wie Belgien, Deutschland, Italien und den Niederlanden sowie das genannte politische Engagement sind als positive Schlüsselfaktoren für Schottland zusätzlich hervorzuheben.

3.3.5 Norwegen

Norwegen verfügt über ein stabiles, weitgehend grünes Energienetz sowie einen herausragenden Anteil von 72 % erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch [61]. Zudem sind weitere vielfältige natürliche Ressourcen vorhanden. Die Windverhältnisse an der norwegischen Küste bieten ein enormes Potenzial für die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Offshore-Windkraftanlagen und deren Förderung ist durch den norwegischen Staat langfristig und in großem Umfang gesichert [84]. Ein weitere Ressource des Landes ist der hohe Anteil der Wasserkraft, welcher gegenwärtig bereits rund 90 % der nationalen Stromproduktion deckt und somit für eine erneuerbare und zugleich stabile Energieversorgung sorgt [61]. Des Weiteren verfügt Norwegen über eine etablierte Erdöl- und Erdgasindustrie, die in vielerlei Hinsicht eine wertvolle Grundlage für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft darstellt. Das Land hat sich zum Ziel gesetzt, ein Nettoexporteur von Wasserstoff zu werden [84] und ist bereits in mehreren Wasserstoffprojekten und Pipelinevorhaben involviert, darunter das H2ercules Pipelinennetzwerk [85], Hyperlink 4&5 [86] sowie das CHE Pipeline Projekt / Wasserstoff-Offshore-Transport (H2T) Projekt [35,87]. Das H2T-Projekt war Teil einer norwegisch-deutschen Energiekooperation und wurde zusätzlich durch eine Machbarkeitsstudie von Gassco und der Deutschen Energie-Agentur (dena) flankiert [87]. Das Projekt wird allerdings aus Kostengründen und durch die ungesicherte langfristige Marktsituation nicht weiterverfolgt [32]. Mit dem Projekt Skipavika Green Ammonia (SkiGA) in der norwegischen Gemeinde Gulen wird aktuell ein grünes Ammoniakprojekt der Großskala realisiert. Die Wasserstoffherstellung soll über einen alkalischen Elektrolyseur mit einer Kapazität von 120 MW erfolgen, was einer Produktionskapazität von jährlich 100.000 Tonnen grünem Ammoniak ermöglicht. Die Ausschreibung der in 2027 zur Verfügung stehenden Ammoniakkapazitäten hat bereits 2024 begonnen. Das Projekt war in der ersten Auktionsrunde der europäischen Wasserstoffbank erfolgreich und erhält eine Förderung von 0,48 EUR/kg_{H2} (max. 81 Millionen Euro). Die EnBW unterstützt das Projekt mit einer Kapitalbeteiligung in Höhe von 10 Prozent [88,89]. Das im Energiesektor bereits vorhandene Know-how sowie die dortige Infrastruktur bieten wertvolle Synergien, um die Produktion und den Transport von Wasserstoff in einer effizienten Art und Weise zu gestalten. Der Export

von blauem Wasserstoff, welcher durch die Verwendung von Erdgas mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung hergestellt wird, kann als mögliche Übergangstechnologie betrachtet werden. Dadurch könnte Norwegen seine Position als frühzeitiger und gleichzeitig langfristiger Energiepartner zusätzlich festigen. Als verlässlicher Partner für Deutschland und die EU hat Norwegen bereits in der Vergangenheit die Energieversorgung Europas sichergestellt.

3.3.6 Finnland

Das nordische Land verfügt über ein beachtliches Potenzial für erneuerbare Energien, insbesondere im Bereich der Windkraft, und weist dabei ein ähnliches Profil wie Norwegen auf. Die exzellenten Windressourcen in Kombination mit der guten Flächenverfügbarkeit bilden eine solide Grundlage für die Wasserstoffproduktion. Mit einem Anteil von 51,5 Prozent erneuerbarer Energien am Strommix (siehe Tabelle 3-1) ist Finnland auf einem guten Weg, die selbstgesteckten Ziele im Bereich der klimaneutralen Energieproduktion zu erreichen [90,91]. Die existierende Energieinfrastruktur bietet ideale Voraussetzungen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff. In diesem Zusammenhang strebt Finnland zusätzlich die Anbindung über den Nordisch-Baltischen Wasserstoffkorridor (NBHC) an das europäische Wasserstoff-Backbone (EHB) an. Die Anbindung an die Pipeline würde einen effizienten Transport von Wasserstoff nach Mitteleuropa und somit auch nach Baden-Württemberg ermöglichen. Des Weiteren wird eine Erweiterung bis nach Schweden entlang des Bottnischen Meerbusens von Gasgrid Finland und dem schwedischen Gasnetzbetreiber Nordion Energi in Erwägung gezogen, wodurch der Ostseepipelinekorridor zusätzlich an Attraktivität gewinnen würde [3,20,92,93]. Die finnische Regierung unterstreicht ihre Ambitionen im Wasserstoffsektor mit einer im Februar 2023 verabschiedeten Resolution. Darin wird das Ziel formuliert, in der gesamten Wertschöpfungskette der Wasserstoffwirtschaft eine Führungsrolle einzunehmen. Hervorzuheben ist hierbei das ehrgeizige Vorhaben, bis zum Jahr 2030 mindestens 10 Prozent des emissionsfreien Wasserstoffs in der Europäischen Union zu produzieren [90,91]. Diese klare politische Ausrichtung schafft Planungssicherheit und fördert Investitionen im Sektor. Die hohe Dynamik der finnischen Wasserstoffwirtschaft spiegelt sich in der Vielzahl aktuell laufender Projekte wider. Der „Hydrogen Cluster Finland“ präsentiert eine Übersicht von über 45 geplanten Projekten für sauberen Wasserstoff, welche zusammengekommen eine Elektrolyseurkapazität von etwa 11 GW repräsentieren [94,95]. Die Projekte befinden sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien, von der Planungsphase bis hin zu konkretisierten Investitionsentscheidungen. Die breite Projektpipeline, die die gesamte Wertschöpfungskette des Wasserstoffs umfasst, verdeutlicht das Bestreben Finnlands, die eigene Produktion des Energieträgers rasch auszubauen und sich als maßgeblicher Akteur auf dem Markt zu etablieren.

3.3.7 Vereinigte Arabische Emirate (VAE)

Ein besonderes Potenzial in den VAE stellt die Solarenergie dar. Die Bedingungen für die Energieerzeugung durch Photovoltaik sind exzellent, sodass bereits eine Vielzahl an Solaranlagen mit einer Leistung im Gigawattbereich in Betrieb genommen wurden oder sich in konkreter Planung befinden [96–98]. Diese hervorragende PV-Potenziale könnten zukünftig eine kosteneffiziente Produktion von grünem Wasserstoff ermöglichen. Obwohl gewisse Potenziale für Windenergie vorhanden sind, sind diese im Vergleich mit anderen Regionen beschränkt [99]. Als etablierter LNG-Exporteur mit bestehenden Lieferbeziehungen, auch nach Deutschland, verfügen die VAE über eine starke Infrastruktur sowie wertvolles Know-how im Energiesektor, was den Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft erleichtert [100]. Das Land zeigt in ihrer nationalen Wasserstoffstrategie klare Ambitionen für die Produktion und den Export von Wasserstoff und tritt als Investor für entsprechende Projekte auch außerhalb des Landes auf. Bezogen auf Baden-Württemberg und Deutschland investieren die VAE durch Wirtschaftsabkommen auf nationaler Ebene, einer „Joint Declaration of Intent“ mit

Baden-Württemberg zur industriellen Zusammenarbeit, Lieferkettenwiderstandsfähigkeit und weiteren Dekarbonisierungsmöglichkeiten sowie durch intensive Zusammenarbeit von Industrie und Forschung breit in den Aufbau einer diversifizierten Energieversorgung [101–106].

Mögliche Exportregionen für
Wasserstoff(derivate)

3.3.8 Kanada

Mit einem Anteil von über 65 Prozent erneuerbarer Energien am Strommix (siehe Tabelle 3-1) gehört Kanadas Stromerzeugung bereits heute zu den kohlenstoffärmsten innerhalb der Industrienationen. Dies ist durch den dominant hohen Anteil an Wasserkraft, einen beträchtlichen Anteil an Kernenergie sowie den expandierenden Solar- und Windenergiesektor möglich. Das Land exportiert bereits gegenwärtig Strom, der mittels erneuerbarer Energiequellen erzeugt wird, in die USA. Zudem verfügt es über ein hohes, bislang ungenutztes Potenzial für die Nutzung von Windenergie an Land und auf dem Meer [107]. Kanada hat sich ehrgeizige Klimaziele gesetzt, darunter die vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors bis 2035 und Klimaneutralität bis 2050 [108,109]. Im Jahr 2020 wurde eine landeseigene Wasserstoffstrategie publiziert, welche im Mai 2024 durch einen Fortschrittsbericht ergänzt wurde. Auch auf Provinzebene wurden bereits vielversprechende Wasserstoffstrategien und Roadmaps publiziert [108,109]. Als einer der zehn größten Wasserstoffproduzenten der Welt (Stand: 2020) verfügt Kanada über eine gute Ausgangsbasis für den Ausbau der Wasserstoffwirtschaft [109]. Das Land beabsichtigt seine Expertise in bestehenden Wirtschaftszweigen wie der Öl- und Gasindustrie zu nutzen, um eine führende Position in der globalen Wasserstoffproduktion und -distribution einzunehmen [109]. Ein im Jahr 2022 abgeschlossenes Wasserstoffabkommen zwischen den beiden Ländern soll eine transatlantische Lieferkette für grünen Wasserstoff aufbauen. Zu diesem Zweck soll auch der finanzielle Unterstützungsmechanismus der H2Global-Stiftung genutzt werden. Seit der Gründung der kanadisch-deutschen Wasserstoff-Allianz konnten bereits sichtbare Fortschritte in den geplanten gemeinsamen Exportprojekten für grünen Wasserstoff sowie in neuen Wasserstoffpartnerschaften zwischen kanadischen Provinzen (z. B. Labrador oder Neufundland) und Deutschland sowie weiteren Stakeholdern erzielt werden. Kanada plant 300 Millionen kanadische Dollar in den Wasserstoffhandel mit Deutschland zu investieren, um im Rahmen der Wasserstoff-Allianz der beiden Staaten einen kanadisch-deutschen Handelskorridor aufzubauen [110,111]. Im Zeitraum von 2022 bis September 2025 erfolgt zudem eine Forschungstätigkeit im Rahmen des Verbundprojektes „H2CliP“ zur Entwicklung einer Lösung für die Integration von Wasserstoff in Transformationspfade zur Kohlenstoffneutralität in Kanada und Deutschland. Hierfür werden verschiedene Analyseverfahren wie Energiesystemanalysen, Fallstudien, ökonomische und lebenszyklusbasierte Analysen sowie politische Analysen herangezogen, um die Potenziale für die Etablierung eines Wasserstoffnetzes in Kanada zu evaluieren [112,113]. Die Vielfalt an Kooperationen mit Deutschland zeigt, dass Kanada zu Recht als enger und stabiler Partner Deutschlands gilt und sich für saubere Energieprodukte als attraktiver Wirtschaftspartner positioniert.

4 Methodisches Vorgehen und Parameter

Im Folgenden wird zuerst auf die **allgemeinen Rahmenbedingungen** dieser Studie eingegangen. Anschließend werden die zu untersuchenden Importrouten aus den gewählten Exportregionen nach Baden-Württemberg im Detail beschrieben. Sie dienen auch als **Szenariorahmen dieser Studie** und unterscheiden sich in ihrer konkreten Route sowie dem Transportmodus (Pipeline, Schiff), einhergehend mit dem Medium (gasförmiger H_2 , LH_2 , NH_3 , Methanol). Weitere Szenarien berücksichtigen den Fall der regionalen/inländischen Wasserstoffherzeugung. Abschließend folgen die **Methodikbeschreibung der GIS-Analyse als auch der Versorgungskettenanalyse sowie die Modellparametrisierung**.

4.1 Allgemeines Vorgehen

In Abbildung 4-1 ist das allgemeine Vorgehen für die Analyse der verschiedenen Wasserstoffbereitstellungspfade im Projekt dargestellt. Für die ausgewählten Wasserstoffproduktionsregionen in Kapitel 3 werden in einem ersten Schritt die Flächen des EE-Potenzials der Region mit einer GIS-Analyse bestimmt und jeweils zwei exemplarische EE-Standorte für die weitere Analyse definiert. Basierend auf diesen Standorten erfolgt die Wahl des Elektrolysestandorts und anschließend die Auswahl der betrachteten Energieträger sowie der Transportrouten. Hierbei wird zwischen den Zieljahren 2032 und 2040 differenziert. Mit den EE-Zeitreihen für die ermittelten EE-Standorte, der Transportrouten und der Energieträgerauswahl erfolgt im abschließenden Schritt die detaillierte Modellierung der Wasserstoffversorgungsketten nach Baden-Württemberg.

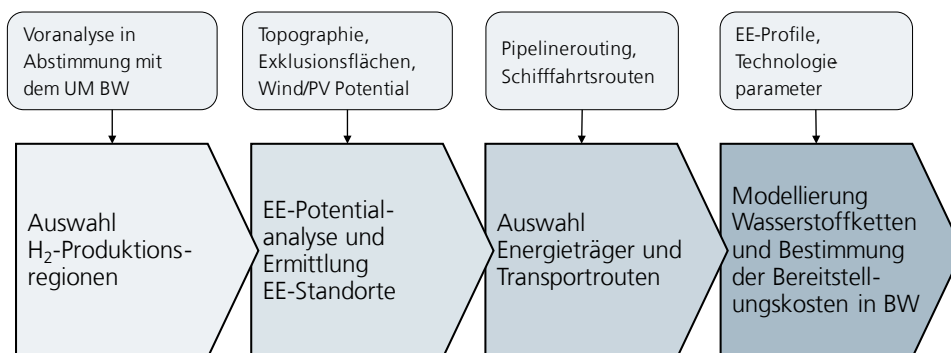


Abbildung 4-1: Schematische Darstellung des Vorgehens für die Analyse der Wasserstoffbereitstellungspfade nach Baden-Württemberg

Die in Tabelle 4-1 dargestellten Energie- und Derivatmengen werden im Rahmen der vorliegenden Studie für die Zieljahre 2032 und 2040 angenommen. Der zukünftig erwartete Bedarf Baden-Württembergs liegt mit ca. 52 TWh im Jahr 2032 und 90 TWh im Jahr 2040 deutlich höher (vgl. [2]), **es wird jedoch davon ausgegangen, dass die Versorgung im Sinne einer Diversifizierung parallel aus mehreren Regionen bzw. Wasserstoffprojekten erfolgt und kein Standort alleinig in der Lage sein wird, den gesamten Bedarf Baden-Württembergs zu decken**. Daher wird eine Kombination aus einer lokalen Produktion und mehreren Importquellen industrieller Größe erforderlich sein, weshalb in dieser Analyse die jährliche Importmenge der einzelnen Standorte deutlich niedriger angenommen wird.

Tabelle 4-1: Angenommen Energie- und Derivatmengen für die Zieljahre 2032 und 2040 als Zielwert für die Importanalysen aus den einzelnen Regionen

Parameter	Zieljahr	
	2032	2040
Bereitgestellte Energiemenge (TWh)	2	5
Resultierende Importmengen	↓	↓
GH ₂ & LH ₂ (kt)	60	150
NH ₃ (kt)	385	962
Methanol (kt)	364	909

4.2 Rahmenbedingungen

Im Rahmen der Analyse wird der Import bzw. die Bereitstellung von **erneuerbarem Wasserstoff und dessen Derivaten**, hergestellt aus erneuerbaren Energieträgern über die Wasserelektrolyse. Auch wenn einige der betrachteten Länder bzw. Regionen auch an der Produktion von blauem Wasserstoff („low-carbon hydrogen“) interessiert sind, wird dies nicht von der vorliegenden Studie erfasst. Der folgende Absatz beschreibt die Rahmenbedingungen, welche die Grundlage für die Betrachtungen und Modellierungen in dieser Studie darstellen.

Wesentliche Randbedingungen für die modellgestützte Analyse ergeben sich aus den **europäischen Regelungen für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (engl.: „Renewable Fuels of Non-Biological Origin“; kurz: RFNBO)**, zu denen auch grüner Wasserstoff und seine Derivate zählen. Diese definieren verschiedene Fälle, in denen Wasserstoff als „erneuerbar“ bezeichnet werden kann. Zum einen kann Strom aus dem Netz bezogen werden, um die Abregelung von EE-Anlagen im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen im jeweiligen Netzknoten zu vermeiden. Dies ist jedoch sehr schwer planbar und hängt insbesondere auch von der jeweiligen Übertragungskapazität des Stromnetzes ab, die sich durch einen Ausbau auch erhöhen kann, so dass eine langfristige Planung kaum möglich ist. Darüber hinaus kann ein Netzstrombezug für die Wasserstoffproduktion erfolgen, wenn der EE-Anteil im Strommix der jeweiligen Stromgebotszone in einem der letzten fünf Jahre mehr als 90 Prozent betrug. Mit Ausnahme von Norwegen wird dieser Fall für 2032 voraussichtlich in keinem der betrachteten Länder bzw. Regionen erreicht. Auch für Deutschland ist der Einsatz von Netzstrom bis auf weiteres nicht möglich. Nach verschiedenen Analysen (u.a. [114]) wird der Strommix in der deutschlandweiten Stromgebotszone erst nach 2040 einen EE-Anteil von 90 Prozent aufweisen.

Somit verbleiben die Fälle des Direktbezugs von Strom aus EE-Anlagen (über eine Direktleitung) oder des Bezugs von EE-Strom über ein „Power Purchase Agreement“ (PPA), wobei der Stromtransport über das Stromnetz erfolgen kann. Für beide Fälle gelten (vorbehaltlich einer Übergangsphase) im Wesentlichen die folgenden drei Kriterien [115]. Diese bilden die Grundlage für die in dieser Studie durchgeführten Analysen. Für die Modellierung der Wasserstoffherzeugung ist insbesondere der zweite Punkt „zeitlicher Zusammenhang“ von hoher Relevanz, da dieses Kriterium eine zeitliche aufgelöste Betrachtung des Prozesses erfordert, siehe hierzu die Beschreibung des technischen Modells in Kapitel 4.5.1.

1. **Zusätzlichkeit:** Für die Produktion von nachhaltigem Wasserstoff mit erneuerbaren Energien dürfen keine bereits existierenden Energieanlagen verwendet werden, die bereits in das Energiesystem integriert sind. Dies soll verhindern, dass die Nutzung von erneuerbarem Strom zu Lasten der Defossilisierung bzw. Dekarbonisierung des Energiesystems geht. Das bedeutet, dass neue EE-Anlagen für die Strombereitstellung zur Wasserstoffproduktion installiert werden müssen.
2. **Zeitliche Korrelation:** Für die Produktion erneuerbaren Wasserstoffs muss eine zeitliche Korrelation zwischen der Erzeugung von EE-Strom und dem Stromverbrauch der Elektrolyse eingehalten werden. Diese besagt, dass die Stromerzeugung und der Verbrauch in derselben Stunde erfolgen. Die Elektrolyse muss somit entsprechend der EE-Erzeugung betrieben werden. Diese Regelung soll verhindern, dass die Wasserstoffproduktion zu höheren Emissionen des Stromsystems führt, indem Stromerzeugung und Verbrauch entkoppelt werden und das Stromsystem als Speicher genutzt wird.
3. **Räumliche Korrelation:** Diese bezieht sich auf die geographische Nähe zwischen den EE-Anlagen und der Elektrolyse. Die Anlagen müssen sich in derselben Gebotszone befinden. Eine Gebotszone ist ein geografisches Gebiet im Strommarkt, in dem ein einheitlicher Strompreis gilt. Innerhalb dieser Zone können Marktteilnehmer ohne Einschränkungen Strom handeln [116]. Alternativ können sich die EE-Anlagen in einer verbundenen Gebotszone mit höherem oder gleichem Strompreis oder in einer verbundenen Offshore-Gebotszone befinden.

4.3 Szenarien der Wasserstoff-Versorgungskette

Folgend werden die Wasserstoffversorgungsketten schematisch dargestellt. Dies umfasst den Import von gasförmigem Wasserstoff für ein Pipelinenetzwerk und den Import von Wasserstoff bzw. Derivaten über den Seeweg in Form von Flüssigwasserstoff, Ammoniak und Methanol. Hierbei wird differenziert zwischen einer stofflichen Nutzung der Derivate und einer Rückkonversion zu molekularem Wasserstoff im Importterminal. Des Weiteren wird den betrachteten Optionen die Onsite-Produktion von Wasserstoff in Baden-Württemberg gegenübergestellt.

Die Kapazitäten der einzelnen Systemkomponenten (bspw. installierte Kapazitäten Wind/PV, Elektrolyse, Umwandlung, etc.) werden im Rahmen einer Kostenoptimierung bestimmt (siehe dazu Abschnitt 4.5) mit der Randbedingung, dass die Importmenge welche in Tabelle 4-1 definiert wurde, erfüllt wird.

4.3.1 Import gasförmigen Wasserstoffs über Pipelines

Abbildung 4-2 zeigt den vereinfachten Systemaufbau für die Produktion von Wasserstoff und dem anschließenden Transport über ein Pipelinenetzwerk. Bestandteil des Pipelinenetzwerks ist neben den Rohrleitungen auch die Zwischenverdichtung, die notwendig ist, um die Druckverluste der Rohrleitungen auszugleichen.

Der gezeigte Systemaufbau kommt für den Wasserstofftransport aus Norddeutschland, nord- und südeuropäischen Regionen bzw. Länder (Norwegen, Finnland, Spanien, Schottland) sowie Nordafrika (Marokko, Algerien) in Frage. Für Spanien, Marokko und Algerien wird in der Analyse davon ausgegangen, dass das für die Elektrolyse benötigte Reinstwasser über eine Umkehrosmoseanlage bereitgestellt wird.

Bei diesem Systemaufbau ist zu beachten, dass die Wasserstoffbereitstellung prinzipiell fluktuierend erfolgt, da kein dedizierter Speicher berücksichtigt ist. Jedoch bietet ein weit ausgebautes Wasserstoffnetz die Möglichkeit, großskalige und kostengünstige Kavernenspeicher mitzuintegrieren.

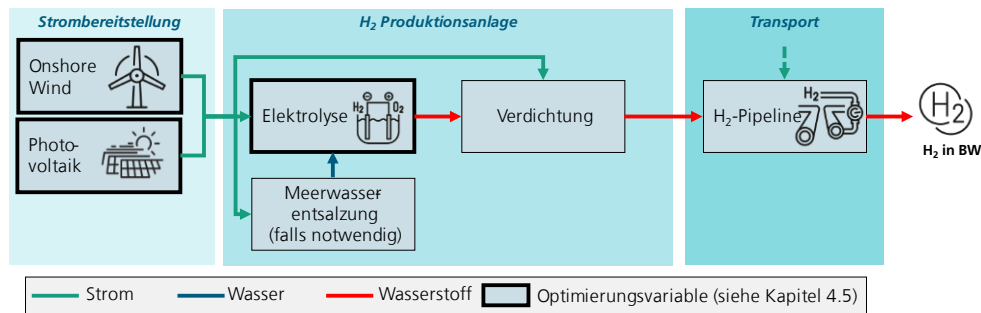


Abbildung 4-2: Blockdiagramm einer H₂-Produktion mit anschließendem Pipelinetransport nach BW

4.3.2 Import flüssiger Energieträger als Wasserstoffträger und zur stofflichen Nutzung

In Abbildung 4-3 ist die Versorgungskette nach Baden-Württemberg für den Import von flüssigem Wasserstoff, Ammoniak und Methanol über den Seeweg dargestellt. Sie umfasst neben der Strombereitstellung und der Elektrolyse eine Verflüssigungsanlage für Wasserstoff oder eine Syntheseanlage zur Herstellung von Ammoniak bzw. Methanol. Für die Ammoniakproduktion wird neben Wasserstoff auch Stickstoff benötigt, der in einer Luftzerlegungsanlage (engl. Air Separation Unit, kurz: ASU) erzeugt wird. Für die Herstellung von Methanol wird neben Wasserstoff Kohlendioxid benötigt. Dieses kann aus einer biogenen oder industriellen Quelle (z. B. Biomasse-Heizkraftwerk, Biogasanlage, Zementwerk) gewonnen werden oder über das Direct Air Capture-Verfahren (kurz: DAC) direkt der Luft entzogen werden.

Nach der Wasserstoffverflüssigung bzw. Ammoniak-/Methanolproduktion erfolgt eine Speicherung am Exportterminal, bevor die Produkte auf dem Seeweg zum Importhafen transportiert werden. Als Importhafen wird für alle Untersuchungen Rotterdam angenommen, da von hier aus auch ein Weitertransport von Methanol und Ammoniak über den Rhein nach Baden-Württemberg möglich ist. Des Weiteren stellt Rotterdam heute den wichtigsten Importhafen für fossile Energieträger dar und fokussiert sich stark auf den Aufbau von Importterminals für Wasserstoff(derivate). An dieser Stelle wird nun nach der Verwendung der importierten Moleküle unterschieden. Soll am Ende **gasförmiger Wasserstoff** in Baden-Württemberg zur Verfügung stehen, erfolgt eine Regasifizierung des verflüssigten Wasserstoffs bzw. eine Reformierung des Ammoniaks. Der gasförmige Wasserstoff kann dann über das niederländische und deutsche Wasserstoffpipelinennetz nach Baden-Württemberg transportiert werden. Als weitere Option wird die **stoffliche Nutzung** von Ammoniak und Methanol in Baden-Württemberg untersucht. Über Rotterdam kann ein Weitertransport von Ammoniak und Methanol auf dem Wasserweg (Rhein) (und theoretisch auf dem Schienenweg) nach Baden-Württemberg erfolgen.

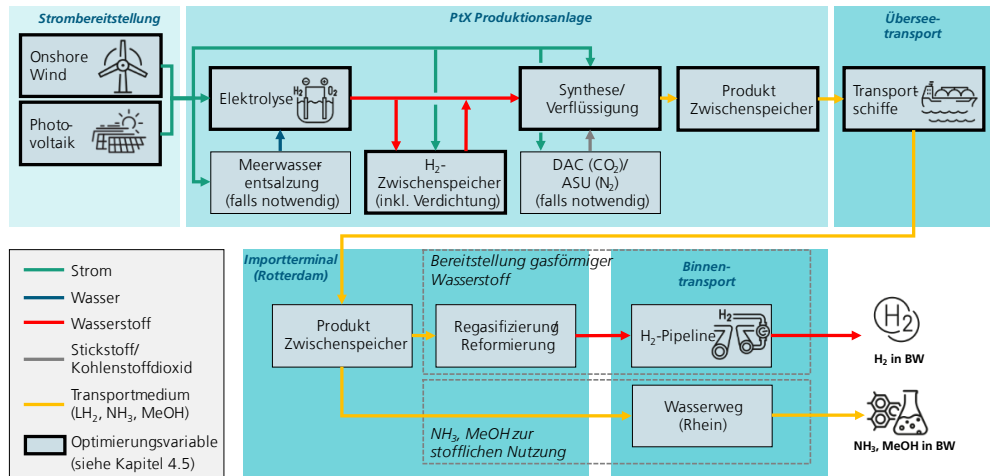


Abbildung 4-3: Blockdiagramm einer internationalen PtX Versorgungskette inkl. Transport bis zu einem Überseehafen und Weitertransport nach Baden-Württemberg

4.3.3 Onsite H₂ Produktion (in BW)

Zu Vergleichszwecken wird in der Analyse die Wasserstoffproduktion in Baden-Württemberg betrachtet. Der exemplarische Systemaufbau ist in Abbildung 4-4 dargestellt. Die Strombereitstellung erfolgt über Wind- und Photovoltaikkraftwerke mit fluktuierender Strombereitstellung. Nach der Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse wird der Wasserstoff auf 80 bar verdichtet. Bei diesem Systemaufbau ist zu beachten, dass die Wasserstoffproduktion fluktuierend erfolgt und eine kontinuierliche Wasserstoffversorgung nicht entsprechend umsetzbar wäre. Dies würde einen zusätzlichen Wasserstoffspeicher im System erfordern.

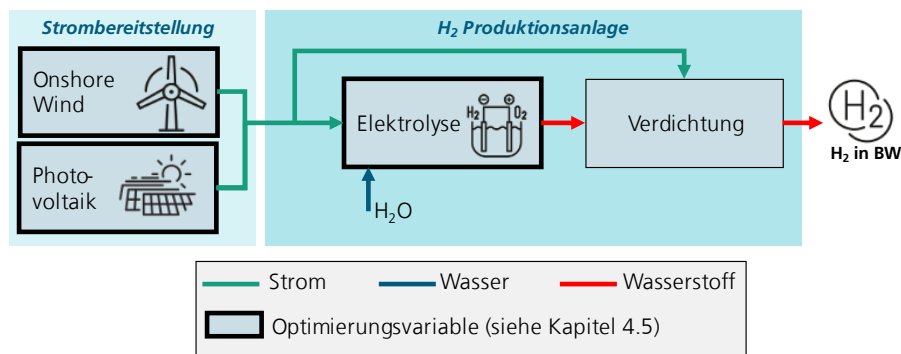


Abbildung 4-4: Blockdiagramm einer Onsite-H₂-Erzeugung in Baden-Württemberg

4.4 Standortanalyse der erneuerbaren Energien

Zur Ermittlung potenzieller Standorte für Onshore-Windkraftanlagen und Freiflächen-PV-Anlagen wird ein Geografisches Informationssystem (GIS) verwendet. Ein GIS beschreibt eine Datenbank, die räumliche Daten enthält, die in Kombination mit geeigneten Softwaretools verwaltet, modelliert, analysiert und visualisiert werden können.

Für die Standortsuche werden verschiedene Aus- bzw. Einschlusskriterien berücksichtigt. Zu den Kriterien gehören Sperrgebiete wie Naturschutzgebiete und militärische Zonen sowie topographische Aspekte wie die maximale Hangneigung und die aktuelle Landnutzung, um potenzielle Flächen auszuschließen. Auch die Bevölkerungsdichte und die vorhandene Infrastruktur werden berücksichtigt. Eine Übersicht über alle Kriterien ist in Tabelle 4-2 zusammengefasst. Die Kriterien werden in den folgenden Unterkapiteln im Detail beschrieben.

Tabelle 4-2 Aus- und Einschlusskriterien für Wind- und PV-Standorte in der GIS-Analyse

Kriterium	Wert	Beschreibung	Datenquelle
Naturschutzgebiet		Genereller Ausschluss	Proctedplanet.net
Militärische Sperrgebiete		Genereller Ausschluss	Proctedplanet.net
Hangneigung	< 5°	Ausschluss von Flächen mit mehr als 5° Hangneigung	European Space Agency (2024). Copernicus Global Digital Elevation Model.
Landnutzung		Ausschluss von Wasser-, Schnee- und Eisflächen, Wäldern, landwirtschaftlichen Nutzflächen, Moren und Sümpfen	https://land.copernicus.eu/ naturalearthdata.com
Bevölkerungsdichte		Urbane Gebiete werden ausgeschlossen	naturalearthdata.com
Entfernung zum Stromnetz	< 100 km		worldmap.maps.arcgis.com/
Entfernung zum Straßennetz	< 50 km		
Entfernung zu großen Häfen	< 250 km		
Entfernung zu bestehendem Pipelinenetz		Kein Ausschlusskriterium	https://globalenergymonitor.org/
Durchschnittliche Windgeschwindigkeit		Beste Option	Globalwindatlas.info
Vollaststunden PV		Beste Option	Globalsolaratlas.info EU JRC PVGIS

Die Anwendung der jeweiligen Kriterien führt zum Ein- oder Ausschluss von verschiedenen Gebieten eines Landes. Eine anschließende Überlagerung aller Kriterien führt zu verfügbaren Flächen für EE-Standorte. Aus diesen verfügbaren Flächen werden die Regionen mit dem höchsten Wind- und PV-Potenzial ausgewählt (siehe Kapitel 4.4.5). Dabei werden zusätzliche Faktoren berücksichtigt. Dazu gehören geringe Entfernung zu Häfen als mögliche Elektrolyse-Standorte, eine Verringerung der Entfernung zu

Großstädten, aus denen die benötigten Arbeitskräfte für den Bau zur Verfügung gestellt werden können, sowie die Abdeckung verschiedener Regionen eines Landes. Eine beispielhafte Anwendung der ausgewählten Kriterien sowie die Überlagerung der ausgeschlossenen Gebiete für das Land Algerien findet sich in den Abschnitten 4.4.1 bis 4.4.6.

4.4.1 Naturschutzgebiete und Militärzonen

Alle Naturschutzgebiete sind generell für die Wahl des Standorts von EE-Anlagen und Elektrolyseanlagen ausgeschlossen, denn die Umstellung auf ein nachhaltiges Energiesystem soll nicht zu Lasten des Naturschutzes geschehen. Darüber hinaus ist die Erteilung von Baugenehmigungen in solchen Naturschutzgebieten in der Regel erschwert bis unmöglich, auch wenn es gelegentlich Ausnahmen für aktuelle EE- und Wasserstoffprojekte gibt. Zusätzlich sind militärische Sperrgebiete als Standorte ausgeschlossen (gelbe Flächen in Abbildung 4-5), da in diesen Gebieten meist keine Baugenehmigungen von den jeweiligen Regierungen erteilt werden. Abbildung 4-5 zeigt alle Naturschutzgebiete und militärische Sperrgebiete sowie die eingeschlossenen hafennahen Zonen Algeriens. Bezüglich des letzten Aspekts wurde für Algerien eine Ausnahme definiert, da sich insbesondere weit im Landesinneren große Potenziale für erneuerbare Energien befinden.

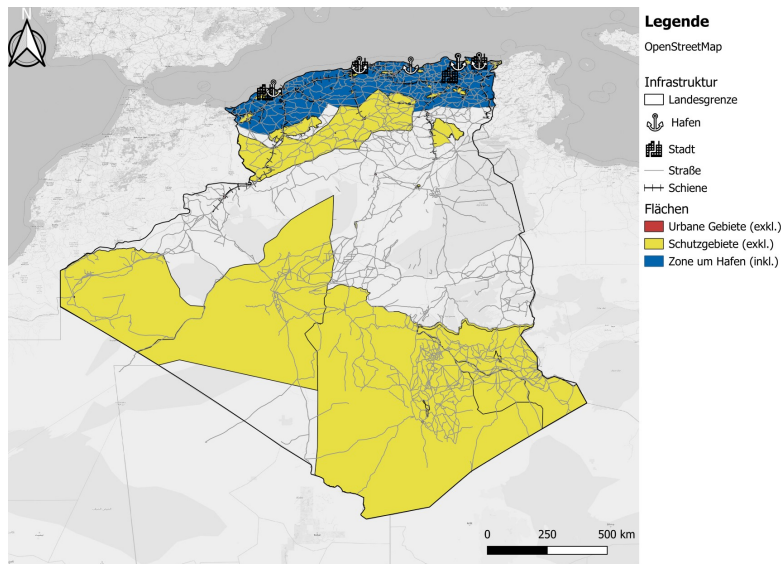


Abbildung 4-5: Naturschutzgebiete, militärische Sperrgebiete (zusammengefasst als gelbe Flächen), Häfen (inkl. Umkreis von 250 km) und dicht besiedelte (urbane) Gebiete Algeriens

4.4.2 Topografie

Für den Bau von EE-Anlagen, insbesondere für PV-Freiflächenanlagen, ist ein möglichst flaches Gelände erforderlich. Dementsprechend wird der maximale Neigungswinkel auf 5° festgelegt, um stark unebenes Gelände, wie z. B. in Hochgebirgen auszuschließen. Ein Überblick über die aufgrund der topographischen Gegebenheiten ausgeschlossenen Flächen findet sich in Abbildung 4-6.

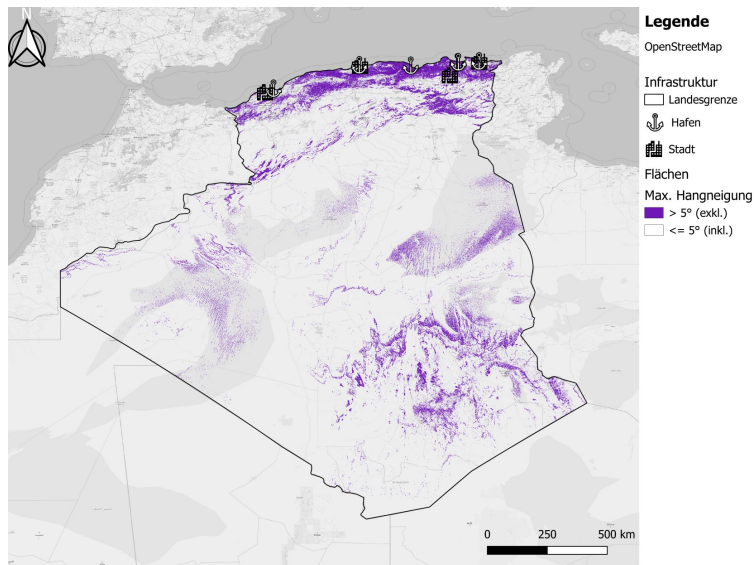


Abbildung 4-6: Flächen mit einer Hangneigung größer als 5°, Häfen und dicht besiedelte Gebiete Algeriens

4.4.3 Landnutzung

Die Flächennutzung oder andere natürliche Merkmale können aus verschiedenen Gründen zum Ausschluss von verfügbaren Flächen führen. Diese Gründe sind zum einen bauliche, klimatische und ökologische Aspekte wie Wasser-, Schnee- und Eisflächen. Aber auch Wälder und Feuchtgebiete eignen sich nicht als potenzielle Bauflächen für EE-Anlagen. Auch werden städtische Gebiete ausgeschlossen. Landwirtschaftlich genutzte Flächen werden nicht als verfügbare Flächen betrachtet, da die Energieerzeugung insbesondere in Ländern des globalen Südens nicht auf Kosten der teilweise bereits knappen Nahrungsmittelproduktion erfolgen darf. Eine Übersicht der aufgrund der Landnutzung ausgeschlossenen Flächen für Algerien ist in Abbildung 4-7 dargestellt. Zusätzlich zu den ausgeschlossenen städtischen Gebieten werden auch etwas weniger besiedelte Gebiete aus den Potenzialgebieten ausgeschlossen. Die dicht besiedelten Gebiete werden als Gebäudesymbole angezeigt.

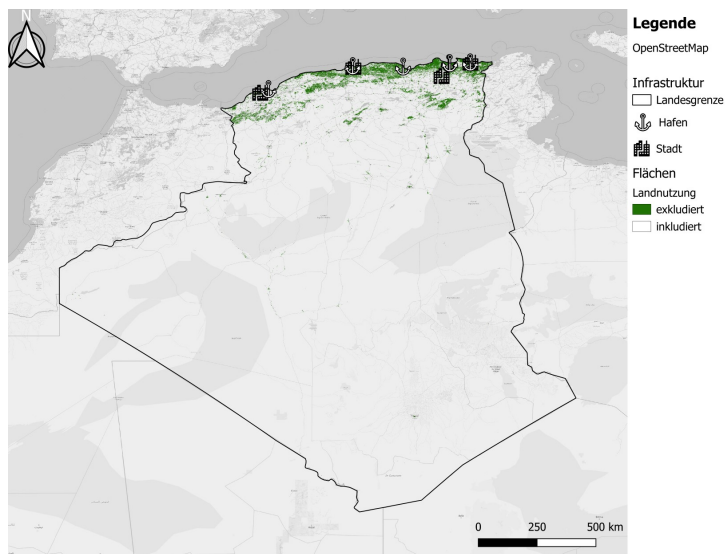


Abbildung 4-7: Landnutzungsflächen, Häfen und dicht besiedelte Gebiete Algeriens

4.4.4 Infrastruktur

Bei der Identifizierung potenzieller Standorte für EE sollte auch die vorhandene Infrastruktur berücksichtigt werden. Dabei wird sowohl auf das Stromübertragungsnetz, Pipelines, als auch auf Überlandstraßen und das Schienennetz geachtet. Um den Bedarf an zusätzlicher Infrastruktur, neuen Straßen und deren Kosten zu reduzieren, wird ein Entfernungskriterium definiert. Die möglichen EE-Standorte dürfen nicht weiter als 100 km vom Stromübertragungsnetz und von Überlandstraßen entfernt liegen. Viele der Länder sind durch diese 100-km-Puffer vollständig abgedeckt, sodass kein Ausschluss stattfindet. Das Schienennetz ist kein hartes Einschlusskriterium, jedoch wird es in Abbildung 4-8 gezeigt, da es für die spätere Standortauswahl relevant ist. Eine Veranschaulichung der jeweiligen Infrastruktur und der einbezogenen Gebiete findet sich in Abbildung 4-8 und Abbildung 4-9. Regionen in Hafennähe werden (250-km-Radius) bevorzugt, da diese als Elektrolyse-Standorte dienen können und einen günstigen Weitertransport von Wasserstoff ermöglichen.

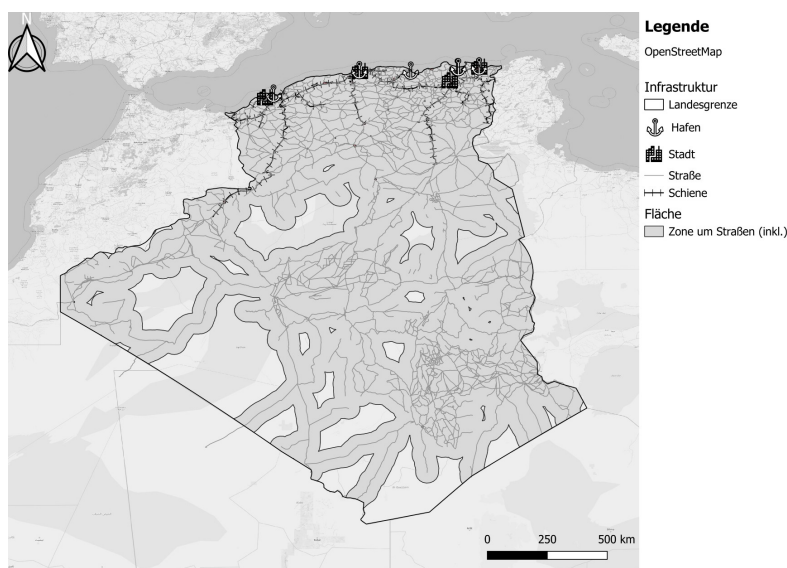


Abbildung 4-8: Überlandstraßen (inkl. 100 km Umkreis), Schienennetz, Häfen und dicht besiedelte Gebiete Algeriens

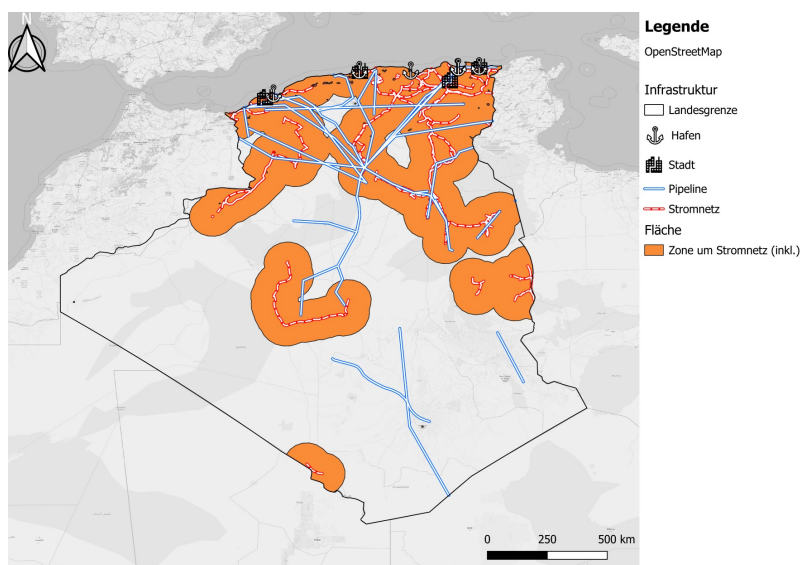


Abbildung 4-9: Stromnetz (inkl. 100 km Umkreis), Pipelines, Häfen und dicht besiedelte Gebiete Algeriens

4.4.5 Potenziale für erneuerbare Energien

Methodisches Vorgehen und Parameter

Um die Standorte mit dem besten EE-Potenzial zu bestimmen, werden Umweltdaten in die Bewertung einbezogen. Der spezifische Ertrag wird als Maß für die Sonneneinstrahlung genutzt, um die Qualität von PV-Anlagenstandorten (Abbildung 4-10) zu ermitteln. Dieser zeigt die Menge des erzeugten Stroms pro Einheit der installierten PV-Leistung über einen längeren Zeitraum und wird in Kilowattstunden pro installierte Kilowatt-Spitze [kWh/kWp] ausgedrückt. Es handelt sich hierbei um einen typischen Wert zur Bestimmung der Realisierbarkeit und den potenziellen Ertrag einer Solaranlage.

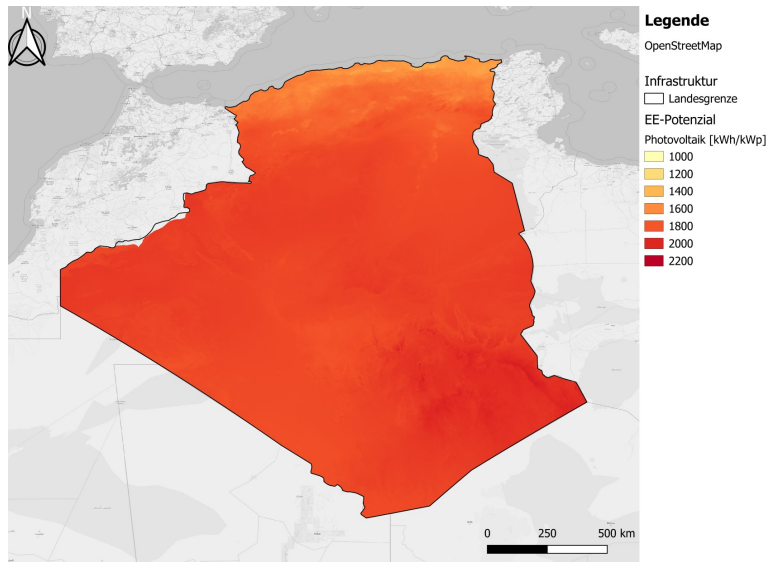


Abbildung 4-10: Spezifisches PV-Stromerzeugungspotential in Kilowattstunden pro installierte Leistung [kWh/kWp] am Beispiel Algeriens

Für die Bewertung von Standorten für Windkraftanlagen wird die durchschnittliche Windgeschwindigkeit in der Einheit Meter pro Sekunde [m/s] in einer Höhe von 150 m über Grund herangezogen (Abbildung 4-11). Sie misst die durchschnittliche Geschwindigkeit des Windes über ein Jahr und ist ein häufig verwendeter Wert, um das Potenzial eines Standorts für Windkraftanlagen zu bestimmen.

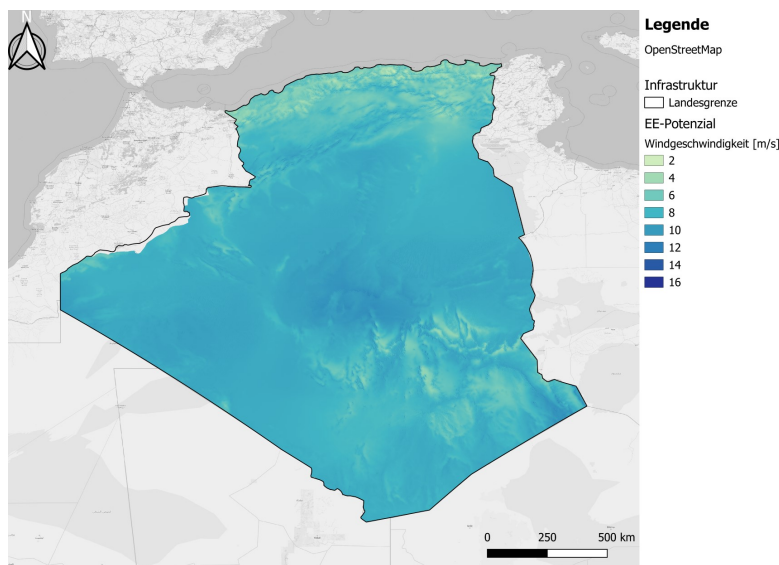


Abbildung 4-11: Durchschnittliche Windgeschwindigkeit [m/s] Algeriens in 150 m Höhe

4.4.6 Überlagerung der Kriterien

Die durch die Kriterien in Tabelle 5-1 aus- bzw. eingeschlossenen Flächen werden mit den verfügbaren Landflächen verrechnet, sodass am Ende nur noch potenziell nutzbare Flächen in der Karte gezeigt werden, die den Anforderungen an einen potenziellen Standort für PV- und Windkraftwerke genügen. Die Gebiete, die für den Bau von EE-Anlagen in Frage kommen, sind entsprechend dem Potenzial für die Installation von Windturbinen und PV-Anlagen eingefärbt. Die als potenziell gut geeignet identifizierten Standorte sind gekennzeichnet (Abbildung 4-12 und Abbildung 4-13) und zur einfachen Identifikation nummeriert.

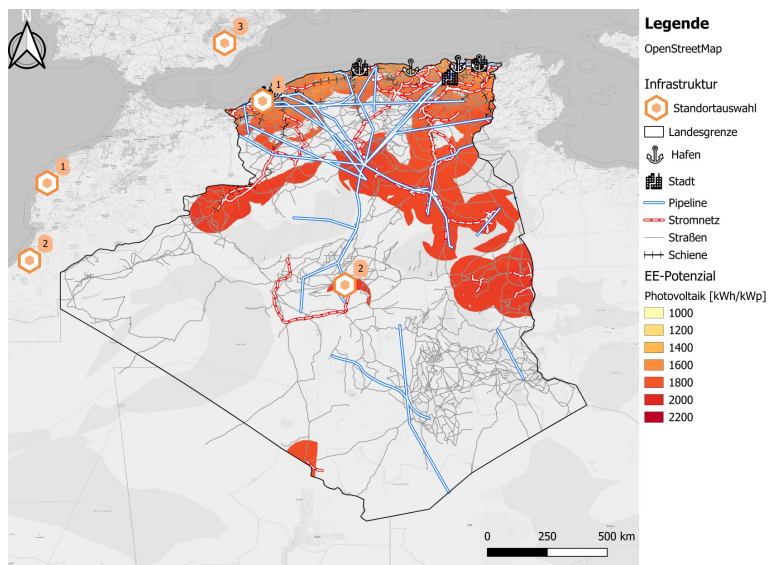


Abbildung 4-12: Standortauswahl aufgrund verbleibender PV-Flächen, Häfen und dicht besiedelte Gebiete Algeriens

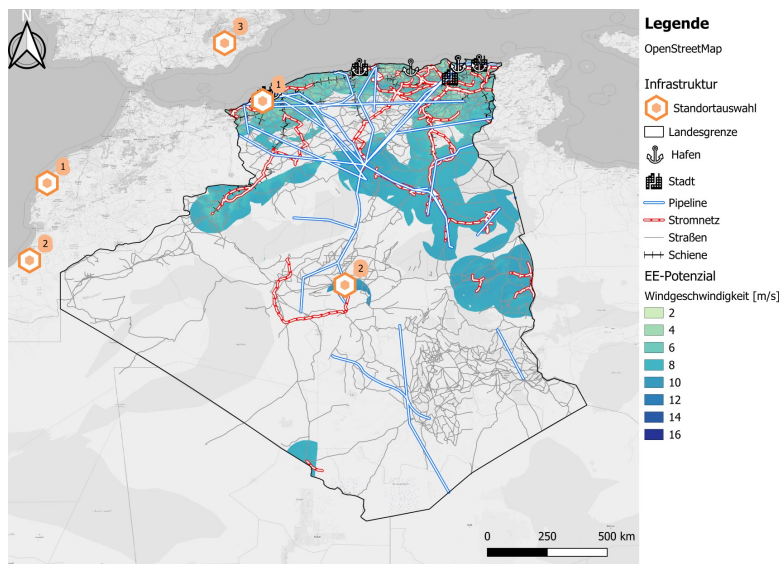


Abbildung 4-13: Standortauswahl aufgrund verbleibender Wind-Flächen, Häfen und dicht besiedelte Gebiete Algeriens

Da sowohl Wind- als auch PV-Anlagen am selben Standort errichtet werden sollen, ist es notwendig, einen geeigneten Standort für beide Technologien zu definieren.

4.5 Simulation und Optimierung der Versorgungsketten

Für die Berechnung der Importkosten für Wasserstoff und Wasserstoffderivate nach Baden-Württemberg wird ein Simulationsmodell angewandt, welches die verschiedenen Komponenten der Versorgungskette abbildet. Hierfür wird die am Fraunhofer ISE verwendete Toolbox H₂ProSim herangezogen („Hydrogen Process Simulation“). Das Modell besteht im Wesentlichen aus drei Hauptbestandteilen (vgl. Abbildung 4-5). Im „Technischen Modell“ ist die gesamte Lieferkette von der EE-Produktion bis zum Zielpunkt in Baden-Württemberg abgebildet. Im „Ökonomischen Modell“ sind die Kostendaten der einzelnen Systemkomponenten hinterlegt. Des Weiteren erfolgt hier die Berechnung der finalen Produktkosten. Letzter Bestandteil ist ein „genetischer Optimierungsalgorithmus“. Alle drei werden in den folgenden Unterkapiteln beschrieben.

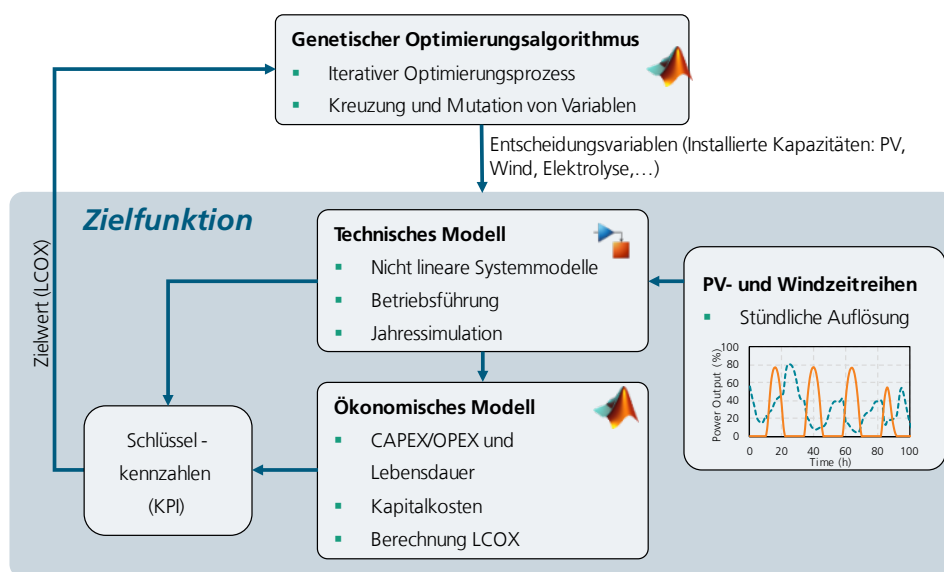


Abbildung 4-14: Schematische Darstellung des Modellaufbaus bestehend aus dem technischen Modell, dem ökonomischen Modell sowie einem Optimierungsalgorithmus zur Ermittlung des Systemaufbaus mit den geringsten Bereitstellungskosten

4.5.1 Technisches Modell

Das **technische Modell** enthält die Komponenten der PtX-Lieferkette. Jede Komponente der Versorgungskette ist hier hinterlegt. Mit dem Modell werden zeitlich aufgelöste Jahressimulationen für die gesamte Versorgungskette durchgeführt (EE-Erzeugung, H₂-Produktion, Umwandlung, Speicherung, Transport, etc.), Abbildung 4-6 zeigt dies anhand der Leistungs-Jahresverläufe einzelner Komponenten. Die Eingangsdaten der EE-Leistungserzeugung liegen in einer Auflösung von einer Stunde vor. Das Modell rechnet mit einer Schrittweite von 5 Minuten.

Die einzelnen Komponentenmodelle basieren auf Kennlinien, Umwandlungswirkungsgraden sowie Massen- und Energiebilanzen. Darüber hinaus ist bei Bedarf eine Steuerung Bestandteil des Komponentenmodells. Beispielsweise enthält das Elektrolysemodell eine Steuerung, die die Systemzustände wie Standby, Anfahren, Betrieb und Abschalten in Abhängigkeit von der Eingangsleistung definiert.

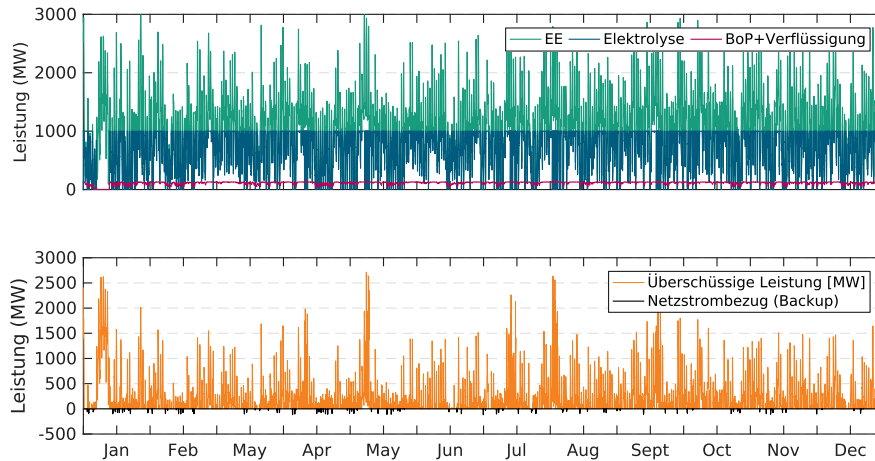


Abbildung 4-15: Exemplarische Darstellung der EE-Leistungserzeugung und Leistungsbezug der Elektrolyse und weitere Komponenten des Exporthubs (oben) sowie nicht genutzte EE-Leistung und Netzstrombezug (unten) im Verlauf eines Jahres

4.5.2 Ökonomisches Modell

Um die Kosten für die Herstellung und Bereitstellung von Wasserstoff und der PtX-Produkte zu ermitteln, wird ein **ökonomisches Modell** verwendet. Das ökonomische Modell enthält Kostenparameter wie spezifische Investitionskosten und Betriebskosten für alle Komponenten der Lieferketten. Diese Werte basieren auf Literaturangaben, Herstellerinformationen und Expertenwissen und werden im weiteren Verlauf des Kapitels beschrieben. Da das ökonomische Modell mit dem technischen Modell verknüpft ist, werden die Ergebnisse der Jahressimulation des Systems (z. B. Dimensionierung der Komponenten, Menge des produzierten PtX-Produkts, Bedarf an Schiffstreibstoff, externe Energieversorgung) im ökonomischen Modell verwendet, um die Kosten jedes PtX-Projekts zu berechnen. Die Wasserstoff- und PtX-Kosten werden auf Basis der Annuitätenmethode wie folgt berechnet [117]:

$$LCoX \left(\frac{EUR}{MWh} \right) = \sum_{i=1} \frac{CAPEX_i * ANF + OPEX_i}{E_x} \quad (1)$$

$$ANF = \frac{WACC(1 + WACC)^{n_i}}{(1 + WACC)^{n_i} - 1} \quad (2)$$

Die finalen Produktkosten LCoX ergeben sich aus der Summe der Berechnung für jede Einzelkomponente i . Die Produktkosten werden in dieser Studie für die Wasserstoffimportpfade in EUR/kg angegeben. Die Angabe für den Import von Ammoniak und Methanol erfolgt in EUR/Tonne.

$CAPEX_i$ sind hierbei die jeweiligen Investitionskosten für jede Komponente der Versorgungskette, $OPEX_i$ die jeweiligen jährlichen Betriebskosten (fixe und variabel). Der Annuitätsfaktor ANF ist definiert durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten WACC und die für jede Komponente angegebene technische Lebensdauer. Restwerte einzelner Komponenten am Ende der Lebensdauer der Anlage werden in dieser Studie nicht berücksichtigt. Da es sich hierbei um eine Berechnung der Kosten handelt, wurden keine Marge beim Verkauf der Produkte berücksichtigt, da diese sehr individuell sind.

Die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) eines Landes hängen in erster Linie von den Kosten der Kapitalbeschaffung ab. Weitere Faktoren sind die allgemeine Wirtschaftslage und Bonität sowie die rechtlichen und steuerlichen Rahmenbedingungen eines Landes. Tabelle 4-3 zeigt die angenommenen WACC für die betrachteten Regionen. Die angegebenen Kapitalkosten werden für alle Komponenten der Versorgungskette angewandt, welche sich in dem Land befinden. Für die Komponenten, die den Transport

von Wasserstoff oder den flüssigen Energieträgern betreffen, also Pipelines, Zwischenverdichter, Transportschiffe, etc., wird ein genereller WACC von 5 % angenommen.

Methodisches Vorgehen und Parameter

Tabelle 4-3: Berücksichtige Kapitalkosten der Exportregionen sowie Deutschland

Region/Land	WACC (%)
Algerien	7,5
Marokko	7,5
Norwegen	5,0
Finnland	4,5
Vereinigte Arabische Emirate	5,5
Kanada	5,0
Spanien	5,0
Schottland	5,5
Deutschland	4,5

4.5.3 Systemoptimierung

Für jeden einzelnen Standort und Versorgungskette ergibt sich eine kostenoptimale Konfiguration des Systems. Um diese zu ermitteln, wird ein **Optimierungsalgorithmus** angewandt, der das nicht-lineare Modell optimiert, mit dem Ziel, die LCoX zu minimieren. Hierfür wird ein genetischer Algorithmus verwendet, bei welchem es sich um einen leistungsstarken, evolutionsbasierten Optimierungsalgorithmus handelt. Dieser findet Anwendung bei der Lösung von kontinuierlichen Optimierungsproblemen und basiert auf der Idee, eine Population von Lösungen zu generieren und diese iterativ zu verbessern. Der LCoX als Zielwert jeder einzelnen Simulation, bestimmt durch die technische Jahressimulation sowie der Ausführung des ökonomischen Modells, wird an den Algorithmus zurückgegeben, welcher sich daraufhin iterativ an die kostenoptimale Systemauslegung annähert.

Der Optimierungsalgorithmus kann ausgewählte Variablen wie z. B. die installierte Wind- / PV- und Elektrolysekapazität anpassen, um die Herstellungskosten zu minimieren. Hierbei muss die vorgegebene finale Energiemenge eingehalten werden.

Die Optimierungsvariablen für die verschiedenen Versorgungsketten sind folgend aufgeführt. In Kapitel 4.3 wurden die Optimierungsvariablen graphisch hervorgehoben.

Tabelle 4-4: Optimierungsziel, -Variablen und -Randbedingungen

Methodisches Vorgehen und Parameter

	Pipeline / onsite	Schiffsimport
Zielwert	- Minimale LCoH	- Minimale LCoH/LCoA/LCoM
Optimierungsvariablen	- Installierte Leistung PV - Installierte Leistung Wind - Installierte Elektrolysekapazität	- Installierte Leistung PV - Installierte Leistung Wind - Installierte Elektrolysekapazität - Volumen Zwischenspeicher - Kapazität Verflüssigung/ Synthese - Produkt-Zwischenspeicher - Exportterminal - Anzahl Transportfahrten
Nebenbedingungen	- Zielimportmenge (siehe Tabelle 4-1) muss erfüllt sein	- Zielimportmenge (siehe Tabelle 4-1) muss erfüllt sein - Einhalten des definierten Betriebsfensters der Verflüssigung/ Synthese - Ausgeglichenen Speicherfüllstände zu Beginn und Ende der Simulation - Transportfahrten nur bei voller Beladung der Transportschiffe

4.6 Parameter und Komponentenmodelle

4.6.1 Strombereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern (Wind und Photovoltaik) sowie Interaktion mit dem Stromnetz

Die Stromproduktion aus Wind und Photovoltaik stellt den Ausgangspunkt für die Wasserstoffproduktion dar. Für die Stromerzeugung aus Photovoltaik werden festaufgeständerte Freiflächen-Photovoltaikanlagen angenommen. An allen Standorten sind die Module in Richtung Süden ausgerichtet, da sich alle Standorte in der nördlichen Hemisphäre befinden. Der Anstellwinkel wird für jeden Standort individuell nach Jacobson et al. [118] bestimmt. Für die Generierung der stündlich aufgelösten Wind- sowie Solarzeitreihen werden MERRA-2 Satellitenmessungen herangezogen [119]. Für die Auswahl der Referenzwindturbine wird für jeden Standort die entsprechende IEC Windklasse anhand der mittleren Windgeschwindigkeit bestimmt und die Leistungskennlinie und die Nabenhöhe ausgewählt [120]. Die spezifischen Investitionskosten für die Photovoltaik und Windkraftwerke der analysierten Regionen sind in Tabelle 4-5 für die beiden Zieljahre 2032 und 2040 aufgelistet. Die technische Lebensdauer ist für Photovoltaik mit 30 Jahren und für Wind mit 25 Jahren berücksichtigt [121]. Die spezifischen Investitionskosten der Windkraftanlagen sind in der Tabelle bezogen auf Windklasse 2 spezifische Anlagen. Befindet sich ein Standort in einem Gebiet mit Windklasse 1 oder 3, wird dieser Wert um 20 % verringert oder 10 % erhöht [122].

Tabelle 4-5: Berücksichtigte Investitionskosten für Wind und PV [122–124]

Methodisches Vorgehen und Parameter

Parameter	Photovoltaik (EUR/kW _{peak})		Wind (EUR/kW)	
	2032	2040	2032	2040
Algerien	800	750	1.600	1.550
Marokko	800	750	1.600	1.550
Norwegen	800	700	1.600	1.500
Finnland	760	700	1.600	1.500
Vereinigte Arabische Emirate	760	700	1.600	1.500
Kanada	800	750	1.500	1.400
Spanien	700	600	1.400	1.350
Schottland	800	750	1.500	1.400
Deutschland	700	600	1.500	1.400

Für die Standorte der Elektrolyse und PtX-Produktion wird der nächstnähere Hafen ausgewählt, welcher für einen Schiffsexport groß genug ist. Die **Stromübertragung** von den EE-Anlagen zum Standort der Elektrolyse wird über Hochspannungsleitungen berücksichtigt.

Durch die volatile EE-Produktion kann es vereinzelt dazu kommen, dass nicht ausreichend Strom für den Betrieb der Synthesen bzw. der Verflüssigung bereitsteht. Diese müssen jedoch in einem definierten Betriebsfenster betrieben werden und können anders als die Elektrolyse nicht kurzfristig an- und abgeschaltet werden. Tritt ein solcher Fall ein, wird angenommen, dass für den Betrieb der Synthesen bzw. Verflüssigung ein **Netzstrombezug** erfolgt. Es wird pauschal für alle Standorte angenommen, dass für den aus dem Stromnetz bezogenen Strom Kosten in Höhe von 100 EUR/MWh anfallen. Gleichzeitig kommt es aufgrund einer Überdimensionierung der EE-Anlagenkapazitäten vor, dass deutlich mehr Strom produziert wird, als zeitgleich genutzt werden kann. Es wird angenommen, dass der **Stromüberschuss** in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Es wird pauschal für alle Standorte angenommen, dass dieser mit 25 EUR/MWh vergütet wird.

4.6.2 Wasserstoffproduktion und -Speicherung

Die Wasserelektrolyse stellt das Koppelglied zwischen Elektronen und Molekülen dar. Verschiedene Technologien haben sich für die Elektrolyse etabliert.

Für die Analysen in der vorliegenden Studie wird eine Niedertemperaturelektrolyse berücksichtigt. Hierbei kann es sich entweder um eine alkalische Elektrolyse oder um eine PEM-Elektrolyse handeln. Aufgrund der Anforderungen der volatilen Stromquelle an Dynamik und Teillast sowie eines externen Wärmebedarfs wird der Einsatz einer Hochtemperaturelektrolyse als nicht möglich erachtet. Abbildung 4-16 zeigt die Systemgrenzen mit den ein- und ausgehenden Energie- und Massenströmen für eine PEM-Elektrolyse.

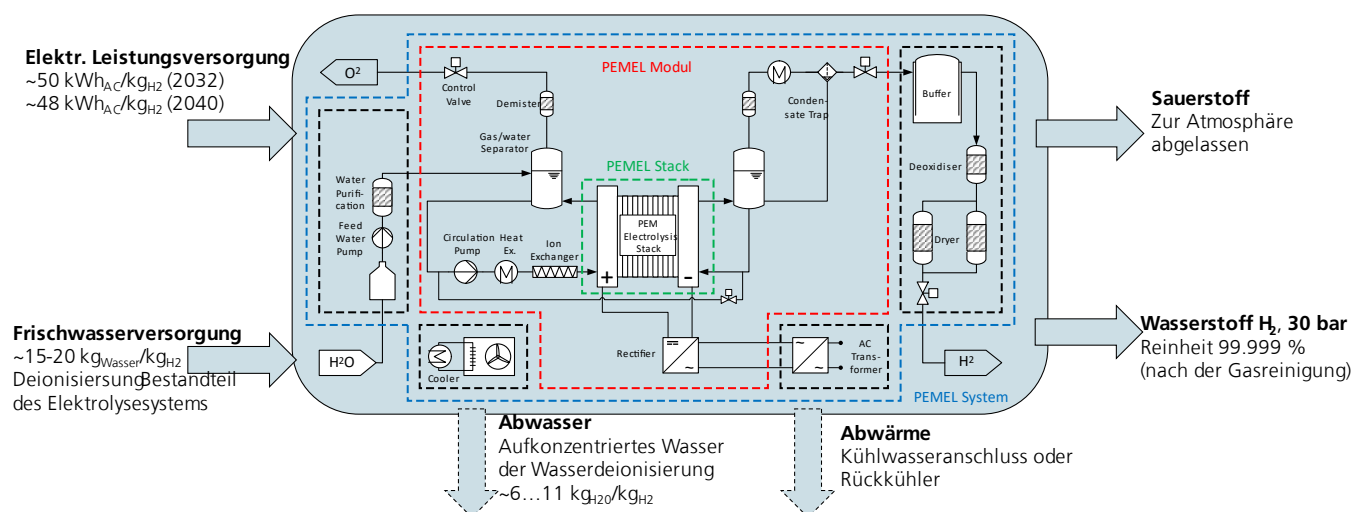


Abbildung 4-16: Systemgrenze der Elektrolyse und ein- und austretende Massen und Energieströme bei Nennlastbetrieb am Beispiel einer PEM-Elektrolyse

In Tabelle 4-6 sind die berücksichtigten techno-ökonomischen Parameter der Elektrolyse aufgeführt. Zwischen beiden Zieljahren wird eine höhere Effizienz sowie geringe Kosten für das Elektrolysesystem angenommen.

Tabelle 4-6: Technische und ökonomische Parameter für die Wasserelektrolyse [125–133]

Parameter	2032	2040	Einheit
Technologie	Niedertemperaturelektrolyse (PEM)		
Eingangsleistung	Optimierungsvariable		$\text{MW}_{\text{el, in}}$
Spezifischer Energiebedarf	50	48	kWh/kg
Wasserstoffproduktionsdruck	30	30	Bar
Spezifischer Wasserbedarf	15	15	$\text{kg}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$
Minimale Teillast	10	10	%
CAPEX	1.500	1.000	$\text{EUR}/\text{kW}_{\text{el}}$
OPEX	2	2	$\%_{\text{CAPEX}}/\text{a}$
Lebensdauer System	30	30	Jahre
Lebensdauer Stack	80.000	100.000	Betriebsstunden

Für die Herstellung von flüssigem Wasserstoff, Ammoniak und Methanol ist eine Zwischenspeicherung von Wasserstoff als Pufferelement zwischen Elektrolyse und nachgeschalteter Konversion notwendig, Tabelle 4-7 zeigt die technischen Parameter der Zwischenspeicherung. Wasserstoffverflüssigung und -synthese haben im Vergleich zur Elektrolyse nur eine begrenzte Dynamik, d. h. der Betrieb ist nur in bestimmten Lastbereichen möglich. Des Weiteren ist es ökonomisch sinnvoll, eine zum Vergleich mit der Elektrolyse geringe Kapazität des Umwandlungsschritts zu installieren. Der Wasserstoffzwischenspeicher versorgt die Konversionsschritte auch in Zeiten ohne elektrolytische Wasserstofferzeugung.

Tabelle 4-7: Technische und ökonomische Parameter für die Wasserstoffzwischenlagerung [134–136]

Methodisches Vorgehen und Parameter

Parameter	Wasserstoffspeicher	Einheit
Technologie	Röhrenspeicher	
Speichervolumen	Optimierungsvariable	m ³
Minimaler Druck	10	bar
Maximaler Druck	80	bar
CAPEX	330	EUR/kg
	2100	EUR/m ³
OPEX	1	% _{CAPEX} /a
Lebensdauer	40	Jahre

4.6.3 Synthese/ Verflüssigung und PtX-Speicherung

Aufgrund der geringen energetischen Dichte von gasförmigem Wasserstoff ist ein Transport über den Seeweg insbesondere bei weiten Transportentfernungen nicht wirtschaftlich darstellbar. Einerseits kann durch die Verflüssigung von Wasserstoff eine deutliche höhere Energiedichte erreicht werden, andererseits kann Wasserstoff in ein Folgeprodukt wie Ammoniak oder Methanol gewandelt werden, welche eine höhere Energiedichte haben und im drucklosen Zustand transportiert werden können. Die techno-ökonomischen Parameter für die Konversion von Wasserstoff sind in Tabelle 4-8 aufgelistet.

Tabelle 4-8: Technische und ökonomische Parameter für die Wasserstoffverflüssigung sowie Ammoniak- und Methanolsynthese [137–143]

Parameter	Wasserstoff-Verflüssigung		Ammoniak-Synthese		Methanol-Synthese		Einheit
	2032	2040	2032	2040	2032	2040	
Minimale Teillast	50	20	50	20	50	20	%
Spez. Energiebedarf	8	6,76	0,009		0,26		kWh/kg _{PlX}
Spez. H ₂ -Bedarf	1,01		0,18		0,187		kg _{H2} /kg _{PlX}
Spez. N ₂ -Bedarf	-		0,83		-		kg _{N2} /kg _{PlX}
Spez. CO ₂ -Bedarf	-		-		1,37		kg _{CO2} /kg _{PlX}
Eingangsdruck H ₂	20		250		70		bar
CAPEX	Abhängig von der Kapazität, siehe Abbildung 4-8						EUR/kW
OPEX	4		4		4		% _{CAPEX} /a
Lebensdauer	30		30		30		a

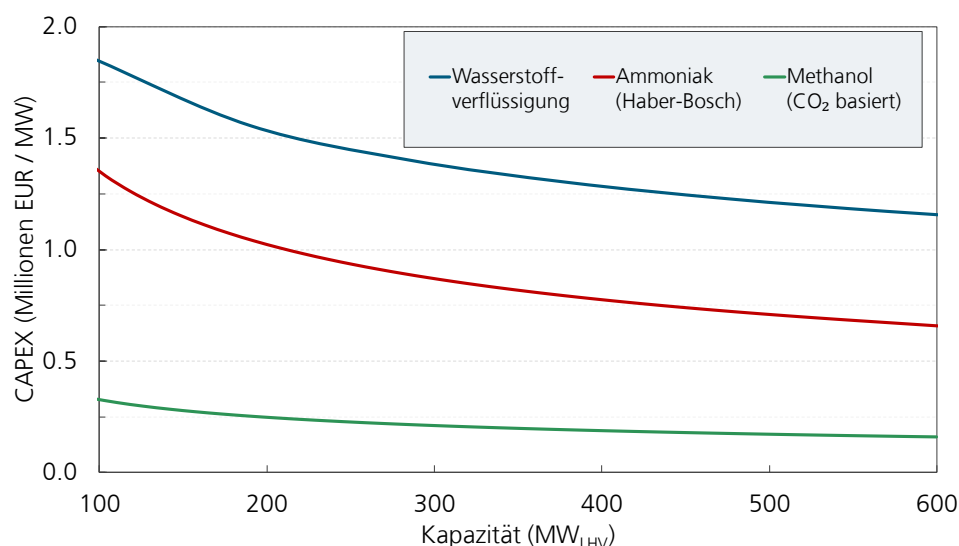


Abbildung 4-17: Spezifische Kosten der Wasserstoffverflüssigung, Ammoniaksynthese und Methanolsynthese Abhängigkeit der Kapazität [5]

Sowohl am Export- als auch im Importhafen erfolgt eine Zwischenspeicherung des jeweiligen Energieträgers. Die spezifischen Parameter sind folgend gelistet:

Tabelle 4-9: Technische und ökonomische Parameter für die PtX Speicherung [141–144]

Parameter	Flüssigwasserstoff-speicher	Ammoniak-speicher	Methanol-Speicher	Einheit
Speichertemperatur	-253	-33	T _A	°C
Speicherdruck	atm	atm	atm	bar
Speicherdichte	71	682	794	kg/m ³
CAPEX	25.000	632	103	EUR/ton
OPEX	2	2	2	% _{CAPEX} /a
Lebensdauer	30	30	30	a

4.6.4 Kohlenstoffdioxidbereitstellung (Methanol-Produktion)

In Bezug auf die Herkunft lassen sich mehrere mögliche Kohlenstoffquellen unterscheiden, die in diesem Kontext von Relevanz sind. Die verfügbaren Kohlenstoffquellen unterscheiden sich erheblich hinsichtlich ihrer Kosten, ihrer zukünftigen Verfügbarkeit, sowie ihrer Nachhaltigkeit. Erlaubte Kohlenstoffquellen für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie III (RED III) sind:

- Atmosphärisches CO₂ mittels Abscheidung aus der Luft (zeitlich unbegrenzt)
- Biogenes CO₂ (zeitlich unbegrenzt)
- Industrielles CO₂ aus Punktquellen (bis 2040)
- Fossiles CO₂ aus der Stromerzeugung (bis 2035)

Von besonderer Relevanz ist die Abtrennung von **atmosphärischem CO₂** aus der Umgebungsluft mittels Direct Air Capture (DAC), da sie einen geschlossenen

Kohlenstoffkreislauf ermöglicht. Die Funktionsprinzipien der verfügbaren DAC-Technologien lassen sich anhand der Regenerationstemperatur, der Art des Sorptionsmittels sowie der physikalischen Trennmethode voneinander abgrenzen. Im Falle von Niedertemperatur-DAC Anlagen erfolgt die Bindung von CO₂ aus der Luft durch Adsorption an ein festes Sorptionsmittel, gefolgt von der Regeneration des CO₂ durch Niedertemperaturwärme oder Feuchtigkeit. Bei Hochtemperatur-DAC Anlagen basiert die Funktionsweise auf dem Prinzip der Absorption und Desorption, wobei CO₂ chemisch an eine Abscheidelösung gebunden wird. In der Folge durchläuft das CO₂ mehrere chemische Umwandlungsschritte, um schließlich abgeschieden zu werden. Da Hochtemperatur-DAC Anlagen auf absehbare Zeit mit Erdgas als Energiequelle betrieben werden und mit erhöhten Umweltauswirkungen einhergehen [145], wird die Bereitstellung von CO₂ im Rahmen dieser Studie mittels Niedertemperatur-DAC Anlagen berücksichtigt. Die großflächige Verfügbarkeit von Direct-Air-Capture Anlagen wird im Zieljahr 2032 sowohl technisch als auch ökonomisch noch nicht als gegeben betrachtet, wodurch die Bereitstellung von **atmosphärischem CO₂** für das Zieljahr 2040 berücksichtigt wird. Die dazugehörigen technische und ökonomischen Annahmen sind in Tabelle 4-10 zusammengefasst.

Tabelle 4-10: Technische und ökonomische Parameter für Niedertemperatur-DAC Anlagen [121,146–148]

Parameter	Zieljahr 2040	Einheit
Spez. Strombedarf	450	kWh _{el} /t _{CO2}
Spez. Wärmebedarf	1400	kWh _{th} /t _{CO2}
Temperaturlevel Wärmebedarf	100	°C
Leistungskoeffizient Wärmepumpe	2,14	
Gesamter spez. Strombedarf	1,105	kWh _{el} /t _{CO2}
Lebensdauer	25	a
CAPEX	400	€/(t _{CO2} *a)
OPEX	4	% _{CAPEX} /a

Die Nutzung **biogener CO₂-Quellen** erlaubt die Schließung des Kohlenstoffkreislaufs bei gleichzeitig geringen Abscheidungskosten. Allerdings sind die anfallenden Mengen an CO₂ in einzelnen Anlagen verhältnismäßig gering und das Potenzial für eine nachhaltige Nutzung von Biomasse begrenzt.

Industrielle CO₂-Quellen bieten oftmals große Mengen an CO₂ bei verhältnismäßig geringen Abscheidungskosten. Prinzipiell sollte eine Unterscheidung zwischen (a) Quellen mit einem erheblichen Anteil an unvermeidbaren prozessbedingten Emissionen (z. B. Zementwerke) und (b) Quellen mit anderen geeigneten Emissionsminderungsstrategien (z. B. Stahlwerke) oder unbedeutenden prozessbedingten Emissionen getroffen werden. Allerdings ist diese Unterscheidung bis jetzt nicht auf regulatorischer Ebene verankert. Aus diesem Grund werden industrielle (und biogene) Punktquellen als Hauptquelle für die Bereitstellung von CO₂ für die Produktion von Methanol im Zieljahr 2032 berücksichtigt. Die Abscheidungskosten unterscheiden sich für verschiedene Punktquellen aufgrund der Zusammensetzung des Abgasstroms und der Anlagengröße. Grundsätzlich steigen die Abscheidungskosten mit sinkendem CO₂-Anteil im Abgasstrom. Die berücksichtigten Abscheidungskosten für verschiedene Punktquellen sind in Tabelle 4-11 dargestellt.

Tabelle 4-11: Kohlenstoffdioxid Abscheidungskosten für verschiedene Punktquellen

Methodisches Vorgehen und Parameter

Parameter	Zieljahr 2032	Einheit
Zementwerk	130	EUR/t _{CO2}
Stahlwerk	100	EUR/t _{CO2}
Papier- und Zellstoffwerk	70	EUR/t _{CO2}
Müllverbrennungsanlage	80	EUR/t _{CO2}
Bioenergie-Heizkraftwerk	100	EUR/t _{CO2}

Fossile CO₂-Quellen aus der Stromerzeugung werden aufgrund der regulatorischen Begrenzung und Nachhaltigkeitsbedenken nicht berücksichtigt. Darüber hinaus werden auch Raffinerien nicht als geeignete nachhaltige CO₂-Quellen eingestuft und dementsprechend exkludiert.

4.6.5 Transport

Pipelinetransport

Die Wasserstofftransportkosten über ein Pipelinenetzwerk werden durch verschiedene externe Parameter beeinflusst, da diese für den Transport deutlich höherer Mengen Wasserstoff ausgelegt sind, als in der Analyse betrachtet wird. Für die hier durchgeführte Analyse werden die Transportkosten vereinfacht über die folgend beschriebene herangezogene Methodik bestimmt. In einem ersten Schritt wird für jede Pipelineverbindung vom Standort der Elektrolyse nach Baden-Württemberg auf Basis der Ausbaupläne des European Hydrogen Backbone die Transportdistanz bestimmt. Hierbei wird der jeweilige Anteil für neu gebauten Pipelines, umfunktionierte Erdgaspipelines sowie offshore Pipelines ermittelt. Abbildung 4-9 zeigt die jeweiligen Pipelinerouten nach Baden-Württemberg. Da kein Standort betrachtet wurde, der Wasserstoff über den Ostkorridor transportiert, ist dieser in der Abbildung nicht dargestellt.

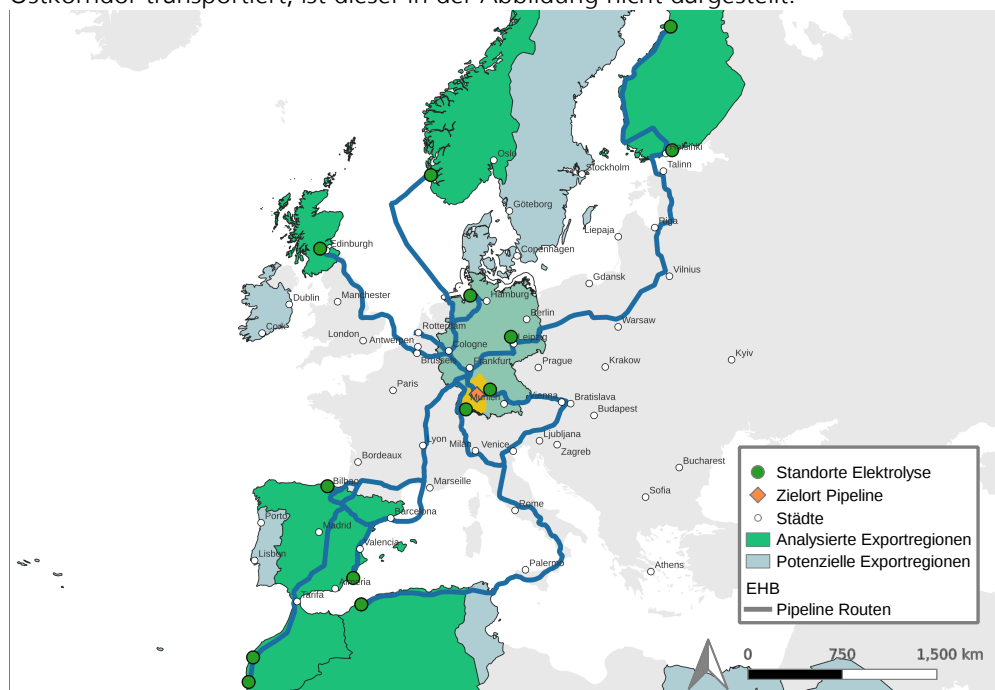


Abbildung 4-18: Pipelinerouten von den betrachteten Elektrolysestandorten nach Baden-Württemberg auf Basis der Ausbaupläne der European Hydrogen Backbone Initiative [20,28]

Basierend auf den Distanzen für neue, umgerüstete sowie offshore Pipelines erfolgt die Bestimmung der Investitionskosten der jeweiligen Verbindung. Hierfür werden die Kostendaten des EHB herangezogen, die in Tabelle 4-12 aufgelistet sind. Aufgrund begrenzter Datenlage wurde keine Differenzierung zwischen Pipelinedurchmessern und Betriebsdrücken vorgenommen. Die Gesamtinvestitionskosten der jeweiligen Verbindung ergibt sich wie folgt:

$$CAPEX_{Pipeline} = CAPEX_{neu} + CAPEX_{umgewidmet} + CAPEX_{offshore} + CAPEX_{Verdichtung} \quad (3)$$

Tabelle 4-12: Technische und ökonomische Parameter für den Pipelinetransport [20]

Parameter		Neue Pipeline	Umgewidmete Pipeline	Offshore Pipeline	Einheit
Pipeline	CAPEX	4,4	0,88	7,48	MEUR/km
	OPEX	0,9	0,9	0,9	% _{CAPEX} /a
	Lebensdauer		40		Jahre
Kompression	CAPEX	4,0	4,0	4,0	MEUR/MW _{el}
	OPEX	1,7	1,7	1,7	% _{CAPEX} /a
	Lebensdauer		25		Jahre

Basierend auf einer hydraulischen Berechnung wird die maximale jährliche Transportkapazität m_{rated} der Pipeline bestimmt. Da jedoch nicht zu erwarten ist, dass die Pipelineverbindung bei voller Auslastung betrieben wird, wird ein Auslastungsgrad berücksichtigt, der zwischen den beiden Stützjahren variiert wird. Für 2032 wird angenommen, dass die Pipeline lediglich zu 30 Prozent ausgelastet ist und für 2040 zu 80 Prozent. Hierdurch verteilen sich der annualisierten CAPEX auf eine geringere Gesamtmenge, als es im Falle einer Nennauslastung der Fall wäre. Die Transportkosten erhöhen sich dadurch. Die Transportkosten ergeben sich somit wie folgt:

$$LCOT = \frac{ANF * CAPEX_{Pipeline} + OPEX_{fix}}{Auslastungsgrad * m_{rated}} + OPEX_{variable} \quad (4)$$

Neben festen Betriebskosten $OPEX_{fix}$ für den Betrieb des Pipelinenetzes werden zudem variable Betriebskosten $OPEX_{variable}$ in Form von Stromkosten für die Zwischenverdichtung berücksichtigt. Diese beziehen sich auf die betrachtete Transportmenge. Die Distanz zwischen den Zwischenverdichtern wird mit 300 km angenommen. In jeder Zwischenverdichtung erfolgt die Verdichtung von 40 auf 80 bar.

$$OPEX_{variable} = \frac{n_{Verdichter} * spez. Energiebedarf \left(\frac{kWh}{kg} \right) * Stromkosten \left(\frac{EUR}{kWh} \right)}{m_{H_2 \text{ Transportiert}}} \quad (5)$$

Eine grundlegende Frage ist, wie die Zwischenverdichter in Zukunft betrieben werden. Beim heutigen Erdgasnetz werden die Zwischenverdichter mit Erdgas angetrieben. Dies erfolgt neben technischen Gründen auch aus Gründen der Resilienz. Pipelines und Zwischenverdichter sind Teil einer kritischen Infrastruktur. Dies hat einen Verlust des transportierten Gases zu Folge.

Vereinfacht wird in der vorliegenden Analyse angenommen, dass die Zwischenverdichtung mit Netzstrom (80 EUR/MWh) erfolgt und somit kein Wasserstoff entlang der Transportroute für die Zwischenverdichtung genutzt wird.

Die geringe Auslastung von Wasserstoffpipelines stellt eine wesentliche ökonomische Herausforderung für den Hochlauf des Wasserstoffnetzes dar. Die geringe Auslastung resultiert in hohen spezifischen Transportkosten. Um diesen Effekt in der Anfangszeit zu limitieren, wird in Deutschland beispielsweise ein Amortisationskonto eingeführt, welches in den Anfangsjahren geringe Transportkosten ermöglicht. Bei weiter erfolgtem Markthochlauf soll das Konto wieder ausgeglichen werden (vgl. Kapitel. 2.2.1) [92].

Überseetransport

Der Überseetransport von flüssigem Wasserstoff, Ammoniak und Methanol erfolgt mit speziellen Transportschiffen. Für Flüssigwasserstoff ist bisher ein kleines Schiff zu Demonstrationszwecken einer Wasserstoffversorgung zwischen Australien und Japan in Betrieb, welches jedoch nur 90 Tonnen transportieren kann. Es existieren zahlreiche Konzepte mit deutlich höheren Transportkapazitäten. Für das Stützjahr 2032 wird angenommen, dass ein LH₂-Transportschiff mit einer Kapazität von 500 Tonnen eingesetzt werden kann [149] und für 2040 große Transportschiffe mit einer Kapazität von 10.000 Tonnen verfügbar sind [150]. Der Transport von Ammoniak erfolgt mit LPG-Tankern und ist bereits weit etabliert. In den Berechnungen wird eine Transportkapazität von 27.000 Tonnen in 2032 und von 55.000 Tonnen in 2040 berücksichtigt. Der Transport von Methanol ist weit etabliert und erfolgt heutzutage mit Chemietankern, die eine Kapazität von rund 50.000 Tonnen haben. Prinzipiell lassen sich aber auch Ölproduktanker mit Transportkapazitäten von ~150.000 Tonnen verwenden, die in der Analyse für das Stützjahr 2040 herangezogen werden.

Für alle Transportschiffe wird angenommen, dass als Treibstoff im Stützjahr 2032 Schiffsdiesel verwendet wird. Hierfür werden Kosten von 1000 EUR/Tonne angenommen. Aufgrund Nachhaltigkeitsbemühungen in der internationalen Schifffahrt wird auch hier eine Umstellung auf nachhaltige Energieträger erfolgen. Aus diesem Grund wird für 2040 nachhaltiges Methanol als Treibstoff berücksichtigt. Hierfür werden ebenfalls Kosten von 1000 EUR/Tonne angenommen. Durch den deutlich geringen Heizwert, wird jedoch deutlich mehr Methanol benötigt. Weitere technische und ökonomische Parameter der Überseetransports sind der folgenden Tabelle 4-13 zu entnehmen.

Für alle Transportrouten werden schiffsspezifische Hafennutzungsgebühren beim Be- und Entladen berücksichtigt, welche sich an den Kosten des Port of Rotterdams orientieren. Im Falle eines PtX-Imports aus den Vereinigten Arabischen Emiraten fallen zusätzliche Kosten für die Durchfahrt des Suezkanals an.

Tabelle 4-13: Technische und ökonomische Parameter für den PtX-Überseetransport [142–144,149–155]

Parameter	LH ₂		NH ₃		MeOH		Einheit
	2032	2040	2032	2040	2032	2040	
Transportkapazität	500	10.000	27.000	55.000	50.000	150.000	Tonnen
CAPEX	67	440	65	100	46	82	MEUR
OPEX	4	4	4	4	4	4	% CAPEX/a
Lebensdauer	25	25	25	25	25	25	Jahre

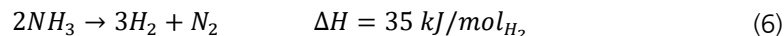
Binnentransport

Der oben beschriebene Überseetransport kann aufgrund der Schiffsdimensionen nur bis zu einem Überseehafen erfolgen. Für den weiteren Transport der Produkte Ammoniak und Methanol muss auf Binnenschiffe (oder Transportzüge) zurückgegriffen werden. Prinzipiell ist auch ein Transport über die Straße möglich, aufgrund der hohen Mengen ist dies jedoch nicht zu erwarten. Der Weitertransport von LH_2 wird aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit für Binnenschiffe nicht weiter betrachtet. Für beide Moleküle wird die Transportkapazität auf Basis einer Schiffslänge und -Breite von $110 \times 11,4$ m berücksichtigt (Ammoniak: 1.800 Tonnen; Methanol: 2.400 Tonnen). Hierbei handelt es sich um eine gängige Dimension, wenngleich auch größere Binnenschiffe für die Rheinschifffahrt verfügbar sind.

4.6.1 LH_2 -Regasifizierung und Ammoniak-Reformierung

Ist das Zielprodukt gasförmiger Wasserstoff, ist eine Umwandlung der importierten flüssigen Energieträger erforderlich. In diesem Projekt wird lediglich die Rückumwandlung von Ammoniak und Flüssigwasserstoff betrachtet, nicht jedoch für Methanol, da hier eine ausschließlich stoffliche Nutzung angenommen wird.

Ammoniak muss in Wasserstoff und Stickstoff gespalten werden. Dies erfolgt in Reformierungsanlagen, welche auch als Cracker bezeichnet werden. In einem ersten Schritt wird mit einer Pumpe der Druck des kalten Ammoniaks (-33°C) erhöht, wodurch an späterer Stelle im Prozess auf eine teure Wasserstoffverdichtung verzichtet werden kann. Anschließend erfolgt eine Verdampfung und Temperaturerhöhung in Wärmeübertragern. In einem Reaktor wird Ammoniak bei Temperaturen über 800°C in Wasserstoff und Stickstoff gespalten. In einer Druckwechseladsorption werden Stickstoff und geringe Mengen Ammoniak aus dem Wasserstoffstrom entfernt. Dieser als Off-Gas bezeichnete Gasstrom wird für die Befeuerung des Reaktors genutzt, da es sich hierbei um einen endothermen Prozess handelt (vgl. Formel (6)), also Energie zugeführt werden muss. Da die Energie nicht für die Reaktion ausreicht, wird Ammoniak zusätzlich direkt verbrannt.



Flüssigwasserstoff muss lediglich regasifiziert und auf höhere Temperaturen erwärmt werden. Der Prozess ist vergleichbar mit dem Import von LNG. Vor der Regasifizierung wird der Druck mittels einer Pumpe erhöht, sodass ebenfalls auf eine energieintensive Verdichtung verzichtet werden kann. Der thermische Energiebedarf für die Regasifizierung von LH_2 setzt sich aus der Verdampfungsenthalpie (latente Wärme) und der Temperaturerhöhung (sensible Wärme) unter Berücksichtigung der spezifischen Wärmekapazität zusammen und berechnet sich vereinfacht wie folgt:

$$\dot{Q}_{\text{Regasifizierung}} = \dot{m}_{\text{LH}_2} * (\Delta H_V + c_p * \Delta T) \quad (7)$$

Die benötigte Wärme kann prinzipiell über Umgebungswärme (z. B. Meereswasser) bereitgestellt werden. In der vorliegenden Analyse wird angenommen, dass ein Teil des Flüssigwasserstoffs verbrannt wird, um die Wärmeenergie bereitzustellen. Entstehendes Boil-Off Gas aus den Speichern kann ebenfalls verwendet werden.

Tabelle 4-14: Technische und ökonomische Parameter der Umwandlung von Ammoniak und Flüssigwasserstoff zu gasförmigem Wasserstoff [141,143,156–160]

Methodisches Vorgehen und Parameter

Parameter	Ammoniak-Reformierung	LH ₂ -Regasifizierung	Einheit
Spez. Ammoniakbedarf	7.1	-	kg _{NH3} /kg _{H2}
Spez. LH ₂ -Bedarf	-	1.04	kg _{LH2} /kg _{H2}
CAPEX	600	200	EUR/kW _{H2,out}
OPEX	4	4	% _{CAPEX} /a
Lebensdauer	30	30	Jahre

Da angenommen wurde, dass sowohl LH₂-Regasifizierung bzw. die Ammoniak-Reformierung an einem Überseehafen erfolgen, muss der abschließende Transport des gasförmigen Wasserstoffs über die Pipeline nach Baden-Württemberg erfolgen. Dies wurde entsprechend bei den Berechnungen berücksichtigt.

5 Ergebnisse

Folgend werden die Ergebnisse der Bereitstellungskosten für gasförmigen Wasserstoff, Ammoniak und Methanol aus den acht betrachteten internationalen Regionen vorgestellt. Für jede der acht Regionen wurde eine GIS-Analyse durchgeführt, um jeweils zwei vielversprechende Standorte für „EE-Installationen“ zu ermitteln, die sich prinzipiell für den Bau und Betrieb großer Wind- und PV-Parks eignen. Dies resultiert in 16 potenzielle Standorte, die für internationale Importe von Wasserstoff sowie Ammoniak und Methanol untersucht wurden. Zusätzlich wurden für Vergleichszwecke die Wasserstoffproduktionskosten von vier Standorten in Deutschland untersucht, wovon sich zwei Standorte in Baden-Württemberg befinden. Für jeden ermittelten Standort wurden auf Basis der verfügbaren Infrastruktur die Energieträger für die Betrachtungsjahre 2032 und 2040 ausgewählt. Insgesamt umfasst die Analyse über 100 einzelne Szenarien. Zusätzlich wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt (siehe Kapitel 5.3.1) und ein Sonderszenario berechnet, in welchem ein Netzstrombezug für die H₂-Produktion in Norwegen berücksichtigt wurde (siehe Abschnitt 5.3.2).

In Tabelle 5-1 sind die berücksichtigten Energieträger in Abhängigkeit der ausgewählten Standorte und des Zieljahres dargestellt. Auch wenn voraussichtlich nicht alle Pipelineanbindungen in 2032 verfügbar sein werden, sind diese dennoch mit in die Analyse einbezogen. Für alle Standorte wird zudem die Produktion von Flüssigwasserstoff berücksichtigt. Ebenfalls kann eine Ammoniakproduktion für alle Standorte als realistisch eingestuft werden. Die Verfügbarkeit einer geeigneten Kohlenstoffdioxidquelle ist ein limitierender Faktor für die Methanolproduktion im Zieljahr 2032. Infolgedessen eignen sich lediglich die Hälfte der Standorte im Zieljahr 2032 für die Produktion von Methanol. Für das Jahr 2040 wird die Verwendung von DAC sowohl technisch als auch ökonomisch als realistisch eingestuft, wodurch sich alle Standorte für die Methanolproduktion eignen sollten.

Tabelle 5-1: Zuordnung ausgewählter Energieträger zu den Standorten für die Zieljahre 2032 und 2040

Region	Standort	Energieträger 2032				Energieträger 2040			
		GH ₂ (Pipeline-H ₂)*	LH ₂ (H ₂)	NH ₃ (Stofflich + H ₂)	MeOH (Stofflich)	GH ₂ (Pipeline-H ₂)	LH ₂ (H ₂)	NH ₃ (Stofflich + H ₂)	MeOH (Stofflich)
Algerien	1	x*	x	x	x	x	x	x	x
	2	x*	x	x	x	x	x	x	x
Kanada	1	–	x	x	x	–	x	x	x
	2	–	x	x	–	–	x	x	x
Finnland	1	x*	x	x	x	x	x	x	x
	2	x*	x	x	x	x	x	x	x
Marokko	1	x*	x	x	–	x	x	x	x
	2	x*	x	x	–	x	x	x	x
Norwegen	1	x*	x	x	–	x	x	x	x
	2	–	x	x	–	–	x	x	x
Schottland	1	x*	x	x	x	x	x	x	x
	2	x*	x	x	x	x	x	x	x
Spanien	1	x*	x	x	–	x	x	x	x
	2	x*	x	x	x	x	x	x	x
VAE	1	–	x	x	–	–	x	x	x
	2	–	x	x	x	–	x	x	x

x Energieträger berücksichtigt

– Energieträger nicht berücksichtigt

* Pipelineanbindung in 2032 möglicherweise noch nicht realisiert

Aufgrund der hohen Anzahl an Detailergebnissen, werden in diesem Kapitel nur die zentralen Ergebnisse aufgeführt und Kernergebnisse abgeleitet. Die vollständige Ergebnisbandbreite der Wasserstoff-Versorgungsketten sowie der GIS-Analysen für alle acht bewerteten Regionen findet sich im Anhang dieser Studie.

5.1 Bereitstellung gasförmigen Wasserstoffs in Baden-Württemberg

In Abbildung 5-1 sind die ermittelten Ergebnisse der Bereitstellungskosten von gasförmigem Wasserstoff in Baden-Württemberg für die Bereitstellungspfade über das Pipelinenetz (blau), die Ammoniakroute (orange) und die Flüssigwasserstoffroute (grün) zusammenfassend dargestellt. Zusätzlich wurde zu Vergleichszwecken die Onsite-Produktion in Baden-Württemberg mit aufgenommen (gelb). Sowohl zwischen den analysierten Bereitstellungspfaden sowie zwischen den beiden Zieljahren 2032 und 2040 zeigen sich Kostenunterschiede. Die ermittelten Kosten für die **Onsite-Produktion** von Wasserstoff in Baden-Württemberg an den beiden betrachteten Standorten belaufen sich auf 4,3 bis 4,9 EUR/kg im Jahr 2032, mit einer erwarteten Reduktion auf 3,4 bis 3,8 EUR/kg bis 2040. Bei den genannten Kosten ist zu berücksichtigen, dass ein Wasserstoffzwischenpeicher nicht Bestandteil des Systems ist, so dass keine kontinuierliche H₂-Bereitstellung erfolgt, da diese an die EE-Stromerzeugung gekoppelt ist. Die im Vergleich zu anderen Standorten geringere mittlere Windgeschwindigkeit und Sonneneinstrahlung werden durch den Wegfall verlustbehafteter Umwandlungs- und Transportprozesse kompensiert. Allerdings sind die EE-Potenziale in Baden-Württemberg begrenzt, so dass nur ein geringer Teil lokal erzeugt werden kann. Dieser Aspekt wird im Folgenden noch einmal aufgegriffen und diskutiert.

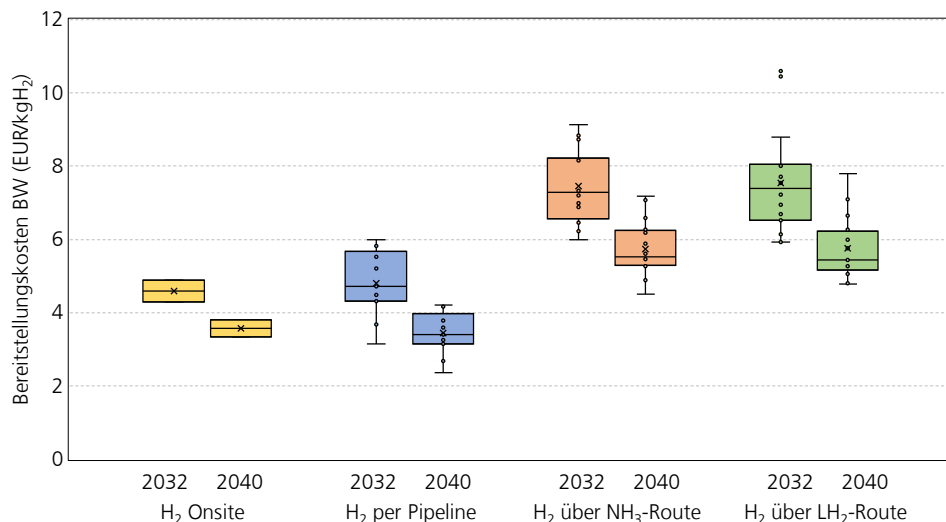


Abbildung 5-1: Ergebnisse der Kostenanalyse für die Bereitstellungskosten von gasförmigem Wasserstoff in 2032 und 2040 für die Onsite-Produktion, den Transport über Pipelines sowie den schiffsbasierten Import von LH₂ und NH₃ und Berücksichtigung einer Rückumwandlung zu gH₂

Pipelineimporte erweisen sich als die kostengünstigste Methode zur Wasserstoffbereitstellung, vor allem von Standorten innerhalb Deutschlands, die kurze Transportdistanzen aufweisen. Im Jahr 2032 führt die geringe Auslastung der Pipelines zu einer großen Spannbreite der Kosten für Pipelineimporte mit Werten zwischen 3,2 und 6,0 EUR/kg. Durch eine prognostizierte Erhöhung der Pipelineauslastung bis 2040 könnten die Transportkosten jedoch deutlich gesenkt werden, was zu Kosten von 2,4 bis 4,2 EUR/kg führen würde. Diese Kostenreduktion wird zusätzlich durch technologischen Fortschritt und bessere Wirkungsgrade bei der Elektrolyse begünstigt. Im Gegensatz dazu

sind die Bereitstellungskosten über Transportvektoren wie **verflüssigten Wasserstoff (LH₂) und Ammoniak (NH₃)** deutlich höher. Die Umwandlungs- und Rückumwandlungsverluste bei NH₃ führen zu hohen Kosten, während bei LH₂ erhebliche Investitionen in die Verflüssigungsanlagen und den Transport erforderlich sind. Für das Jahr 2032 ergeben sich Endkosten für Wasserstoff über NH₃ von 6,0 bis 9,1 EUR/kg und für Wasserstoff über LH₂ von 5,9 bis 10,6 EUR/kg. Bis 2040 wird mit einer leichten Kostenreduktion gerechnet, wobei die Kosten für beide Transportvektoren auf etwa 4,5 bis 7,8 EUR/kg sinken könnten. Trotz ihrer technischen Realisierbarkeit stellen die Importpfade über NH₃ und LH₂ aufgrund der hohen Kosten mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht die wirtschaftlich attraktivste Option dar.

Die wesentlichen Kostenreduktionen zwischen den beiden Zieljahren werden bei allen vier betrachteten Versorgungspfaden insbesondere durch geringere Strombereitstellungskosten erzielt, welche im Wesentlichen die Folge von geringeren spezifischen Investitionskosten von Wind- und Photovoltaikanlagen sind. Ebenfalls sind geringe Investitionskosten für die Elektrolyse zu erwarten, bei einem gleichzeitig höheren Wirkungsgrad. Die Transportkosten können beim Pipelinetransport durch eine höhere Auslastung reduziert werden. Beim Transport von Flüssigwasserstoff und Ammoniak kann eine Kostenreduktion durch den Einsatz größerer Transportschiffe erzielt werden.

Regionsspezifische gH₂-Bereitstellungskosten über Pipeline

Die Bereitstellungskosten von gasförmigem Wasserstoff, welcher über Pipelines nach Baden-Württemberg transportiert bzw. vor Ort im Land erzeugt wird, sind in Abbildung 5-2 dargestellt. Als kostengünstigste Option erweist sich der Standort Deutschland 1, welcher sich in Norddeutschland befindet (siehe Anhang 8.1). Die geringen Kosten kommen aufgrund der hohen mittleren Windgeschwindigkeit in unmittelbarer Nähe zur Nordsee zustande, welche in geringen Stromgestehungskosten resultieren. Durch die geringe Transportdistanz über das Pipelinenetz nach Baden-Württemberg, fallen die Transportkosten nur gering ins Gewicht. An dieser Stelle sei angemerkt, dass für die Standorte in Deutschland keine detaillierte Analyse der EE-Potenzialflächen durchgeführt wurde. Insbesondere für Norddeutschland kann dies bedeuten, dass ein Großteil der Flächen bereits für die Windenergiegewinnung genutzt werden. In Gelb dargestellt sind Wasserstoffproduktionskosten in Baden-Württemberg. Für 2032 ergeben sich H₂-Kosten von 4,3-4,9 EUR/kg und in 2040 H₂-Kosten von 3,4-3,8 EUR/kg. Obwohl diese im Vergleich konkurrenzfähig erscheinen, muss angemerkt werden, dass die EE-Potenziale eingeschränkt verfügbar sind. Siehe dazu die spätere Ausführung (Exkurs).

Ebenfalls geringe Bereitstellungskosten versprechen die hohen onshore Windpotenziale in Schottland (2032: 3,7-4,3 EUR/kg; 2040: 2,7-3,3 EUR/kg) sowie das gute Wind- und PV-Potenzial Spaniens (2032: 4,5-4,8 EUR/kg; 2040: 3,2-3,4 EUR/kg). Die Importkosten aus Algerien und Marokko rangieren hingegen sowohl kurz- als auch mittelfristig im oberen Kostenbereich, was hauptsächlich auf die höheren Kapitalkosten, aber auch auf die höhere Transportentfernung aus den beiden afrikanischen Länder zurückzuführen ist. Für 2032 sind Importkosten von 5,5-6 EUR/kg zu erwarten. Für 2040 wurden Importkosten von 3,8-4,2 EUR/kg bestimmt.

Eine wesentliche Auswirkung auf die H₂-Produktionskosten kann den berücksichtigen Kapitalkosten zugeschrieben werden. In Europa sind diese erheblich niedriger, was einen signifikanten Einfluss auf die Gesamtkosten hat. Zusammenfassend zeigt sich, dass für die Bereitstellung gasförmigen Wasserstoffs die Wahl des Produktionsstandorts im europäischen Ausland aufgrund der geringeren Kapitalkosten vorteilhafter ist.

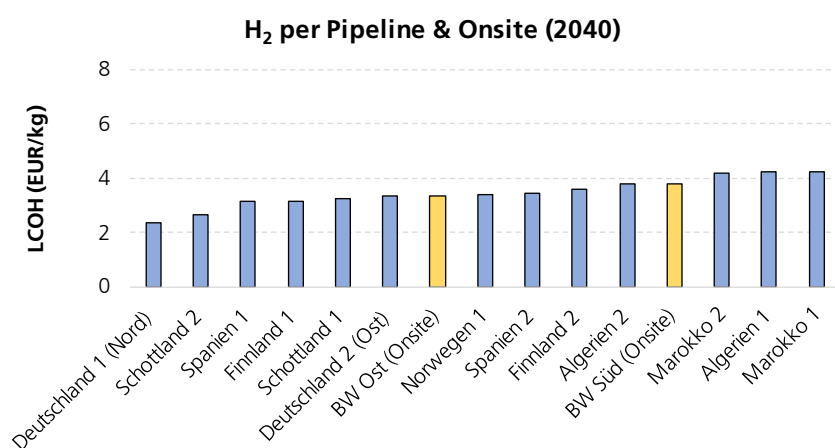
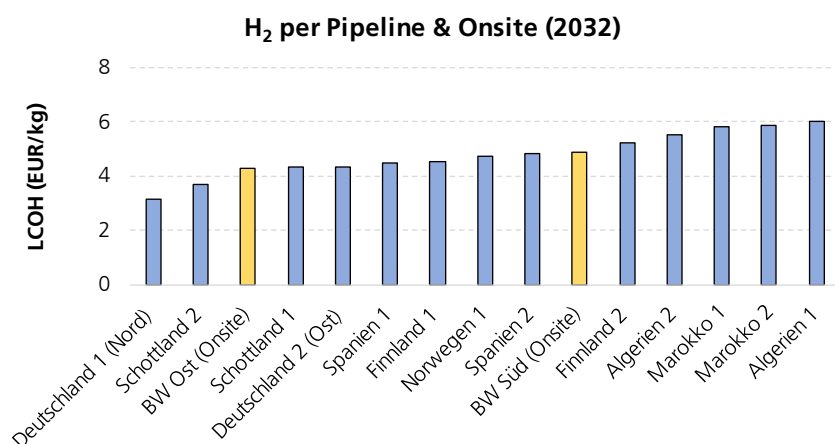


Abbildung 5-2: Bereitstellungskosten für den Pipelineimport von gasförmigen Wasserstoff nach BW sowie für die Onsite-Produktionsstandorte in BW (aufsteigend sortiert)

Wesentlicher Einflussfaktor auf die Transportkosten für Wasserstoff über das Pipelinenetzwerk kann der **Pipelineauslastung** zugeschrieben werden. Abbildung 5-3 veranschaulicht die spezifischen Transportkosten für Pipelinetransporte von Wasserstoff in Abhängigkeit der Pipelineauslastung. Es zeigt sich, dass die Transportkosten bei geringer Auslastung deutlich höher sind. Insbesondere wird für das Jahr 2032 eine geringe Auslastung erwartet, wobei die Kosten bei einer Transportdistanz von 1000 km und einer Auslastung von 30 Prozent bei etwa 0,5 EUR pro Kilogramm Wasserstoff liegen. Im Vergleich dazu betragen die Transportkosten bei einer Auslastung von 80 % lediglich 0,25 EUR/kg.

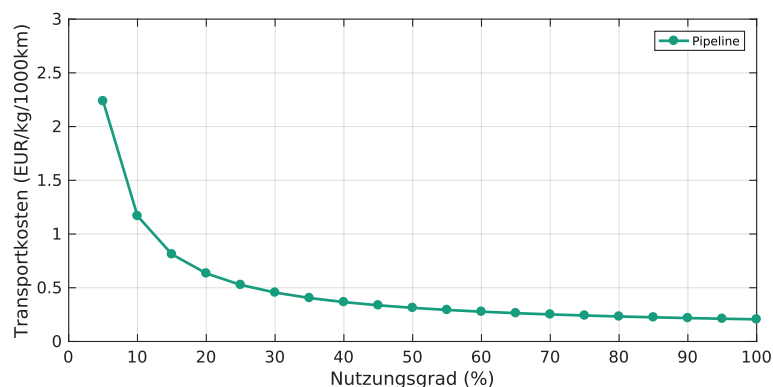


Abbildung 5-3: Exemplarische Darstellung der spezifischen Transportkosten von Wasserstoff bei einer Transportdistanz von 1000 km (Verhältnis neue/umgewidmete Pipeline: 33/66 %) in Abhängigkeit des Nutzungsgrads

Exkurs: Onsite Erzeugung in Baden-Württemberg

Die Auswertung zeigt, dass eine Onsite-Produktion von Wasserstoff in Baden-Württemberg grundsätzlich konkurrenzfähig zu den anderen Importoptionen ist. Dies wird jedoch zum einen durch die begrenzten Flächenpotenziale für großtechnische EE-Anlagen und zum anderen durch die Nutzungskonkurrenz der EE-Potenziale mit der direkten Stromnutzung im Land eingeschränkt. Die Stromstudie des Fraunhofer ISE für Baden-Württemberg [1] zeigt, dass im Jahr 2021 rund 19 TWh EE-Strom in Baden-Württemberg erzeugt wurden. Dem stand ein Strombedarf von 63 TWh gegenüber. Durch die weitere Elektrifizierung von Industrieprozessen, aber auch des Mobilitätssektors und der Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen, steigt der Strombedarf bis 2040 auf rund 104-145 TWh. **Die Deckung des Wasserstoffbedarfs von rund 90 TWh im Jahr 2040 [2] würde den Strombedarf nochmals verdoppeln.** Baden-Württemberg verfügt zwar über ein gut verfügbares EE-Potenzial von ca. 300 TWh (bei Nutzung aller prinzipiell geeigneten Flächen für Windkraftanlagen, welche rund 6,2 % der Landesfläche entsprechen sowie 2 % der Landesfläche für PV-Freiflächenanlagen), jedoch erscheint ein so schneller Ausbau der EE-Kapazitäten u.a. aufgrund lokaler Widerstände und langen Genehmigungsprozessen als nicht umsetzbar [161]. Auch die aktuellen politischen Zielsetzungen für die EE-Erzeugung im Land führen nur zu einer jährlichen EE-Stromproduktion von ca. 92 TWh in 2040. Eine großtechnische Wasserstoffproduktion von mehreren Gigawatt Elektrolysekapazität im Land hätte somit unter den aktuellen Zielsetzungen zur Folge, dass mehr Strom aus anderen Bundesländern bzw. aus Frankreich und der Schweiz importiert werden müsste.

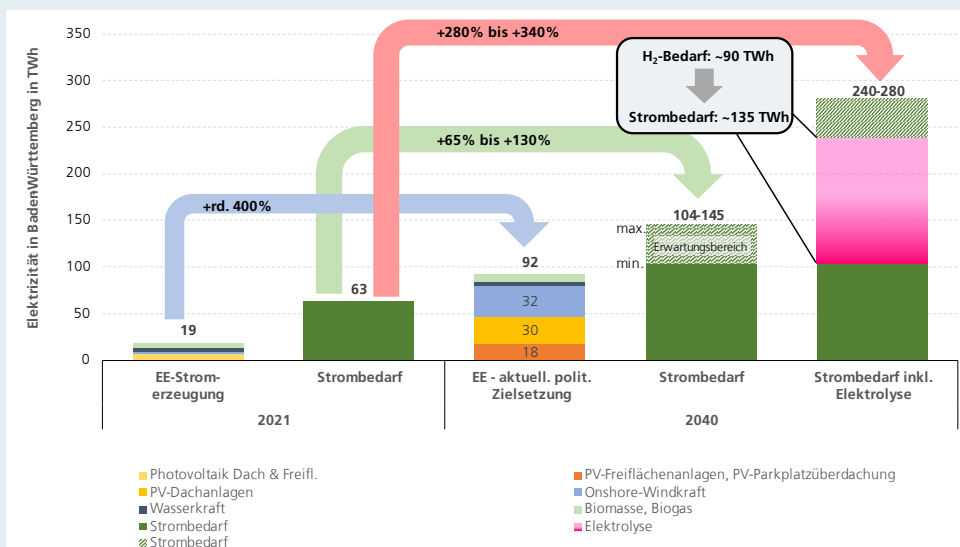


Abbildung 5-4: EE-Erzeugung und Strombedarf in BW unter den aktuellen Entwicklungen. Abbildung basierend auf der Stromstudie BW des Fraunhofer ISE [1]

Regionsspezifische gH₂-Bereitstellungskosten über LH₂ und NH₃ Route

Abbildung 5-5 zeigt die Kosten der H₂-Bereitstellung über die LH₂- und NH₃-Route mit entsprechender Rückkonvertierung in Rotterdam und anschließendem Pipelinetransport nach Baden-Württemberg. Die Regionen Schottland, Spanien und Finnland weisen die geringsten H₂-Bereitstellungskosten auf (ca. 5,9-6,5 EUR/kg). Durch Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen können die Kosten dieser Regionen bis 2040 auf ca. 4,5-5,0 EUR/kg gesenkt werden. Im Mittelfeld befinden sich unter anderem Standorte in Kanada, Algerien und Norwegen. Das Beispiel Kanada zeigt, dass eine höhere Transportentfernung kein Ausschlusskriterium darstellt. Wichtiger sind gute EE-Potenziale und günstige Kapitalkosten. Die höchsten H₂-Bereitstellungskosten können

für Importe aus den Vereinigten Arabischen Emiraten (VAE) beobachtet werden. Ausschlaggebend ist hier die vergleichsweise geringen mittleren Windgeschwindigkeiten. Insbesondere für die Flüssigwasserstoffroute im Jahr 2032 sind die Kosten mit über 10 EUR/kg hoch. Dies ist auch auf die hohe Transportentfernung und die geringe Transportkapazität des Schiffes zurückzuführen. 2040 sinken die Kosten auf ca. 9,1 EUR/kg für die LH₂-Route und 7,2 EUR/kg für die NH₃-Route.

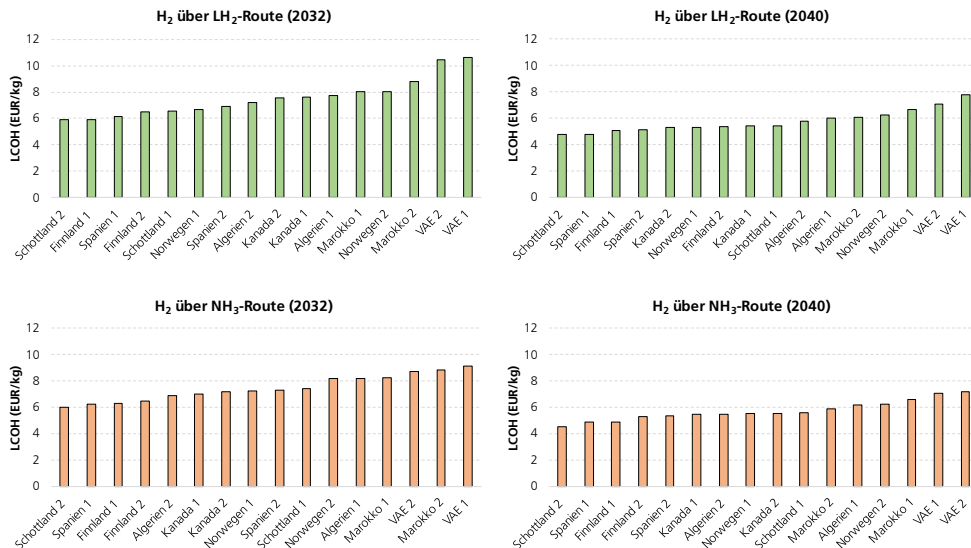


Abbildung 5-5: Wasserstoffimportkosten aus den untersuchten Regionen nach Rückumwandlung aus Flüssigwasserstoff (oben) und Ammoniak (unten) für die Zieljahre 2032 und 2040

Im Vergleich zur Wasserstoffbereitstellung über Pipelines sind die Bereitstellungskosten über Flüssigwasserstoff und Ammoniak deutlich höher. Bei der Flüssigwasserstoffroute sind die höheren Kosten auf die hohen Investitionskosten der kryogenen Komponenten der Versorgungskette (Verflüssigung, Speicherung, Transport) zurückzuführen. Aber auch der Bedarf an elektrischer Energie für die Verflüssigung erhöht die Kosten. Bei der Ammoniakroute sind die Investitionskosten für Synthese, Speicherung und Transport geringer. Allerdings treten bei der Ammoniakreformierung relevante Wasserstoffverluste auf. Durch die im Prozess benötigte thermische Energie gehen etwa 20 Prozent des ursprünglich im Ammoniak gespeicherten Wasserstoffs verloren.

5.2 Bereitstellung von Ammoniak und Methanol als Rohstoff in Baden-Württemberg

Abbildung 5-6 zeigt eine Übersicht über die Bereitstellungskosten von Ammoniak und Methanol, welche als Rohstoff in Baden-Württemberg zur Verfügung gestellt werden. Über die betrachteten Exportregionen liegen die Bereitstellungskosten für Ammoniak in 2032 zwischen 815 und 1175 EUR/Tonne. Die Analyse für 2040 ergab eine Kostenreduktion auf 615-1035 EUR/Tonne. Bei Methanol betragen die Bereitstellungskosten in 2032 rund 955-1370 EUR/Tonne, welche bis 2040 auf 750-1260 EUR/Tonne sinken. Bei der Analyse der Methanolproduktion muss beachtet werden, dass im Jahr 2032 nur Standorte berücksichtigt wurden, bei denen eine CO₂-Versorgung über eine Punktquelle verfügbar ist. Dadurch wurde die Anzahl der Standorte deutlich eingeschränkt. Für 2040 wurde hingegen der Einsatz der DAC-Technologie für alle Standorte berücksichtigt, da eine Nutzung von industriellen CO₂-Punktquellen nicht mehr von der Regulatorik gedeckt ist. Dadurch wurden alle Standorte in die Analyse mit einbezogen.

Sowohl bei Ammoniak als auch bei Methanol sind die Kostenreduktionen im Wesentlichen auf die bereits angesprochenen Kostenreduktionen bei den EE-Anlagen und Elektrolyse sowie den höheren Elektrolysewirkungsgrad zurückzuführen. Des Weiteren werden die Kosten durch ein höheres Betriebsfenster der Syntheseprozesse reduziert. Dadurch kann der Bedarf an kostenintensiven Wasserstoffzwischen Speichern reduziert werden. Bei den Transportkosten erweisen sich größere Transportschiffe in 2040 als vorteilhaft. Jedoch wird die dadurch bedingte Kostenreduktion durch den Wechsel des Kraftstoffes zwischen 2032 und 2040 von Marinediesel auf eMethanol wieder ausgeglichen.

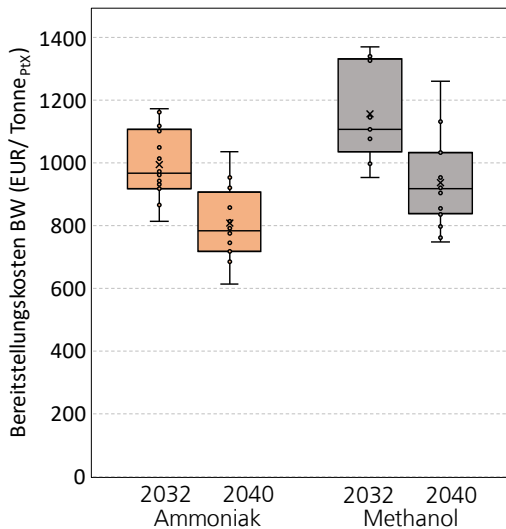


Abbildung 5-6: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Bereitstellung von Ammoniak (links) und Methanol (rechts) in Baden-Württemberg

Abbildung 5-7 zeigt die Bereitstellungskosten für Ammoniak und Methanol für 2032 und 2040 nach Exportregionen. Sowohl für Ammoniak als auch für Methanol weisen Schottland, Spanien und Finnland die niedrigsten Bereitstellungskosten auf. Wie bereits in Kapitel 5.1 erläutert, ist dies vor allem auf die geringeren Kapitalkosten zurückzuführen, die auch für Kanada angesetzt wurden. Trotz der höheren Transportentfernung liegen die Importkosten in Kanada im vorderen Mittelfeld. Wie bereits bei den Analysen zur Wasserstoffbereitstellung sind die höchsten Importkosten für die VAE und die MENA-Region zu beobachten.

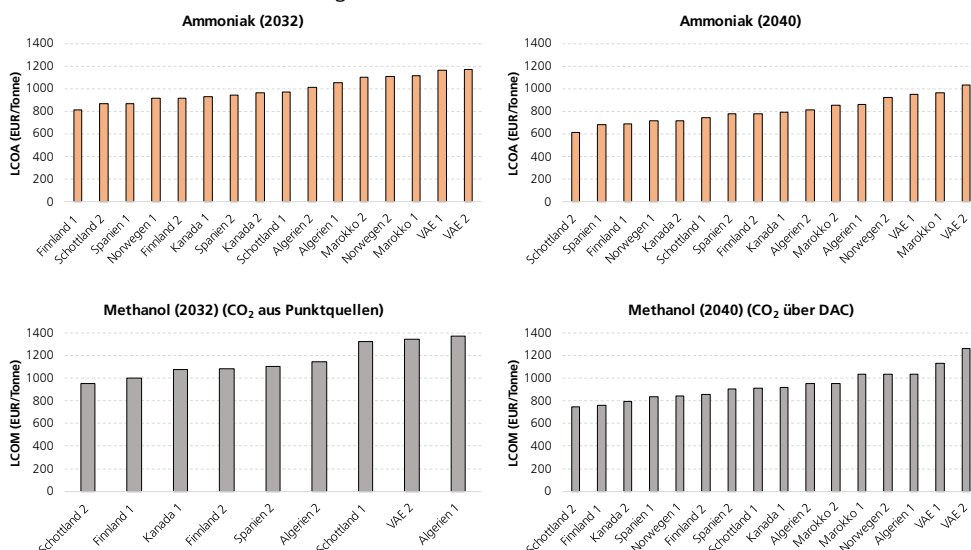


Abbildung 5-7: Aufsteigend geordnete Importkosten von Ammoniak (oben) und Methanol (unten) für die Zieljahre 2032 und 2040

Für die Bereitstellung von Ammoniak und Methanol in Baden-Württemberg ist ein Weitertransport von einem Überseehafen nach Baden-Württemberg erforderlich, welcher mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Abbildung 5-8 zeigt die spezifischen Transportkosten des Binnenschifftransports von Rotterdam zu verschiedenen Rheinhäfen. In Summe machen die finalen Transportkosten des Binnentransports nur wenige Prozentpunkte der Gesamtkosten aus. Der Ammoniaktransport verursacht leicht höhere Kosten als der Methanoltransport. Dies ist auf die etwas höheren Anforderungen an die Transportbehälter zurückzuführen. Die Ammoniakbehälter müssen für einen erhöhten Druck konzipiert sein und den erhöhten Sicherheitsaspekten aufgrund der Toxizität von Ammoniak gerecht werden.

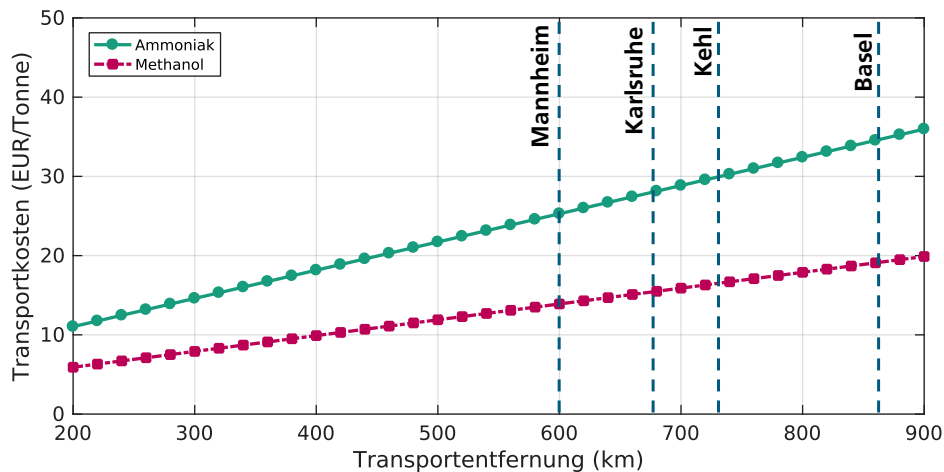


Abbildung 5-8: Spezifische Transportkosten für Ammoniak und Methanol für den Binnenschifftransport in Abhängigkeit der Transportentfernung. Die angegebene Entfernung der Rheinhäfen gilt ab Rotterdam.

5.3 Ausgewählte Sensitivitätsanalyse und Sonderszenario

5.3.1 Sensitivitätsanalyse

Im vorherigen Abschnitt wurden die Gesamtergebnisse vorgestellt und diskutiert. Diese Ergebnisse basieren auf einer klar definierten Reihe von technologischen und ökonomischen Annahmen, wie sie in Kapitel 4 beschrieben wurden. Aufgrund der Betrachtung von Systemen, die bisher nicht in der beschriebenen Größenordnung realisiert sind, und Technologieentwicklungen, die prognostiziert werden müssen, sind diese Parameterannahmen mit Unsicherheiten behaftet. Aus diesem Grund werden in diesem Abschnitt Sensitivitätsanalysen zentraler Parameter durchgeführt. Das zentrale Ziel der Sensitivitätsanalyse besteht darin, zu zeigen, wie stark die Bereitstellungskosten von einzelnen techno-ökonomischen Schlüsselparametern abhängen. Die Sensitivitätsanalyse wurde für Standort 2 in Algerien durchgeführt. Die analysierten PtX-Pfade sind flüssiger Wasserstoff, Ammoniak und Methanol.

Folgend sind in Tabelle 5-2 die Parametervariationen der durchgeführten Sensitivitätsanalyse aufgeführt.

Tabelle 5-2: Parametervariationen der Sensitivitätsanalyse

Parameter	Basiswert (2032)	Variation	Einheit
CAPEX: PV	800		EUR/kW _{el}
CAPEX: Wind	1.280		EUR/kW _{el}
CAPEX: Elektrolyse	1.500	-25 % bis +50 %	EUR/kW _{el,in}
CAPEX: H ₂ - Umwandlungsschritt	LH ₂ : ~1.500 NH ₃ : ~1.000		EUR/kW _{out}
WACC	7,5		%

In Abbildung 5-9 ist das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Wasserstoffbereitstellung aus Algerien über die Ammoniakroute (links) und Flüssigwasserstoffroute (rechts) dargestellt. Den größten Einfluss auf die Bereitstellungskosten haben die Kapitalkosten WACC, da sie sich auf alle Kostenkomponenten auswirken. Dies zeigt die Relevanz des Zugangs zu günstigem Kapital für den Aufbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und Wasserstoffinfrastruktur. Insbesondere in Ländern mit hohen Kapitalkosten führt dies zu höheren Strom- und Wasserstoffgestehungskosten, trotz möglicherweise idealer Bedingungen für Wind- und PV-Kraftwerke. Können beispielsweise im Falle Algeriens die Kapitalkosten um 25 Prozent (auf 5,6 Prozent) gesenkt werden, führt dies zu einer Reduktion der Wasserstoffbereitstellungskosten um circa 15 Prozent.

Einen weiteren zentralen Einfluss haben die Investitionskosten der EE-Anlagen sowie die der Elektrolyse. Diese Komponenten zeigen sich auch in den detaillierten Kostenzusammensetzungen (siehe Anhang) mit den höchsten Anteilen an den Gesamtkosten.

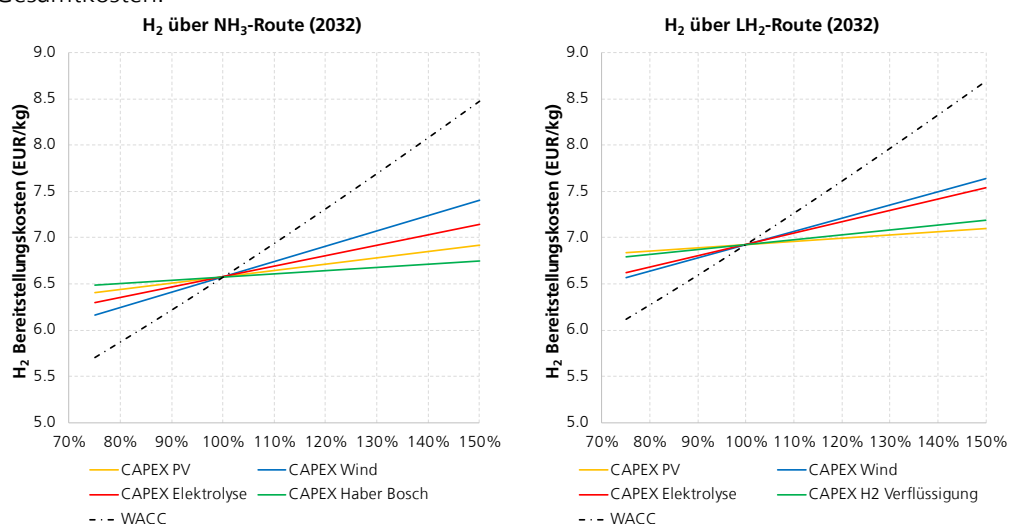


Abbildung 5-9: Sensitivität der Bereitstellungskosten in Abhängigkeit der Parametervariationen für die Wasserstoffbereitstellung über die Ammoniakroute (links) und die Flüssigwasserstoffroute (rechts) aus Algerien (Standort 2; 2032)

5.3.2 Sonderszenario Norwegen: Netzstrombezug für die H₂-Produktion

Die zuvor beschriebenen Szenarien berücksichtigen Strom aus zusätzlichen erneuerbaren Quellen entsprechend der Regulatorik. Dies limitiert die Volllaststunden und beeinflusst das System durch erforderliche Zwischenspeicher. Idealerweise wird ein Elektrolysesystem kontinuierlich ohne Unterbrechungen betrieben, um eine hohe Produktion zu erreichen und die annualisierten Investitionskosten zu minimieren. Eine

vollständige Auslastung der Elektrolyse ist aktuell nur unter Nutzung von Netzstrom erreichbar. Um geringe Wasserstoffproduktionskosten zu erzielen, sind geringe Strompreise erforderlich.

Um den Effekt einer kontinuierlichen Stromversorgung durch das öffentliche Stromnetz zu bestimmen, wird im Rahmen eines hypothetischen Sonderszenarios die kontinuierliche Produktion von Wasserstoff und dessen Export nach Baden-Württemberg näher analysiert. Der Wasserstofftransport erfolgt hierbei über die LH₂-, NH₃- und Pipelineroute. Als Exportregion wird hierfür Norwegen bestimmt, da in dem Land bereits ein hoher Stromanteil nachhaltig über Wasserkraft bereitgestellt wird. Unter den untersuchten Ländern bzw. Regionen ist Norwegen außerdem das einzige, welches basierend auf Netzstrom grünen Wasserstoff entsprechend der Regularien produzieren kann, da der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix bereits deutlich über den zu erreichenden 90 Prozent liegt.

Vereinfachend werden im Rahmen dieses Sonderszenarios mehrere Berechnungen mit einer kontinuierlichen Wasserstoff- und Derivatproduktion durchgeführt, bei denen der Strompreis von 10 bis 70 EUR/MWh in 20 EUR/MWh Schritten variiert. Die Analyse berücksichtigt die technischen und ökonomischen Parameter des Referenzjahres 2032 (z. B. CAPEX Elektrolyse; Auslastung Pipeline).

In Abbildung 5-10 sind die Wasserstoffbereitstellungskosten in Abhängigkeit des Strompreises für die LH₂-, NH₃- und Pipelineroute dargestellt. Über die Pipelineroute können die niedrigsten H₂-Bereitstellungskosten erzielt werden. Mit zunehmender Auslastung des europäischen Pipelinenetzes nimmt die Pipelinekostenkomponente außerdem weiter ab (siehe hierzu auch Abbildung 5-3). Der Import über die LH₂-, bzw. NH₃-Route ist mit höheren Importkosten verbunden, die mit steigenden Strompreisen zunehmen, da beispielsweise der Strombedarf für die Verflüssigung und die Verluste in der Ammoniakkette dadurch stärker ins Gewicht fallen. Bei einem hypothetischen Strompreis von 10 EUR/MWh beträgt die Differenz zur Pipeline-Route beispielsweise 0,5 EUR/kg zur LH₂-Route bzw. ca. 1 EUR/kg zur NH₃-Route.

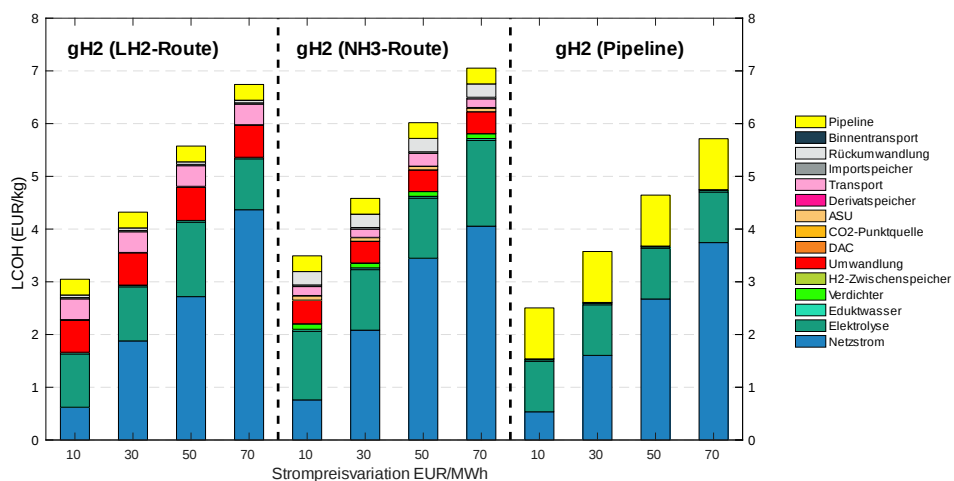


Abbildung 5-10: Wasserstoffbereitstellungskosten in Baden-Württemberg über die LH₂-, NH₃- und Pipeline-Route unter Berücksichtigung eines stationären Elektrolysebetriebs zu verschiedenen (konstanten) Netzstrompreisen in Norwegen

Die dargestellte Analyse stellt hier einen hypothetischen Sonderfall dar. In der Realität sind die Strompreise auch in Norwegen höher als hier minimal angenommen. Aufgrund möglicher Strompreisspitzen am Strommarkt, würde eine Elektrolyse auch nicht durchgehend betrieben werden. Die für den Standort relevante Strompreisgebotszone NO2 hatte im Jahr 2023 einen durchschnittlichen Day-Ahead-Preis von 87 EUR/MWh. Geringere Stromkosten sind in den nördlicheren Strompreisgebotszonen NO3 und NO4 mit durchschnittlichen Strompreisen im Jahr 2032 von ca. 40 bzw. 30 EUR/MWh zu finden [162]. Für diese Regionen sind nach derzeitigem Stand keine Pipelineanbindungen geplant.

In der vorliegenden Studie wurden die Bereitstellungspfade und -kosten von gasförmigem Wasserstoff sowie der Wasserstoffderivate Ammoniak und Methanol in Baden-Württemberg detailliert untersucht. Dazu wurden für acht ausgewählte Regionen EE-Potenzialanalysen durchgeführt und darauf aufbauend für jede Region zwei Standorte für eine mögliche großtechnische EE-Produktion ausgewählt, für die im nächsten Schritt eine techno-ökonomische Analyse der Versorgungskette von Wasserstoff bzw. Ammoniak und Methanol bis nach Baden-Württemberg durchgeführt wurde. Für die Bereitstellung von gasförmigem Wasserstoff wurden zusätzlich zwei Standorte in Deutschland (Nord- und Ostdeutschland) sowie zwei Standorte in Baden-Württemberg in die Betrachtung einbezogen und den Importen aus den Exportregionen gegenübergestellt. Insgesamt lassen sich für die Bereitstellungskosten folgende zentrale Aspekte zusammenfassen:

- Eine volatile EE-Erzeugung, die Produktion von Wasserstoff bzw. Wasserstofffolgeprodukten und der anschließende Transport machen eine detaillierte Betrachtung der gesamten Versorgungskette unabdingbar.
- Geringe Strombereitstellungskosten und damit verbundene hohe Volllaststunden der Elektrolyse sind der Schlüssel zu geringen Bereitstellungskosten. Für jeden Standort ist entscheidend, dass die kostenoptimale Kombination der erneuerbaren Energiequellen und der übrigen Komponenten der Versorgungskette (wie Elektrolyse, Umwandlung, Speicherung und Transport) bestimmt werden.
- Höhere Transportdistanzen resultieren in höheren Transportkosten, stellen jedoch kein Ausschlusskriterium für bestimmte Regionen dar, da andere Aspekte (primär die Stromgestehungskosten und Kapitalkosten) dominieren.
- Der Zugang zu kostengünstigem Kapital hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Bereitstellungskosten.

Für die Versorgung mit gasförmigem Wasserstoff hat sich gezeigt, dass der **Import über das Pipelinesnetz mit den geringsten Bereitstellungskosten** für beide Zieljahre einhergeht. Für 2032, dem Startjahr des Wasserstoffkernnetzes, zeigen die Ergebnisse der Studie Wasserstoffbereitstellungskosten von 4,8 EUR/kg (3,2-6,0 EUR/kg). Durch zu erwartende sinkende Technologiekosten sowie Wirkungsgradsteigerungen bei der H₂-Produktion und einer höheren Pipelineauslastung werden für 2040 Wasserstoffimportkosten von 3,4 EUR/kg im Mittel erwartet (2,4-4,2 EUR/kg).

Hierbei sticht insbesondere der innerdeutsche Referenzstandort in Norddeutschland hervor, welcher die geringsten Wasserstoffproduktionskosten verspricht. Diese ergeben sich aus einem sehr hohen onshore Windpotenzial an dem Standort. Gleichzeitig sind die Transportkosten nahezu vernachlässigbar. Der Standort stellt somit ein Extrem dar und kann nicht allgemein auf Standorte im übrigen Deutschland übertragen werden. Aus den international betrachteten Regionen haben sich insbesondere Schottland, Finnland und Spanien hervorgetan. Die beiden Nordeuropäischen Länder zeichnen sich durch hohe Windpotenziale aus. In Spanien ergänzt sich dieses durch eine hohe solare Einstrahlung. Insgesamt profitieren die europäischen Länder vom Zugang zu günstigem Kapital. Höhere Bereitstellungskosten können 2032 für Importe aus Marokko und Algerien erwartet werden. Trotz der guten EE-Bedingungen sind höhere H₂-Kosten vor allem auf höhere zu erwartende Investitionskosten für EE-Anlagen zurückzuführen. Trotz der hohen EE-Potenziale (hohe mittlere Windgeschwindigkeiten und hohe solare Einstrahlung), blieb der Ausbau von erneuerbarer Energien dieser nordafrikanischen Länder in der Vergangenheit deutlich hinter dem europäischer Länder zurück (in Algerien sind z. B. bisher rund 500 MW Photovoltaikkapazität und rund 10 MW Windkapazität installiert). Auch die Kapitalkosten sind für die beiden nordafrikanischen Länder im Vergleich zu den europäischen Ländern deutlich höher. Zur Reduzierung von

Projektrisiken können ggf. Bürgschaften beitragen. Die höhere Entfernung nach Baden-Württemberg erhöht die Transportkosten zusätzlich, ist aber kein ausschlaggebender Faktor. Dennoch sollten Marokko und Algerien nicht außer Acht gelassen werden, da beide Länder über ein enormes Flächenpotenzial für EE-Installationen verfügen und einen wichtigen Bestandteil der Wasserstoffversorgung Europas darstellen.

Die Analyse des Imports von Wasserstoff über Pipelines zeigt, dass **das geplante Wasserstoffnetz in Europa ein wichtiger Bestandteil für eine effiziente und flächendeckende Wasserstoffwirtschaft ist und dass dessen Aufbau von zentraler Bedeutung ist, um den internationalen Handel zu fördern und Importmöglichkeiten zu anderen Regionen durch grenzüberschreitende Pipelines zu erschließen.** Der Aufbau eines europäischen Verbundnetzes für Wasserstoff sollte möglichst zeitnah umgesetzt werden, um Verfügbarkeit von Wasserstoff auf europäischer Ebene zu gewährleisten. Dem gegenüber stehen jedoch wesentliche Herausforderungen: zahlreiche Verbindungen, sowohl national als auch international werden voraussichtlich nicht bis 2030 vollständig umgesetzt sein. Gründe hierfür sind die hohen Investitionskosten, langwierige Genehmigungsverfahren, aber auch technische Herausforderungen beim Bau der Infrastruktur. **Insbesondere für das in der Studie betrachtete Zieljahr 2032 besteht daher das Risiko, dass ein Wasserstoffimport nach Baden-Württemberg aus weiter entfernten Regionen noch nicht möglich ist.** Des Weiteren ist in den Anfangsjahren mit einer geringen Pipelineauslastung zu rechnen, sodass die Netzkosten auf eine geringe Zahl an Abnehmern umgelegt werden müsste. Für Baden-Württemberg spielen insbesondere der Südkorridor (SouthH2) und Südwestkorridor (H2med) eine wichtige Rolle. Baden-Württemberg, aber auch Deutschland, sollten hier eine Vorreiterrolle einnehmen und die Projekte aktiv unterstützen, da diese ein zentraler Bestandteil der zukünftigen Energieversorgung sein werden. Um die Versorgungssicherheit durch ein vernetztes Transportnetz zu erhöhen und die Transportkosten zu senken, sollte Baden-Württemberg die Möglichkeit eines Wasserstofftransits durch die Schweiz aktiv unterstützen und die Anbindung der Pipelinetrasse an das Wasserstoffnetz von Baden-Württemberg fördern.

Deutschland hat mit der Planung des Kernnetzes bereits einen bedeutenden Schritt unternommen. **Das Kernnetz stellt als Startnetz das Rückgrat der Wasserstoffversorgung innerhalb Deutschlands dar.** Für die geringe Auslastung in der Markthochlaufphase des Kernnetzes wird ein Amortisationskonto eingerichtet, welches die anfänglich hohen Netzkosten limitiert. Auf internationaler Ebene müssten vergleichbare Mechanismen oder Finanzierungsmodelle etabliert werden. Für Baden-Württemberg ergibt sich die Herausforderung, dass nur Teile des Bundeslandes von dem anfänglichen Kernnetz erfasst sind. Der Fokus der Kernnetzanbindung in Deutschland liegt auf der Verbindung von großen Verbrauchs- und Einspeisepunkten, die in Baden-Württemberg zunächst die Großindustrie in der Region Karlsruhe sowie Kraftwerke zur Stromversorgung sind. Für andere Regionen, welche durch einen starken Mittelstand geprägt sind, ist eine Anbindung an das Kernnetz dem aktuellen Planungsstand zufolge nicht vorgesehen. Eine erweiterte Anbindung kann durch die begonnene Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff erfolgen. Auch die Entwicklung und Umsetzung von lokalen Wasserstoffhubs u. a. unter Nutzung lokaler Elektrolyseure sowie flexible Weitertransportmöglichkeiten können hier Abhilfe schaffen, um auch entlegene Regionen effektiv in die Wasserstoffwirtschaft zu integrieren. Wichtig ist dabei, konkrete Bedarfe zu identifizieren und diese gegenüber der Angebotsseite zu kommunizieren. Hier bieten die Länderpartnerschaften Baden-Württembergs eine gute Plattform, um potenzielle Produzenten und Abnehmer zusammenzubringen. Auch die Transportunternehmen sind auf konkrete Bedarfsdaten angewiesen, um die notwendigen Kapazitäten für die Realisierung von Transportleitungen zu ermitteln. Offen sind zudem noch technische Fragestellungen, unter anderem hinsichtlich des Transportdrucks auf einzelnen Pipelinesträngen und der damit verbundenen Übertragungskapazität, aber auch hinsichtlich der Zwischenverdichtung. Wasserstoff

stellt hier durch seine Eigenschaften besondere Anforderungen an die Transportinfrastruktur, die aber als lösbar angesehen werden.

Durch **onsite Wasserstoffproduktion** wäre Baden-Württemberg von diesen Unsicherheiten weniger stark betroffen und auch die Produktionskosten sind hierbei im unteren Kostenbereich. In der Analyse wurden H₂-Produktionskosten für Baden-Württemberg von ca. 4,6 EUR/kg (4,3-4,9 EUR/kg) in 2032 und 3,6 EUR/kg (3,4-3,8 EUR/kg) in 2040 ermittelt. Die Produktionskosten für Wasserstoff in Baden-Württemberg sind somit prinzipiell konkurrenzfähig, insbesondere im Vergleich mit Wasserstoffimporten über die LH₂- und NH₃-Route. Ein entscheidender Vorteil der lokalen Wasserstoffproduktion liegt in der Vermeidung von Umwandlungs- und Prozessschritten, welche in Energieverlusten und höheren Kosten resultieren, aber auch in dem möglichen kurzfristigen Aufbau von Elektrolysekapazitäten. Trotz dieser Vorteile ist das Potenzial einer onsite Wasserstoffproduktion in Baden-Württemberg mittelfristig aufgrund der eingeschränkten EE-Potenziale und gleichzeitig steigendem Strombedarf von Konkurrenzanwendungen in Elektromobilität und Raumwärme (Wärmepumpen) limitiert. **Auch wenn eine großskalige Installation von Elektrolyseanlagen im zweistelligen Gigawattmaßstab in Baden-Württemberg zur Deckung des heimischen Bedarfs in Zukunft nicht zu erwarten ist, sollte das Land anstreben, einen gewissen Anteil des Wasserstoffbedarfs regional zu erzeugen.** Dies trägt zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei und fördert die Wertschöpfung im Land. Gleichzeitig führt ein ambitionierter EE-Ausbau zu häufigeren Erzeugungsspitzen, sodass die Installation von Elektrolyseanlagen an ausgewählten Netzverknüpfungspunkten aus Effizienzgründen und für die Netzstabilität überprüft werden sollte. Diese Aspekte lassen sich auch mit den zuvor genannten Wasserstoff-Hubs kombinieren und ggf. dort umsetzen, wo eine Wasserstoffversorgung über das Kernnetz kurz- und mittelfristig nicht in Aussicht ist.

Der Import von Wasserstoff über die Ammoniak- und Flüssigwasserstoff-Route stellt ebenfalls eine Alternative dar, ist jedoch mit höheren Wasserstoffkosten verbunden. Über die Ammoniak-Route wurden für 2032 in der Studie Importkosten im Mittel von 7,3 EUR/kg (6,0-9,1 EUR/kg) ermittelt. Für das Zieljahr 2040 reduzieren sich die Importkosten auf im Mittel 5,5 EUR/kg (4,5-7,2 EUR/kg). Über die Flüssigwasserstoff-Route betragen die ermittelten Importkosten im Mittel 7,4 EUR/kg (5,9-10,6 EUR/kg). Für das Zieljahr 2040 reduzieren sich die Importkosten auf durchschnittlich 5,5 EUR/kg. (4,8-7,8 EUR/kg). **Die Wasserstoffbereitstellung über die Ammoniak- und Flüssigwasserstoffroute sind auf demselben Kostenniveau, fallen aber insgesamt höher aus als für den H₂-Import über Pipelines.** Die geringsten Kosten können wieder für Länder Europas beobachtet werden. Die höchsten Kosten wurden für die Vereinigten Arabischen Emirate bestimmt. Einerseits ist der Transportweg aus den VAE mit Abstand am längsten, andererseits sind insbesondere die Windpotenziale in den VAE unterdurchschnittlich, sodass die Produktionskosten höher ausfallen. Wird davon ausgegangen, dass die europäischen Standorte an das Pipelinenetz angebunden werden, würde eher dieser Weg für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Werden die europäischen Regionen aus der Betrachtung exkludiert, wurden für Algerien und Kanada die günstigsten Standorte ermittelt. Der wesentliche Vorteil der maritimen Importe flüssiger Wasserstoffträger ist die hohe Flexibilität beim Bezug. Die Transportdistanz hat zwar einen Einfluss auf die Bereitstellungskosten, ist aber auch für weit entfernte Standorte kein Ausschlusskriterium. Gleichzeitig stellen maritime Importe die globale Anbindung an zahlreichen Exportprojekte dar. **Insbesondere in den Anfangsjahren, wenn beispielsweise Pipelineverbindungen noch unzureichend implementiert sind, können maritime Importe eine der wenigen Möglichkeiten zum Import nachhaltigen Wasserstoffs sein und in mittlerer Zukunft ein zentraler Baustein einer diversifizierten Versorgungsstrategie darstellen.**

Die Ammoniakroute zeichnet sich durch einen hohen Reifegrad aus und wird international über den Seeweg gehandelt. Lediglich die Reformierung von Ammoniak ist noch nicht großtechnisch realisiert. Auch wenn nachhaltig erzeugtes Ammoniak geringere Emissionen aufweist, zielen zahlreiche Projekte auf die Herstellung von sogenanntem blauem, kohlenstoffarmem Ammoniak ab. Dabei wird das bei der

Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas entstehende CO₂ abgetrennt und dauerhaft gespeichert. Aufgrund der im Vergleich zu konventionellem Ammoniak geringen Emissionen wird blaues Ammoniak auch als Brückentechnologie gehandelt und kann auch als Wasserstoffträger dienen. Die Gesamteffizienz der Flüssigwasserstoffroute zeichnet sich durch einen deutlich höheren Wirkungsgrad aus, dem jedoch hohe Investitionskosten gegenüberstehen. Eine wesentliche Herausforderung bei der Nutzung von Flüssigwasserstoff ist derzeit das Upscaling der Technologie. Aufgrund der tiefen Temperaturen des Flüssigwasserstoffs von -253°C stellt dies besondere Anforderungen an Komponenten und Prozesse. Dies betrifft die gesamte LH₂-Kette (Verflüssigung, Speicherung, Transport). Ein Vorteil von Flüssigwasserstoff ist seine hohe Reinheit, die insbesondere für Brennstoffzellenanwendungen in der Schwerlastmobilität, aber auch in der Luftfahrt von großer Bedeutung ist. Auch wenn eine technische Umsetzung kurzfristig denkbar ist, ist ein großtechnischer Handel mit Flüssigwasserstoff nicht vor 2040 zu erwarten. Kurzfristig ist davon auszugehen, dass der Import auf dem Seeweg über die Ammoniakroute erfolgen wird, jedoch sollte die technologische Entwicklung der Flüssigwasserstoffroute beobachtet und mittelfristig als Option in Betracht gezogen werden.

Neben Wasserstoff werden auch Wasserstoffderivate für die stoffliche Nutzung benötigt. Im Rahmen der Studie wurde hierzu der Import von Methanol und Ammoniak zur direkten Nutzung nach Baden-Württemberg untersucht. Für den Direktimport von Ammoniak werden in der Studie im Mittel 1000 EUR/Tonne (815-1170 EUR/Tonne) im Jahr 2032 und 810 EUR/Tonne (615-1035 EUR/Tonne) im Jahr 2040 ermittelt. Für Methanol erstreckt sich der Ergebnisbereich der Studie auf 960-1370 EUR/Tonne (Mittelwert: 1160 EUR/Tonne) in 2032 und 750-1260 EUR/Tonne (Mittelwert: 940 EUR/Tonne) in 2040. Hinsichtlich der kostengünstigsten Standorte sind diese vergleichbar mit dem Import von Wasserstoff über die NH₃-Route, bei dem europäische Länder Kostenvorteile aufweisen. Neben dem Transport von Ammoniak ist auch der Transport von Methanol international etabliert. Beide Stoffe werden ebenfalls auf dem Wasserweg transportiert. Da bei der direkten Nutzung von Ammoniak keine Reformierung erforderlich ist, kann die gesamte Produktions- und Transportkette als technisch ausgereift angesehen werden. Gleiches gilt für Methanol. Wesentliche Herausforderungen bei der Methanolherstellung liegen in der Bereitstellung von CO₂ für die Methanolproduktion. In den ersten Jahren werden CO₂-Punktquellen eine besondere Rolle spielen, später auch die Direct Air Capture Technologie, die auch als wichtige Technologie für negative Emissionen angesehen wird und deren Weiterentwicklung forciert werden sollte.

Abschließend ist zu den in dieser Studie ermittelten Kosten für nachhaltig produzierten Wasserstoff, Ammoniak und Methanol anzumerken, dass diese nicht mit den Preisen fossiler Referenzen verglichen werden sollten, auch wenn dies verständlicherweise geschieht. Diese enthalten jedoch nicht die indirekten Kosten, z. B. durch direkte Kohlendioxidemissionen und andere Umweltgefahren, die unvermeidlich mit einer fossilen Wirtschaft verbunden sind. Angesichts der drohenden Klimafolgeschäden erscheint eine ganzheitliche Kostenbetrachtung, die sowohl ökologische als auch soziale Folgekosten berücksichtigt, umso dringlicher, um eine fundierte Entscheidungsgrundlage für eine nachhaltige Transformation der Energie- und Rohstoffwirtschaft zu schaffen.

Über alle untersuchten Importpfade hinweg hat die Studie gezeigt, dass Baden-Württemberg bei der Versorgung mit Wasserstoff vor großen, aber lösbaren Herausforderungen steht. **Da voraussichtlich nur ein geringer Teil des Wasserstoffbedarfs im Land selbst erzeugt werden kann, was auch für Deutschland insgesamt gilt, steht der Import von Wasserstoff zur Deckung des Bedarfs aus anderen internationalen Regionen im Vordergrund.** Partnerschaften mit Regionen, die über höhere EE- und Flächenpotenziale für die Wasserstoffproduktion verfügen, können hier ein wichtiger Schritt zu einer engen wirtschaftlichen Zusammenarbeit auf diesem Gebiet sein. Als Beispiel sei hier die Länderpartnerschaft mit der spanischen Region Andalusien genannt, der auch in der Studie ein hohes Potenzial

zugeschrieben wird. Gleiches gilt für die Partnerschaft mit Schottland, das den Export von Wasserstoff nach Deutschland aktiv vorantreibt. Dennoch wird nachhaltig erzeugter Wasserstoff in den nächsten Jahren ein knappes Gut sein und es sind hohe Investitionen entlang der gesamten Prozesskette erforderlich.

Die für die geplanten Wasserstoffmengen erforderlichen Kapazitäten erfordern eine drastische Steigerung der jährlichen Zubauraten von Wind- und Solarenergie sowie von Elektrolyseanlagen. Die derzeitige Elektrolysekapazität in Deutschland von ca. 100 MW und das Ziel von 10 GW Elektrolysekapazität im Jahr 2030 verdeutlichen die Herausforderung des Kapazitätsaufbaus. Mit der Einführung der beiden Delegated Acts der REDII-Richtlinie wurden die Bedingungen für die Erzeugung von regenerativem Wasserstoff definiert. In Deutschland und anderen Ländern ist die Erzeugung von nachhaltigem Wasserstoff nur über die Kriterien „Zusätzlichkeit der EE-Kapazität“ und „zeitlicher Zusammenhang“ möglich. Auch wenn diese von hoher Bedeutung sind und Klarheit schaffen, stellt insbesondere die geforderte „Zusätzlichkeit der EE-Kapazität“ Projektentwickler vor Herausforderungen. Die Nutzung von Netzstrom ist erst ab einem mittleren jährlichen EE-Anteil von 90 Prozent am Strommix möglich, der für Deutschland erst nach 2040 erwartet wird. Die Nutzung von Netzstrom bei kurzzeitig (z. B. wenige Stunden) hohen EE-Anteilen über 90 Prozent ist somit nicht möglich, was der Integration der Wasserstoffproduktion in das übergeordnete Energiesystem entgegensteht.

Nicht zuletzt haben die inflationsbedingten Kostensteigerungen für Wasserstoffanlagen in den letzten Jahren viele Projekte vor Herausforderungen gestellt. Einige wurden bereits gestoppt oder verzögern sich. Neben den hohen Investitionskosten fehlt vor allem die Abnahmesicherheit. Förderprogramme, wie sie z. B. mit der „European Hydrogen Bank“ für die Wasserstoffproduktion und dem Auktionsmechanismus „H2Global“ existieren, sind ein wichtiges Instrument für den Markthochlauf. Mit Ausnahme des letztgenannten Mechanismus konzentrieren sich die meisten Förderprogramme jedoch auf die Produzentenseite. Für die Marktaktivierung ist aber auch die Verbraucherseite von Bedeutung. Gemessen an den Erwartungen an nachhaltigen Wasserstoff und seine Folgeprodukte sind die Förderprogramme in Europa bisher jedoch als unzureichend zu bewerten und bleiben beispielsweise deutlich hinter dem US-amerikanischen „Clean Hydrogen Production Tax Credit“ zurück (vorbehaltlich Änderungen durch die neue US-Regierung).

- [1] Verena Fluri, Connor Thelen, Bin Xu-Sigurdsson, Cristina Balmus, Markus Kaiser, Tobias Reuther, Gerhard Stryi-Hipp, Christoph Kost, Stromstudie für Baden-Württemberg: Versorgungssituation bis 2040, 2024.
- [2] Maïke Schmidt, Patrick Wolf, Peter Bickel, Marcel Klingler, Andreas Püttner, Systematische Potenzialermittlung mit Blick auf den Bedarf an Wasserstoff in Baden-Württemberg: Ergebnisbericht des Projektes SpeedH2, Stuttgart, 2023.
- [3] BMWK, Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate.
- [4] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg: Klimaschutz und Wertschöpfung kombinieren, 2020.
- [5] Christoph Hank, Marius Holst, Connor Thelen, Christoph Kost, Sven Längle, Achim Schaadt, Tom Smolinka, Study: Power-to-X Country Analysis.
- [6] M. Schwarz, Vulkan-Verlag GmbH (15 September 2023).
- [7] Norddeutscher Rundfunk NDR, NDR (20 August 2024).
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate, Berlin, 2024.
- [9] Bundesnetzagentur - Wasserstoff-Kernnetz, 2024. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html> (accessed 23 October 2024).
- [10] terranets bw GmbH, Die Süddeutsche Erdgasleitung (SEL) ist Teil der Energiewende. <https://www.terranets-sel.de/> (accessed 22 October 2024).
- [11] terranets bw GmbH, Das visionäre H2-Netz in Europa verbindet Baden-Württemberg mit allen European Hydrogen Backbone-Routen. <https://www.h2-fuer-bw.de/> (accessed 28 August 2024).
- [12] e-mobil BW GmbH, Antrag für H2-Kernnetz sichert Versorgung des Landes, 2024. <https://www.plattform-h2bw.de/service/aktuelle-meldungen/meldungen-detail/antrag-fuer-h2-kernnetz-sichert-versorgung-des-landes> (accessed 28 August 2024).
- [13] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. FNB Gas, Wasserstoff-Kernnetz, 2024. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/> (accessed 27 November 2024).
- [14] Bernd Reuter, Stellungnahme zum gemeinsamen Antrag der FNB Gas für das Wasserstoff-Kernnetz vom 22. Juli 2024, Stuttgart, 2024.
- [15] Bundesnetzagentur, Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes, 2024.
- [16] WANDA - Bundesnetzagentur, 2024 (accessed 22 October 2024).
- [17] K. Schmalz, Neuer Meilenstein für die Wasserstoffstrategie: KfW unterstützt Netzaufbau | KfW, 2024.
- [18] European Hydrogen Backbone, European Hydrogen Backbone grows to meet REPowerEU's 2030 hydrogen targets, 2022. <https://ehb.eu/newsitem/european-hydrogen-backbone-grows-to-meet-repower-eu-s-2030-hydrogen-targets> (accessed 29 November 2024).
- [19] Europäischer Wasserstoff Backbone Initiative, Europäischer Wasserstoff-Backbone, 2022.
- [20] European Hydrogen Backbone, EHB Implementation Roadmap: Public support as catalyst for hydrogen infrastructure, 2024.
- [21] en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V., futurefuels.blog (23 August 2023).
- [22] Snam SPA, TAG GmbH, GAS CONNECT AUSTRIA GmbH, bayernets GmbH, General description of the SouthH2 Corridor. <https://www.south2corridor.net/south2> (accessed 19 August 2024).
- [23] European Clean Hydrogen Alliance – Roundtable for, Learnbook on Hydrogen Supply Corridors, 2023.

- [24] Gas Connect Austria GmbH, Projektbeschreibung: Über „H2 Backbone WAG + Penta-West“. <https://h2backbone-wag-pw.at/projektbeschreibung/> (accessed 19 August 2024).
- [25] bayernets GmbH, HyPipe Bavaria – The Hydrogen Hub Unser Netz für eine klimaneutrale Zukunft. <https://www.hypipe-bavaria.com/> (accessed 19 August 2024).
- [26] WKO, Sonatrach, Sonelgaz, VNG, Snam, SeaCorridor und VERBUND Green Hydrogen unterzeichnen Memorandum of Understanding zu Grünem Wasserstoff: Die sechs Partner planen die Durchführung der erforderlichen Studien für die Produktion von grünem Wasserstoff in Algerien, 2024.
- [27] P. Beretta, Energiewende und Versorgungssicherheit: Wie geht Transitgas mit den beiden Herausforderungen um?, in: AQUA & GAS, pp. 16–22.
- [28] European Hydrogen Backbone, European Hydrogen Backbone Maps. <https://ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps> (accessed 19 August 2024).
- [29] Transitgas AG, The Pipeline System. <https://www.transitgas.ch/en/transport-system/> (accessed 19 August 2024).
- [30] H2med, Das H2med-Projekt: Europa mit kohlenstofffreier Energie zu tragbaren Preisen versorgen. <https://h2medproject.com/de/das-h2med-projekt/> (accessed 19 August 2024).
- [31] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Gassco AS, German-Norwegian Energy Cooperation Joint Feasibility Study: Hydrogen value chain summary report, November/2023.
- [32] Reuters Media (21 September 2024).
- [33] GASCADE Gastransport GmbH, Ein Wasserstoff-Netz für die Energieversorgung der Zukunft: AquaDuctus. <https://www.gascade.de/wasserstoff#c1552> (accessed 19 August 2024).
- [34] M. Schwarz, H2-Importe: Norwegen und Deutschland planen Nordsee-Pipeline, H2News, 2024.
- [35] A. Kupetz, GASCADE and Gassco to create a new hydrogen route between Germany and Norway: Network operators plan to jointly develop hydrogen transport in the North Sea., 2024.
- [36] NBHC, Vormachbarkeitsstudie NBHC: Zusammenfassung der Ergebnisse, 2024.
- [37] ONTRAS, Pre-feasibility study NBHC, 2024.
- [38] Publications Office of the European Union, L-2985 Luxembourg, Commission Delegated Regulation (EU) 2024/1041 of 28 November 2023 amending Regulation (EU) 2022/869 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest and projects of mutual interest.
- [39] Natalia Sukurova, Martin Wietschel, Joshua Fragoso Garcia, Viktor Paul Müller, Katja Franke, Anne Kantel, Marieke Graf, Eddy Jalbout, Natalia Pieton, Hazem Abdel-Khalek, Emily Bergup, Friedrich Weise, HYPAT Working Paper 04/2023. Ukrainian Hydrogen Export Potential: Opportunities and Challenges in the Light of the Ongoing War.
- [40] M. Benmenni, L. Ivanchenko, S. Kudria, M. Kuznetsov, K. Petrenko, O. Repkin, L. Yatsenko, Hydrogen Strategy of Ukraine, 2021.
- [41] Aleksandra Fedorska, Wie die Ukraine zum Wasserstoff-Exporteur werden will, 2023. <https://www.handelsblatt.com/politik/international/energie-wie-die-ukraine-zum-grossen-wasserstoff-exporteur-aufsteigen-will/29473948.html> (accessed 14 January 2025).
- [42] Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg, Wasserstraßen, 2024. <https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/mobilitaet-verkehr/wasser-und-haefen/wasserstrassen> (accessed 2 August 2024).
- [43] Arbeitsgemeinschaft der öffentlichen Binnenhäfen Baden-Württemberg, Wissenswertes, 2024. <https://www.hafen-bw.de/info.html> (accessed 2 August 2024).
- [44] Wasser- und Schifffahrtsdirektion Ost, Verkehrswirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Verkehrsträger Straße, Schiene und Wasserstraße, 2007.

- [45] Bundesministerium für Digitales und Verkehr, Masterplan Binnenschifffahrt, 2024. <https://bmdv.bund.de/DE/Themen/Mobilitaet/Wasser/Binnenschifffahrt/binnenschifffahrt.html> (accessed 28 November 2024).
- [46] viadonau, Transport von (petro)chemischen Produkten mit dem Binnenschiff: Wissenswertes über den Transport auf der Donau, 2020.
- [47] Neckarhafen Plochingen GmbH, Übersichtsplan, 2024. <https://www.hafen-bw.de/karte.html> (accessed 2 December 2024).
- [48] Badische Stahlwerke GmbH, Badische Stahlwerke starten Forschungsprojekt für den flexiblen Einsatz von Wasserstoff in Elektrostahlwerken, 2024.
- [49] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, Binnenschifffahrt 2023: Güterumschlag um 9 % gesunken - Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2024.
- [50] Rheinhäfen Karlsruhe, Rheinhäfen Karlsruhe - Hafenanlagen, 2024. <https://www.rheinhafen.de/hafenlogistik/hafenanlagen/> (accessed 3 December 2024).
- [51] Hafen Mannheim, Daten & Fakten - Hafen Mannheim, 2021. <https://www.hafen-mannheim.de/daten-fakten/> (accessed 3 December 2024).
- [52] Vanessa Offermann, Welches Potential steckt im Hafen Heilbronn?, 2021.
- [53] Hafen Stuttgart, Zahlen, Daten, Fakten 2022, 2022.
- [54] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Masterplan Schienengüterverkehr, 2017.
- [55] Analyse von Transport-Optionen für flüssigen Wasserstoff in Deutschland, 2021.
- [56] fertilizers europe, Guidance for transporting ammonia by rail, Brüssel, 2007.
- [57] RWE, RWE und VTG erarbeiten Logistikkonzept für Ammoniak: per Bahn vom Importterminal zum Kunden.
- [58] Michael Bakman, Julia Gagelmann, Marius Hörnschemeyer, Paul Kubella, Kim Lakeit, Felix Maaß, Matteo Micheli, Laura Stenmans, Erneuerbares Methanol: Grüne Basischemikalie und Importvektor für klimaneutralen Wasserstoff und Kohlenstoff mit erheblichem Potenzial, Berlin, 2024.
- [59] B. Regenbrecht, H2Rail: Wasserstofflogistik der DB Cargo BTT GmbH, Mainz, 2023.
- [60] M. Yang, R. Hunger, S. Berrettoni, B. Sprecher, B. Wang, A review of hydrogen storage and transport technologies, Clean Energy 7 (2023) 190–216. <https://doi.org/10.1093/ce/zkad021>.
- [61] Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024, Statistical Review of World Energy: 2024 | 73rd edition, 2024.
- [62] Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024, 2024 Energy Institute Statistical Review of World Energy: Workbook - EI-Stats-Review-All-Data.xlsx, 2024.
- [63] Deutsch-Algerische AHK, ALGERIEN Erzeugung von Wasserstoff mit erneuerbaren Energien: Zielmarktanalyse 2023 mit Profilen der Marktakteure, 2023.
- [64] Wirtschaft und Klimaschutz, BMWK - Bundesministerium für, Deutschland und Algerien gründen Wasserstoff-Taskforce, 2024. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240208-deutschland-und-algerien-gruenden-wasserstoff-taskforce.html> (accessed 11 December 2024).
- [65] Baden-Württemberg.de, Wirtschaftsministerin reist mit Delegation nach Marokko, 2024. <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/wirtschaftsministerin-reist-mit-delegation-nach-marokko-1> (accessed 19 November 2024).
- [66] Entdecken Sie Marokkos Potential für erneuerbare Energien!, 2024. <https://www.bw-i.de/veranstaltungen/event/delegationsreise-marokko-juni-2024> (accessed 19 November 2024).
- [67] H. Inframap, H2 Infrastructure Map Europe. <https://www.h2inframap.eu/#map> (accessed 9 January 2025).
- [68] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable: Executive Summary, 2020.
- [69] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable: Hydrogen Roadmap.

- [70] AHK Spanien, Produktion von grünem Wasserstoff aus Elektrolyse unter Verwendung von Solarstrom in Spanien: Zielmarktanalyse 2021 mit Profilen der Marktakteure, 2021.
- [71] GRTgaz.com, HY-FEN | grtgaz.com, 2024. <https://www.grtgaz.com/en/our-energy-transition/hydrogen-transport/hyfen> (accessed 20 November 2024).
- [72] H2med - Wasserstoff-Korridor, 2024. <https://h2medproject.com/de/wasserstoff-korridor/> (accessed 20 November 2024).
- [73] GEMEINSAME ABSICHTSERKLÄRUNG ZWISCHEN DER REGIONALREGIERUNG ANDALUSIENS (KÖNIGREICH SPANIEN) UND DER REGIERUNG DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG (BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND) ZUR PROGRAMMPLANUNG FÜR GEMEINSAME AKTIVITÄTEN., 2023.
- [74] Baden-Württemberg.de, Kretschmann auf Delegationsreise in Spanien, 2024. <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/kretschmann-auf-delegationsreise-in-spanien-1> (accessed 20 November 2024).
- [75] The Scottish Government, A Trading Nation: Realising Scotland's Hydrogen Potential - A Plan for Exports, 2024 (accessed 4 December 2024).
- [76] Renewable Energy Facts & Statistics | Scottish Renewables, 2024. <https://www.scottishrenewables.com/our-industry/statistics> (accessed 21 November 2024).
- [77] GOV.UK (14 December 2023).
- [78] Joint Venture EnBW & bp, 2025. <https://www.enbw-bp.com/> (accessed 13 January 2025).
- [79] Morgan and Mona - EnBW bp, 2025. <https://www.enbw-bp.com/morgan-and-mona/> (accessed 13 January 2025).
- [80] Offshore-Strom für 3,4 Millionen Haushalte | BP und EnBW, Offshore-Strom für 3,4 Millionen Haushalte | BP und EnBW, 2025. <https://www.enbw.com/presse/bp-und-enbw-erhalten-flaechen-fuer-offshore-windpark-in-schottland.html> (accessed 13 January 2025).
- [81] Baden-Württemberg.de, Land stärkt Wasserstoffpartnerschaft mit Schottland, 2024. <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/unterwegs-in-sachen-wasserstoffpartnerschaft-mit-schottland> (accessed 21 November 2024).
- [82] A. Dokso, EnergyNews.biz (31 August 2023).
- [83] The Scottish Government, Hydrogen Backbone Link: CONNECTING SCOTLAND TO EUROPE.
- [84] Anne Kragh Kjos, NORWEGEN Planung, Bau und Netzanschluss von Offshore-Windanlagen (inkl. grüner Wasserstoffproduktion): Zielmarktanalyse 2024 mit Profilen der Marktakteure, 2024.
- [85] H2ercules, 2024. <https://www.h2ercules.com/en> (accessed 20 November 2024).
- [86] Hyperlink, Hyperlink, 2024. <https://www.hyperlink-gasunie.de/en> (accessed 20 November 2024).
- [87] GASSCO&dena 2023, German-Norwegian Energy Cooperation Joint feasibility study: Hydrogen value chain summary report (2023).
- [88] Project Skipavika – FUELLA AS, 2025. <https://fuella.no/projects/project-skipavika/> (accessed 9 January 2025).
- [89] EnBW vermarktet grünes Ammoniak aus Norwegen, EnBW vermarktet grünes Ammoniak aus Norwegen | EnBW, 2025. <https://www.enbw.com/presse/vermarktung-von-gruenem-ammoniak-startet.html> (accessed 9 January 2025).
- [90] Työ- ja elinkeinoministeriö, Valtioneuvoston periaatepäätös vedystä - Työ- ja elinkeinoministeriö, 2024. <https://tem.fi/paatos?decisionId=0900908f8080db83> (accessed 10 December 2024).
- [91] Finnish Government, Government adopts resolution on hydrogen – Finland could produce 10% of EU's green hydrogen in 2030 - Finnish Government, 2024. <https://valtioneuvosto.fi/en/-/1410877/government-adopts-resolution-on->

- hydrogen-finland-could-produce-10-of-eu-s-green-hydrogen-in-2030 (accessed 10 December 2024).
- [92] Guidehouse, EHB Implementation Roadmap: Public support as catalyst for hydrogen infrastructure: European Hydrogen Backbone, 2024.
- [93] ehb, European Hydrogen Backbone: IMPLEMENTATION ROADMAP — CROSS BORDER PROJECTS AND COSTS UPDATE, 2023.
- [94] h2cluster.fi, Projects - h2cluster.fi, 2024. <https://h2cluster.fi/projects/> (accessed 10 December 2024).
- [95] H2 cluster Finland, Clean hydrogen economy strategy for Finland, 2023.
- [96] P. Kumar, Arabian Gulf Business Insight (2 October 2024).
- [97] EWEC Issues Request for Proposals for 1,500MW Khazna Solar Photovoltaic Independent Power Project | Emirates Water and Electricity Company (EWEC), 2024. <https://www.ewec.ae/en/media/press-release/ewec-issues-request-proposals-1500mw-khazna-solar-photovoltaic-independent> (accessed 5 December 2024).
- [98] Masdar | EWEC Announces Partners to Develop Solar Project in Abu Dhabi, 2024. <https://masdar.ae/en/news/newsroom/ewec-announces-partners-to-develop-solar-project-in-abu-dhabi> (accessed 5 December 2024).
- [99] Guidehouse, Ministry of Energy and Infrastructure - UAE, Masdar, Exploring the Potential of Wind Energy in the United Arab Emirates: Prepared on behalf of the German Federal Ministry for Economic Affairs (BMWK) in cooperation with the UAE Ministry of Energy and Infrastructure (MOEI), 2023.
- [100] UAE LNG Market By Share, Size and Forecast 2031. <https://www.marketsanddata.com/industry-reports/uae-lng-market> (accessed 5 December 2024).
- [101] Fraunhofer CINES, ISE, IEG & GHD Advisory, National Hydrogen Strategy of the United Arab Emirates, 2023.
- [102] Wirtschaft und Klimaschutz, BMWK - Bundesministerium für, Bundesminister Robert Habeck: „Wasserstoff-Zusammenarbeit mit den Vereinigten Arabischen Emiraten ausbauen“, 2024. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/03/20220321-bundesminister-robert-habeck-wasserstoff-zusammenarbeit-mit-den-vereinigten-arabischen-emiraten-ausbauen.html> (accessed 5 December 2024).
- [103] Baden-Württemberg.de, Baden-Württemberg und die Vereinigten Arabischen Emirate vereinbaren Zusammenarbeit in Energie- und Wirtschaftsfragen, 2024. <https://wm.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse-und-oeffentlichkeitsarbeit/pressemitteilung/pid/baden-wuerttemberg-und-die-vereinigten-arabischen-emirate-vereinbaren-zusammenarbeit-in-energie-und-wirtschaftsfra-gen> (accessed 5 December 2024).
- [104] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Analyse zur Wasserstoffstrategie der Vereinigten Arabischen Emirate, 2024. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wasserstoffstrategie-vae.html> (accessed 5 December 2024).
- [105] S. Jenke, Vulkan-Verlag GmbH (9 November 2023).
- [106] DAFG: Gemeinsame Delegation von UBW – Unternehmer Baden-Württemberg, Südwestmetall und DAFG e.V.: Saudi-Arabien und VAE, 2024. [https://dafg.eu/de/aktuelles/news/?tx_ttnews\[tt_news\]=2648&cHash=98fd182df6e02cc40ba3675a589716d5](https://dafg.eu/de/aktuelles/news/?tx_ttnews[tt_news]=2648&cHash=98fd182df6e02cc40ba3675a589716d5) (accessed 5 December 2024).
- [107] IEA - International Energy Agency, Canada 2022 - Energy Policy Review.
- [108] Hydrogen Strategy for Canada: Progress Report: Measuring progress and realizing potential, 2024. <https://natural-resources.canada.ca/climate-change/canadas-green-future/the-hydrogen-strategy/hydrogen-strategy-for-canada-progress-report/25678> (accessed 10 December 2024).
- [109] Zen and the Art of Clean Energy Solutions (Zen) on behalf of the Government of Canada, Hydrogen Strategy for Canada: Seizing the Opportunities for Hydrogen. A Call to Action., 2020 (accessed 10 December 2024).

- [110]Canada announces CAD 300 million for H2Global initial auction, 2024. <https://www.h2-global.org/news/canada-announces-cad-300-million-for-h2global-initial-auction> (accessed 10 December 2024).
- [111]S. Jenke, Vulkan-Verlag GmbH (13 August 2024).
- [112]Universität Stuttgart, H2Clip - Hydrogen and Climate Partnership: Ein neues Wasserstoffnetzwerk zwischen Kanada und Deutschland als Schlüsselkomponente für ein klimaneutrales Energiesystem., 2022. <https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projekte/aktuell/h2clip/> (accessed 10 December 2024).
- [113]Förderkatalog: Detailansicht von Förderkennzeichen 01DM22002A, 2024. <https://foerderportal.bund.de/foekat/jsp/SucheAction.do?actionMode=view&fkz=01DM22002A> (accessed 10 December 2024).
- [114]Aurora Energy Research, Electrolysers in Germany and their Rocky PPA Path, 2023.
- [115]Hydrogen Europe, Impact assessment of the RED II Delegated Acts on RFNBO and GHG accounting: Hydrogen Europe Analysis, Brüssel, 2023.
- [116]Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Was ist eigentlich eine Gebotszone?, 2019. <https://www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2019/10/Meldung/direkt-erklaert.html> (accessed 3 December 2024).
- [117]J. Gorre, F. Ruoss, H. Karjunen, J. Schaffert, T. Tynjälä, Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation, *Applied Energy* 257 (2020) 113967. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113967>.
- [118]M.Z. Jacobson, V. Jadhav, World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels, *Solar Energy* 169 (2018) 55–66. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.030>.
- [119]I.S. Stefan Pfenninger, *Renewables.ninja*, 2021. <https://www.renewables.ninja/about> (accessed 4 July 2021).
- [120]C. Draxl, A. Clifton, B.-M. Hodge, J. McCaa, The Wind Integration National Dataset (WIND) Toolkit, *Applied Energy* 151 (2015) 355–366. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.121>.
- [121]M. Fasihi, O. Efimova, C. Breyer, Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants, *Journal of Cleaner Production* 224 (2019) 957–980. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>.
- [122]R. Satymov, D. Bogdanov, C. Breyer, Global-local analysis of cost-optimal onshore wind turbine configurations considering wind classes and hub heights, *Energy* 256 (2022) 124629. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124629>.
- [123]International Renewable Energy Agency, Renewable Power Generation Costs in 2023.
- [124]Christoph Kost, Paul Müller, Jael Sepúlveda Schweiger, Verena Fluri, Jessica Thomsen, Studie: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Freiburg, 2024.
- [125]E. Jacobasch, G. Herz, C. Rix, N. Müller, E. Reichelt, M. Jahn, A. Michaelis, Economic evaluation of low-carbon steelmaking via coupling of electrolysis and direct reduction, *Journal of Cleaner Production* 328 (2021) 129502. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129502>.
- [126]H. Böhm, A. Zauner, D.C. Rosenfeld, R. Tichler, Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects, *Applied Energy* 264 (2020) 114780. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114780>.
- [127]Clean Hydrogen Joint Undertaking, Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027: Annex to GB decision no. CleanHydrogen-GB-2022-02, 2022.
- [128]Hans van 't Noordende, Peter Ripson, Baseline design and total installed costs of a GW green hydrogen plant: State-of-the-art design and total installed capital costs, 2020.
- [129]Hans van 't Noordende, Peter Ripson, A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant: Advanced Design and Total Installed-Capital Costs, 2022.
- [130]Marius Holst, Stefan Aschbrenner, Tom Smolinka, Christopher Voglstätter, Gunter Grimm, Cost forecast for low temperature electrolysis - Technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems, Freiburg, 2022.

- [131] T. Smolinka, et al., Cost Break Down and Cost Reduction Strategies for PEM Water Electrolysis Systems, Luzern, Switzerland, 2017.
- [132] Tom Smolinka, Nikolai Wiebe, Philip Sterchele, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE / Freiburg – Deutschland, Franz Lehner, E4tech Sàrl / Lausanne – Schweiz, Steffen Kiemel, Robert Miehe, Sylvia Wahren, Fabian Zimmermann, Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung IPA -Stuttgart – Deutschland, Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in -Deutschland: -Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme.
- [133] Element Energy, Gigastack Phase 2: Pioneering UK Renewable Hydrogen, 2021.
- [134] U. Bünger, J. Michalski, F. Crotofino, O. Kruck, Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications, in: Compendium of Hydrogen Energy, Elsevier, 2016, pp. 133–163.
- [135] D.D. Papadimas, R.K. Ahluwalia, Bulk storage of hydrogen, International Journal of Hydrogen Energy 46 (2021) 34527–34541. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.08.028>.
- [136] K. Stolzenburg, R. Hamelmann, M. Wietschel, F. Genoese, J. Michaelis, J. Lehmann, A. Miege, S. Krause, C. Sponholz, S. Donadai, F. Crotofino, A. Acht, P. Horvath, Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem, 2014.
- [137] M. Aasadnia, M. Mehrpooya, Large-scale liquid hydrogen production methods and approaches: A review, Applied Energy 212 (2018) 57–83. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.033>.
- [138] S.Z. Al Ghafri, S. Munro, U. Cardella, T. Funke, W. Notardonato, J.P.M. Trusler, J. Leachman, R. Span, S. Kamiya, G. Pearce, A. Swanger, E.D. Rodriguez, P. Bajada, F. Jiao, K. Peng, A. Siahvashi, M.L. Johns, E.F. May, Hydrogen liquefaction: a review of the fundamental physics, engineering practice and future opportunities, Energy Environ. Sci. 15 (2022) 2690–2731. <https://doi.org/10.1039/d2ee00099g>.
- [139] U. Cardella, L. Decker, H. Klein, Roadmap to economically viable hydrogen liquefaction, International Journal of Hydrogen Energy 42 (2017) 13329–13338. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.068>.
- [140] S. Krasae-in, J.H. Stang, P. Neksa, Development of large-scale hydrogen liquefaction processes from 1898 to 2009, International Journal of Hydrogen Energy 35 (2010) 4524–4533. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.02.109>.
- [141] IRENA, Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers, Abu Dhabi, 2022.
- [142] Lloyd's Register, Techno-economic assessment of zero-carbon fuels, 2020.
- [143] Maurice Vos, Jochum Douma, Albert von den Noort, Study on the Import of Liquid Renewable Energy: Technology Cost Assessment, 2020.
- [144] D. Berstad, S. Gardarsdottir, S. Roussanaly, M. Voldsund, Y. Ishimoto, P. Neksa, Liquid hydrogen as prospective energy carrier: A brief review and discussion of underlying assumptions applied in value chain analysis, Renewable and Sustainable Energy Reviews 154 (2022) 111772. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111772>.
- [145] K. Madhu, S. Pauliuk, S. Dhathri, F. Creutzig, Understanding environmental trade-offs and resource demand of direct air capture technologies through comparative life-cycle assessment, Nat Energy 6 (2021) 1035–1044. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00922-6>.
- [146] S. Deutz, A. Bardow, Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature–vacuum swing adsorption, Nat Energy 6 (2021) 203–213. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00771-9>.
- [147] International Energy Agency, Direct Air Capture: A key technology for net zero, 2022.
- [148] K. Sievert, T.S. Schmidt, B. Steffen, Considering technology characteristics to project future costs of direct air capture, Joule 8 (2024) 979–999. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.02.005>.
- [149] M. Bøhlerengen, Liquid Hydrogen Bunker Vessel: Workshop on liquid hydrogen safety, Bergen, 2019.

- [150]P.-M. Heuser, D.S. Ryberg, T. Grube, M. Robinius, D. Stolten, Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO₂ free hydrogen, *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (2019) 12733–12747. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.12.156>.
- [151]S. Kamiya, M. Nishimura, E. Harada, Study on Introduction of CO₂ Free Energy to Japan with Liquid Hydrogen, *Physics Procedia* 67 (2015) 11–19. <https://doi.org/10.1016/j.phpro.2015.06.004>.
- [152]Y. Seo, S. Han, Economic Evaluation of an Ammonia-Fueled Ammonia Carrier Depending on Methods of Ammonia Fuel Storage, *Energies* 14 (2021) 8326. <https://doi.org/10.3390/en14248326>.
- [153]YUSUKE TAKAKI, HIROSHI TAMURA, TAKESHI SATOH, TOSHINORI ISHIDA, Flexible and High Efficient 78 000m³/ 83 000m³ LPG Carrier, *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review* (2007) 1–4.
- [154]C. Hank, A. Sternberg, N. Köppel, M. Holst, T. Smolinka, A. Schaadt, C. Hebling, H.-M. Henning, Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity, *Sustainable Energy Fuels* 4 (2020) 2256–2273. <https://doi.org/10.1039/d0se00067a>.
- [155]David K. Jordan, *The Shipbuilding & Secondhand Markets*, 2021.
- [156]Karan Bagga, Flexible green ammonia synthesis and Flexible green ammonia synthesis and Large scale ammonia cracking technology by Uhde®, 2021.
- [157]Elena Stylianou, KBR Ammonia Cracking, H₂ACTSM - A roadmap from clean energy source to sustainable hydrogen supply.
- [158]Y. Ishimoto, M. Voldsund, P. Nekså, S. Roussanaly, D. Berstad, S.O. Gardarsdottir, Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers, *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (2020) 32865–32883. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.017>.
- [159]Hans van 't Noordende, Gijs Tubben, Kevin Rouwenhorst, Marthe Fruytier, *Clean Ammonia Roadmap*, 2024.
- [160]International Energy Agency- IEA, *The Future of Hydrogen - Assumption Annex: Seizing today's opportunities*, 2019.
- [161]M. Koch, M. Vogel, S. Schüttle, S. Hoesch, S. Krieger, D. Bauknecht, J. Kälble, *Beschleunigung des Windenergieausbaus in Baden-Württemberg: Hemmnisse und Lösungsvorschläge*, Freiburg, 2025.
- [162]Electricity Maps ApS, *Electricity Maps*, 2024. <https://app.electricitymaps.com/map/72h/hourly> (accessed 15 December 2024).
- [163]OpenAI, FhGenie: GPT4o, GPTo1Prev., 2024. <https://fhgenie.fraunhofer.de/>.
- [164]DeepL, DeepL Write, 2024. <https://www.deepl.com/>.

Wir danken FhGenie [163] und DeepL [164] für ihr Feedback zur sprachformalen
Korrektur des Textes.

Literaturverzeichnis

8 Anhang: Standortauswahl und Detailergebnisse

Anhang: Standortauswahl und
Detailergebnisse

8.1 Standorte in Deutschland

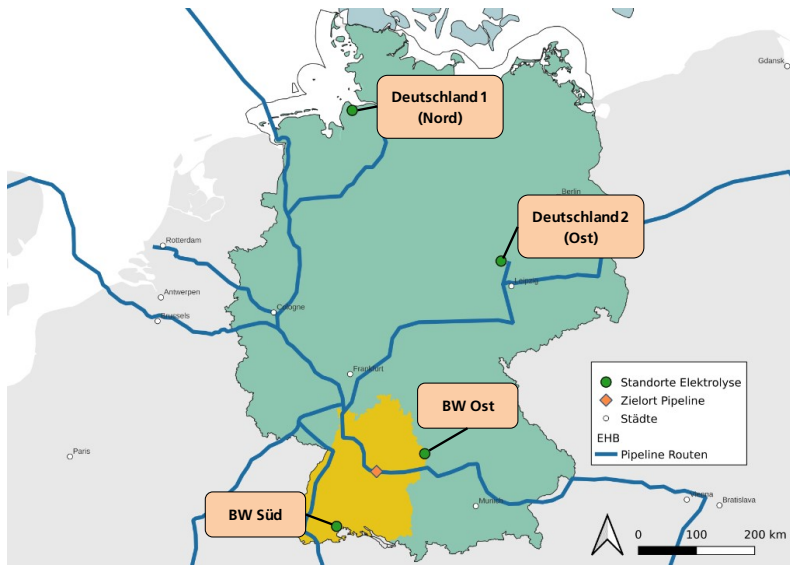


Abbildung 8-1: Ausgewählte Referenzstandorte in Deutschland

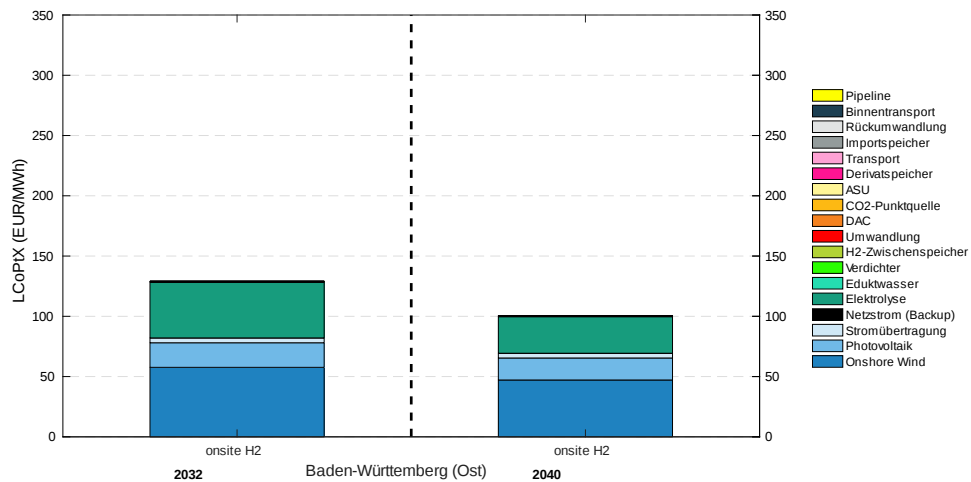


Abbildung 8-2: Wasserstoffproduktionskostenzusammensetzung für den Standort im Osten Baden-Württembergs

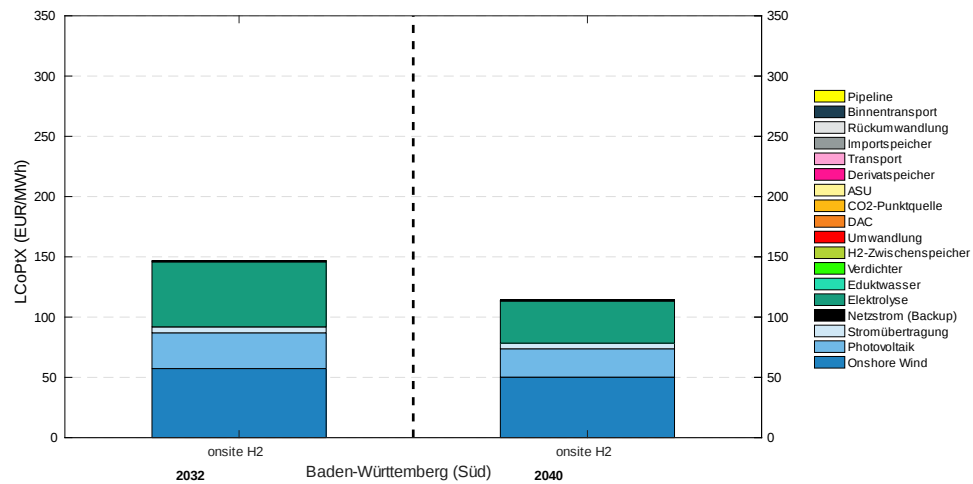


Abbildung 8-3: Wasserstoffproduktionskostenzusammensetzung für den Standort im Süden Baden-Württembergs

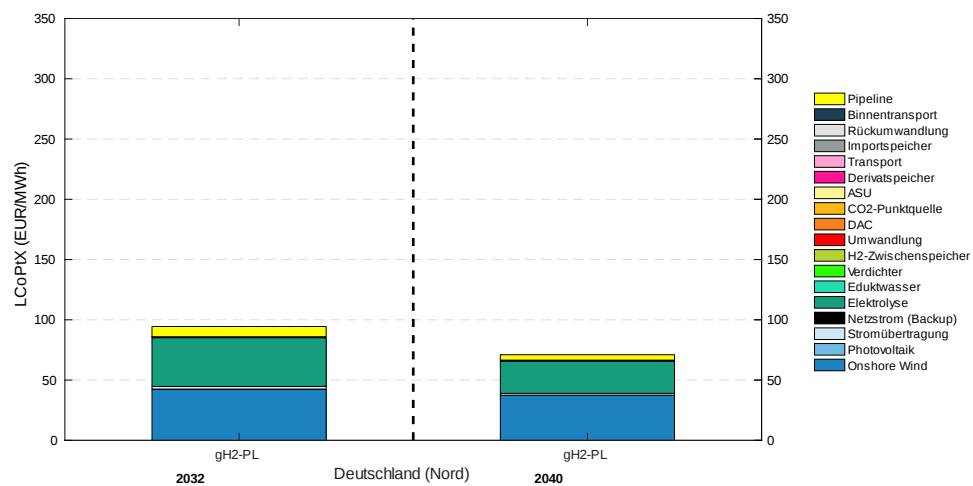


Abbildung 8-4: Wasserstoffbereitstellungskosten für den Standort in Norddeutschland

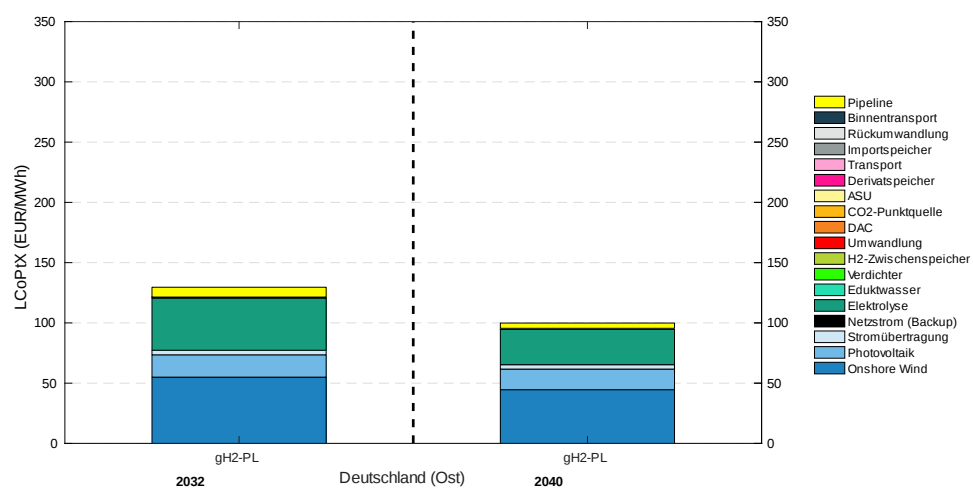


Abbildung 8-5: Wasserstoffbereitstellungskosten für den Standort in Ostdeutschland

8.2 Algerien

In Bezug auf die Nutzung erneuerbarer Energiequellen weist Algerien ein hohes Potenzial auf. Das Land besitzt vier große Häfen, welche die Verschiffung von PtX-Produkten nach Europa ermöglichen. Zudem verfügt der Staat über eine gute Infrastruktur mit Pipelines und Straßen. Die Pipelines konzentrieren sich in erster Linie auf den nördlichen Landesteil und sind mit dem Zentrum des Landes verbunden. Standort 1 zeigt mit knapp 1700 kWh/kWp ein höheres PV-Potenzial und mit einer Windgeschwindigkeit von ca. 6 m/s ein Windpotenzial im mittleren Bereich. Der Standort befindet sich in der Nähe des Hafens bei Oran, wodurch eine optimale Weiterleitung der PtX-Produkte gewährleistet ist.

Der Standort 2 hingegen befindet sich weiter im Landeszentrum, nördlich von In Salah, und stellt somit eine Ausnahme dar, da er sich nicht innerhalb eines 250-km-Radius um einen großen Hafen befindet. Die Nutzung des Standortes ist dennoch potenziell möglich, da die PtX-Produkte über die Anbindung an das algerische Pipelinenetz adäquat verteilt und zu den Häfen transportiert werden können. Zudem zeigt der Standort ein mit ungefähr 1900 kWh/kWp hohes PV-Potenzial und eine geschätzte Windgeschwindigkeit um 10 m/s, welche einem erhöhten Windpotenzial entspricht.

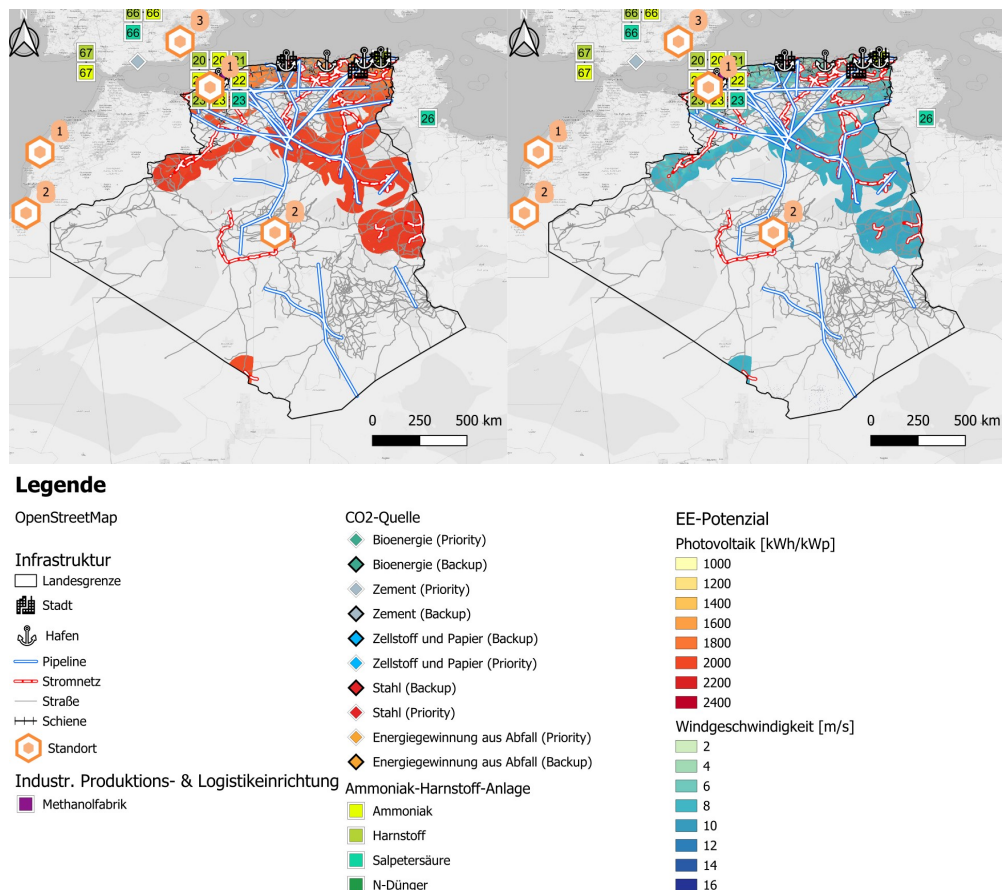


Abbildung 8-6: Die Karte zeigt eine Auswahl an Standorten in Algerien sowie die bereits vorhandene Infrastruktur. Zudem sind das Windenergiepotenzial (links) und das Potenzial für die Nutzung von Photovoltaik (rechts) dargestellt.

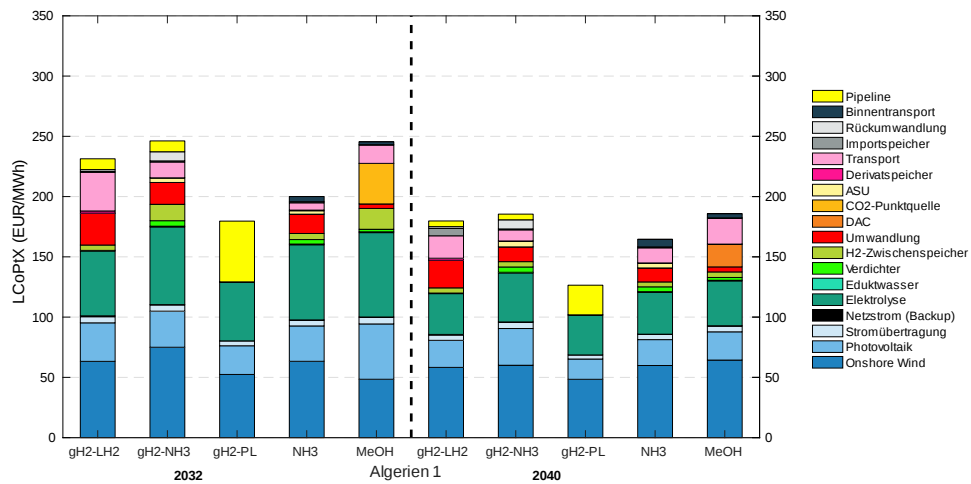


Abbildung 8-7: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 1 in Algerien

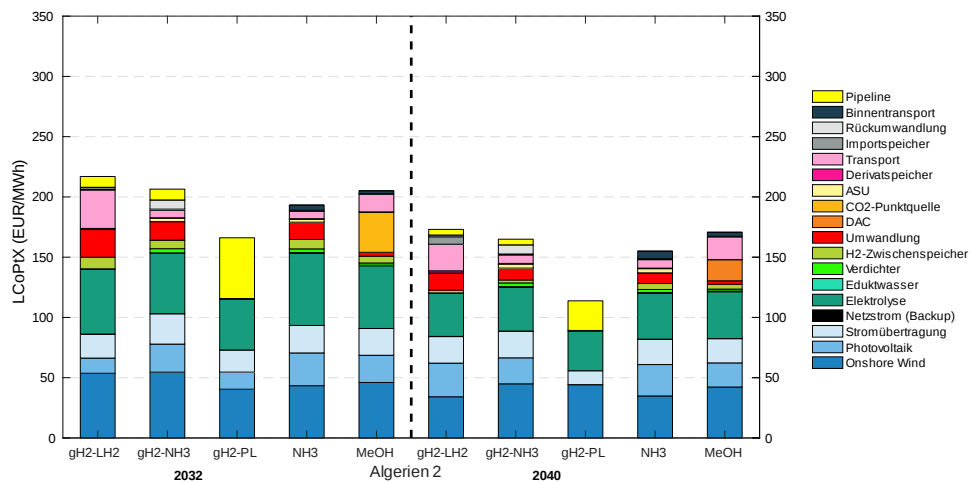


Abbildung 8-8: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 2 in Algerien

8.3 Marokko

Das nordafrikanische Land bietet ein PV-Potenzial zwischen 1600 und etwa 2050 kWh/kWp und Windgeschwindigkeiten zwischen 2 und 10 m/s. Im Land stehen aufgrund geringer Bevölkerungsdichte und Flächennutzung ausreichend Flächen zur Verfügung. Das Schienennetz des Landes ist nur schwach ausgebaut. Der ausgewählte Standort 1 ist in der Nähe der marokkanischen Großstadt Safi lokalisiert. Standort 2 wurde weiter südlich und weiter im Inland, nordöstlich von Guelmim, gewählt. Die relative Nähe beider potenzieller Standorte von ca. 250 km zum Hafen Agadir, einem der wichtigsten Exporthäfen Marokkos, ist ein Vorteil. Zwar müssen Transportinfrastrukturen für Chemikalien und Gase ausgebaut werden, doch es gibt ausreichend Freiflächen nahe dem Hafen. Zudem könnte der Transport nach Europa per Pipeline erfolgen. Vor allem an den Küsten und im Süden des Landes ist ein hohes Windpotenzial zu finden. Das PV-Potenzial ist im Wesentlichen im ganzen Land konstant, mit etwas höheren Volllaststunden im Landesinneren. Trotz der gut ausgebauten Infrastruktur in Form des Strom- und Verkehrsnetzes stehen große Teile des Landesinneren aufgrund des Atlasgebirges, das sich quer durch Marokko zieht, nicht als Potenzialflächen für erneuerbare Energien zur Verfügung.

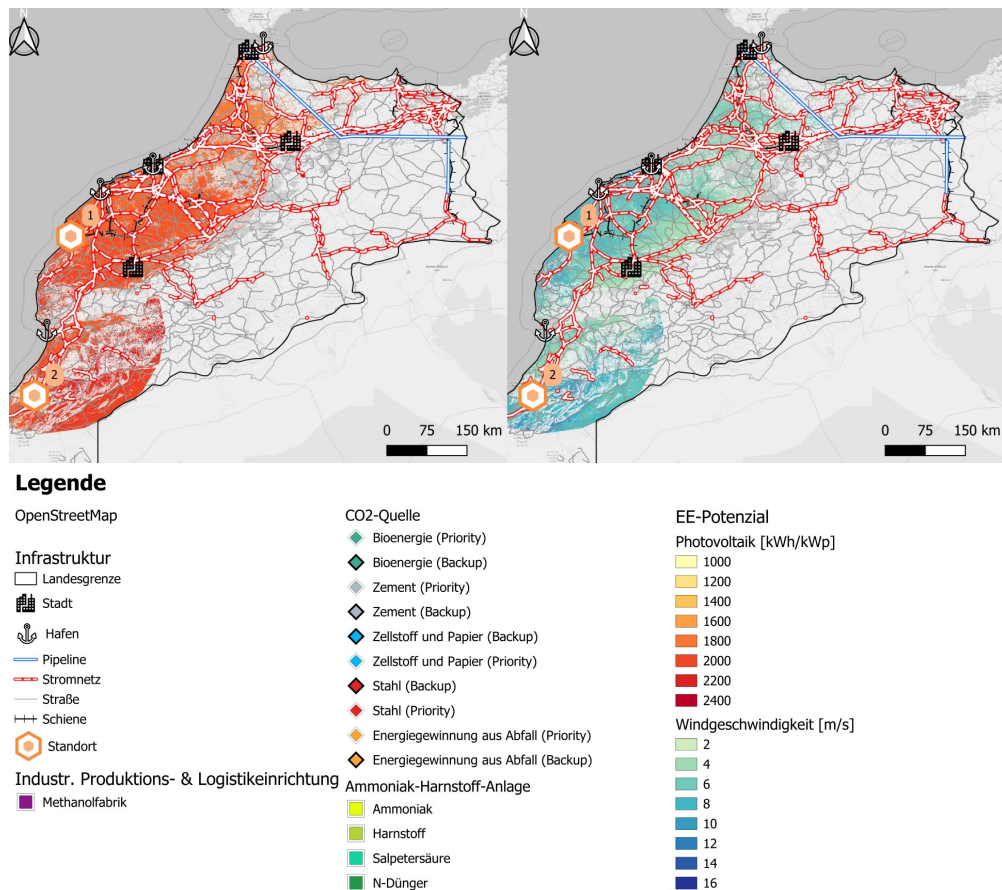


Abbildung 8-9 Die Karte zeigt eine Auswahl an Standorten in Marokko sowie die bereits vorhandene Infrastruktur. Zudem sind das Windenergiepotenzial (links) und das Potenzial für die Nutzung von Photovoltaik (rechts) dargestellt.

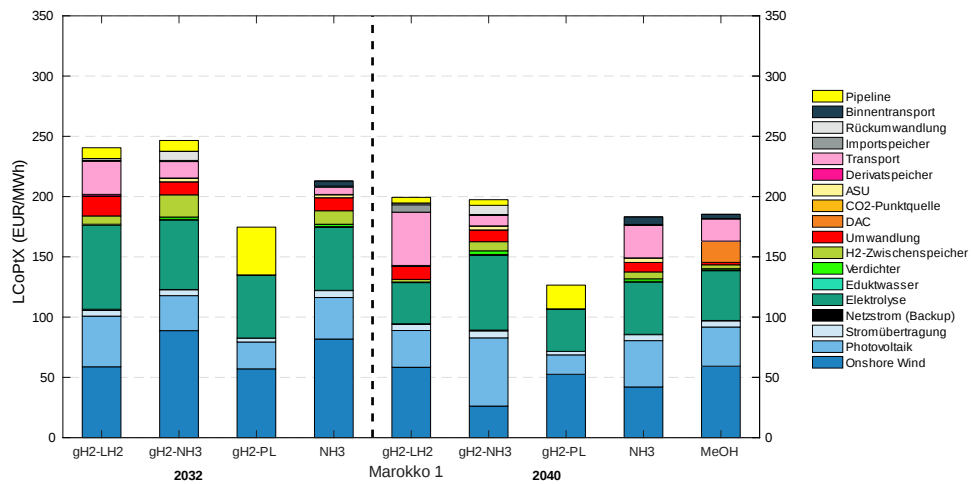


Abbildung 8-10: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 1 in Marokko

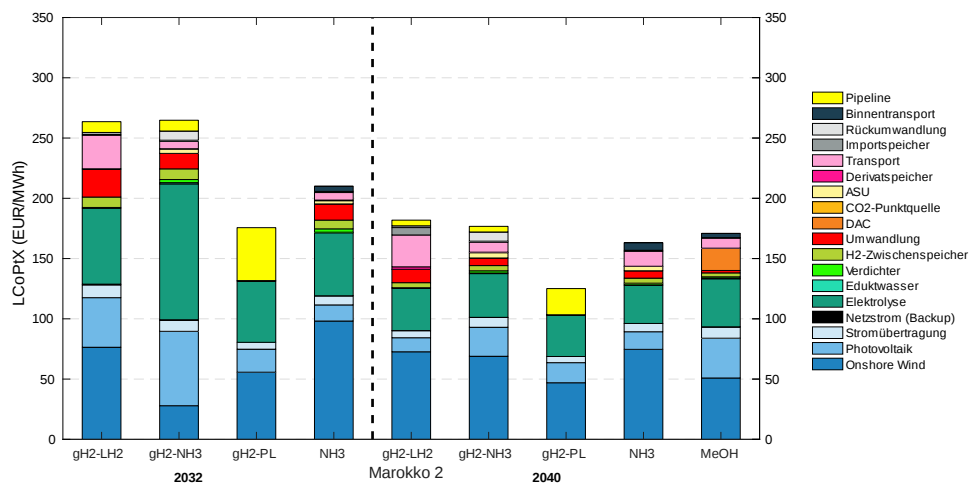


Abbildung 8-11: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 2 in Marokko

8.4 Spanien

Spanien wird eine große Bedeutung für die innereuropäische Produktion von Wasserstoff- und PtX-Produkten zugeschrieben. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass dieses europäische Land neben einem guten Potenzial zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen – nämlich Windgeschwindigkeiten zwischen 4 und 9 m/s und PV-Potenzial zwischen 1200 und etwas über 1800 kWh/kWp - auch über eine gute Anbindung an die Logistik- und Stromnetze der EU verfügt. Zudem sind die Energie- und Stromnetze der EU sowie die Transportdistanz kurz. Des Weiteren können verschiedene Transportmöglichkeiten in Betracht gezogen werden: Neben der Lieferung großer Mengen an PtX-Produkten an einen einzigen Knotenpunkt ist auch eine direkte Verteilung an verschiedene Verarbeitungs- und Verbrauchersektoren möglich. Standort 1 wurde nördlich der spanischen Stadt Burgos gewählt, da dort ein PV-Potenzial von knapp 1500 kWh/kWp und eine mittlere Windgeschwindigkeit von knapp 8 m/s vorherrschen. Standort 2 befindet sich Osten Andalusiens, welches eine Länderpartnerschaft mit Baden-Württemberg hat und eine Kooperation insbesondere im Bereich der Wasserstofftechnologien besteht. Insbesondere für den weiteren Ausbau der europäischen Energieunabhängigkeit stellt die Nutzung europäischer Potenziale einen entscheidenden Vorteil dar.

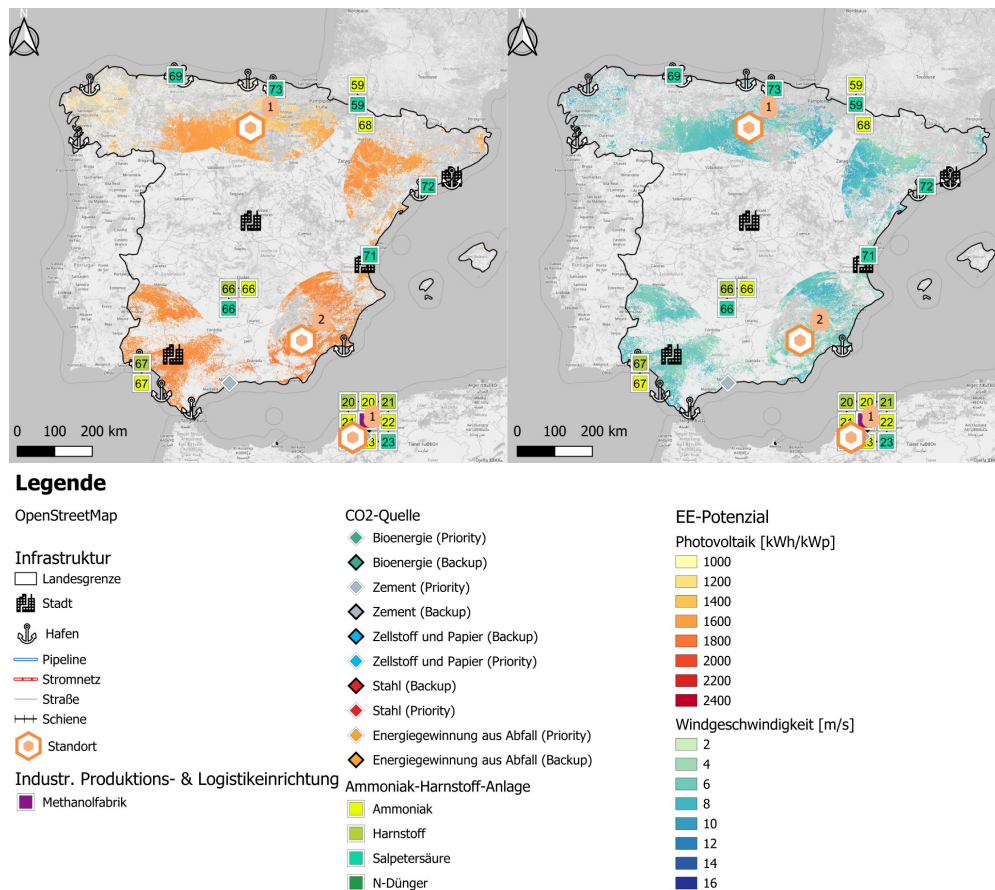


Abbildung 5-7 Die Abbildung zeigt die Standortauswahl in Spanien mit bestehender Infrastruktur sowie die übrigen Flächen, auf denen sich potenziell Photovoltaik- und Windkraftanlagen betreiben lassen.

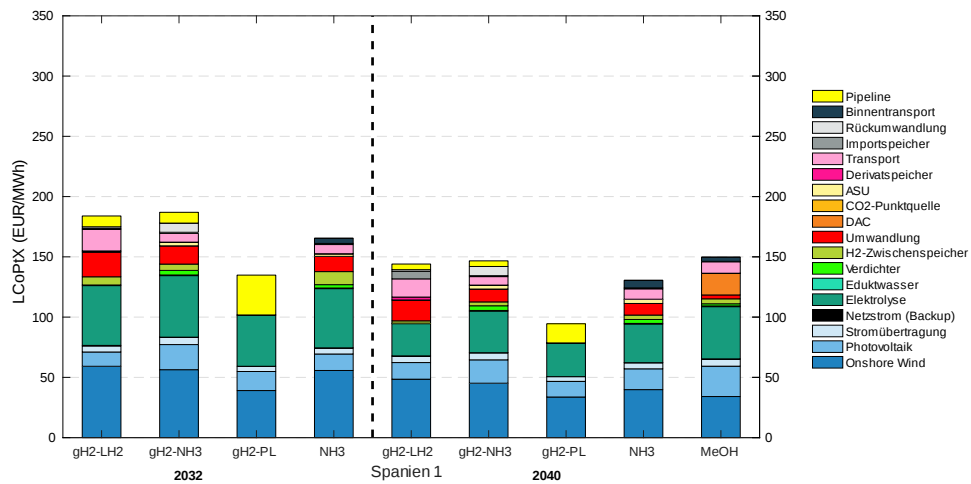


Abbildung 8-12: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 1 in Spanien

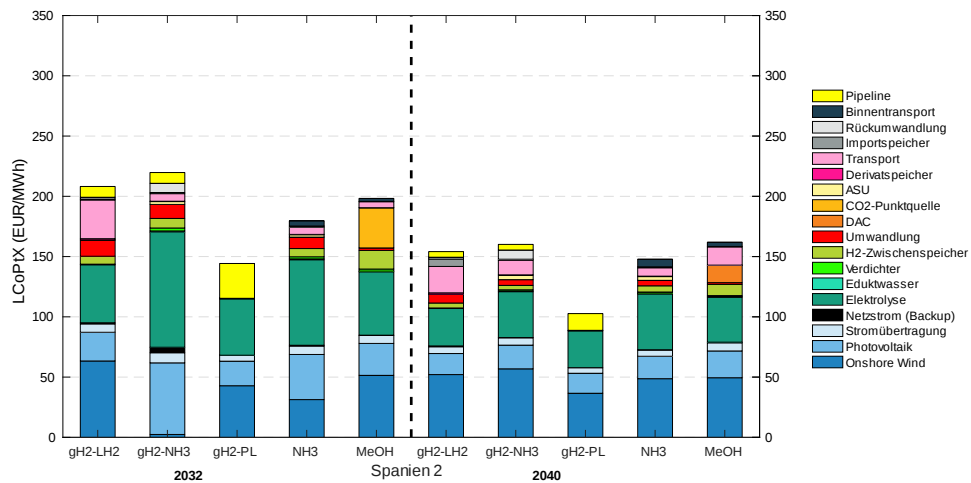


Abbildung 8-13: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 2 in Spanien

8.5 Schottland

Das Potenzial erneuerbarer Energien in Schottland wird bei potenziellen Windgeschwindigkeiten von etwa 7 bis 12 m/s maßgeblich durch die Windkraft bestimmt. Die potenzielle PV-Leistung des Landes kann als Ergänzung betrachtet werden (750 bis ungefähr 1000 kWh/kWp). Die Standorte 1 und 2 sind beide in der Nähe von großen Häfen gelegen. Darüber hinaus ist Standort 2 an das Pipelinenetz angebunden und liegt nahe einem dicht besiedelten Gebiet. Auch die Anbindung an das landeseigene flächendeckende Stromnetz ist für beide ausgewählte Standorte sehr gut.

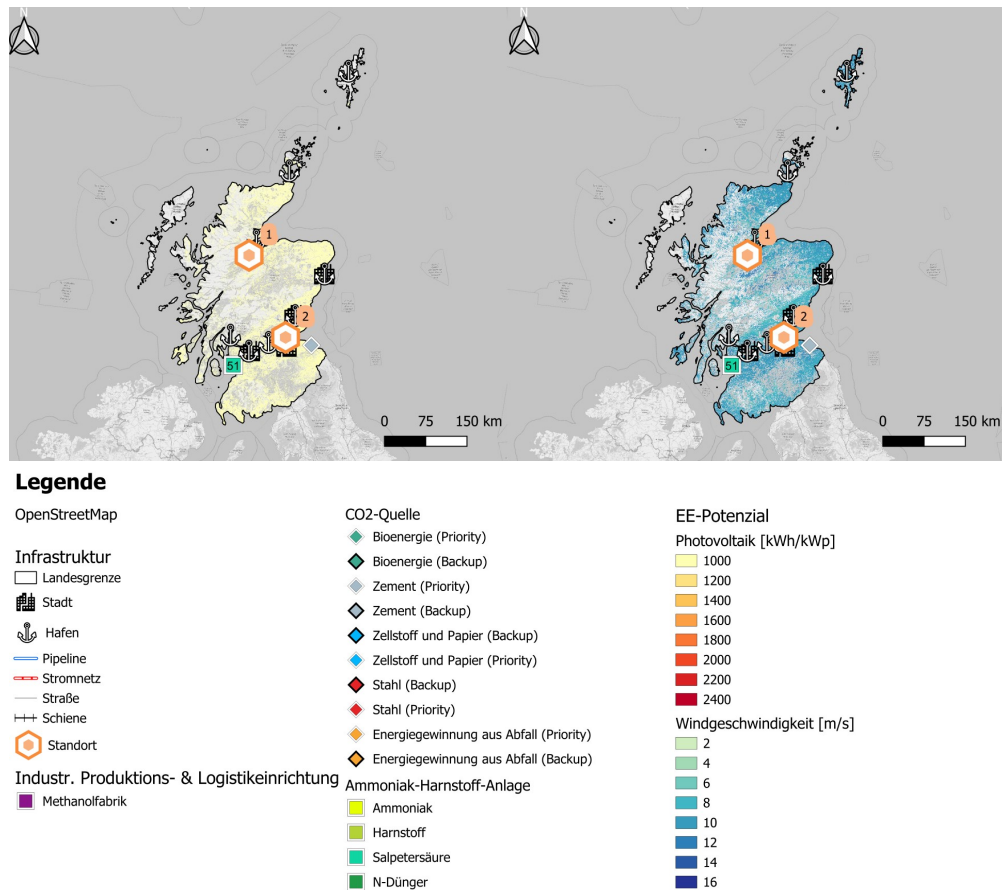


Abbildung 8-14 Die Karte zeigt eine Auswahl an Standorten in Schottland sowie die bereits vorhandene Infrastruktur. Zudem sind das Windenergiepotenzial (links) und das Potenzial für die Nutzung von Photovoltaik (rechts) dargestellt.

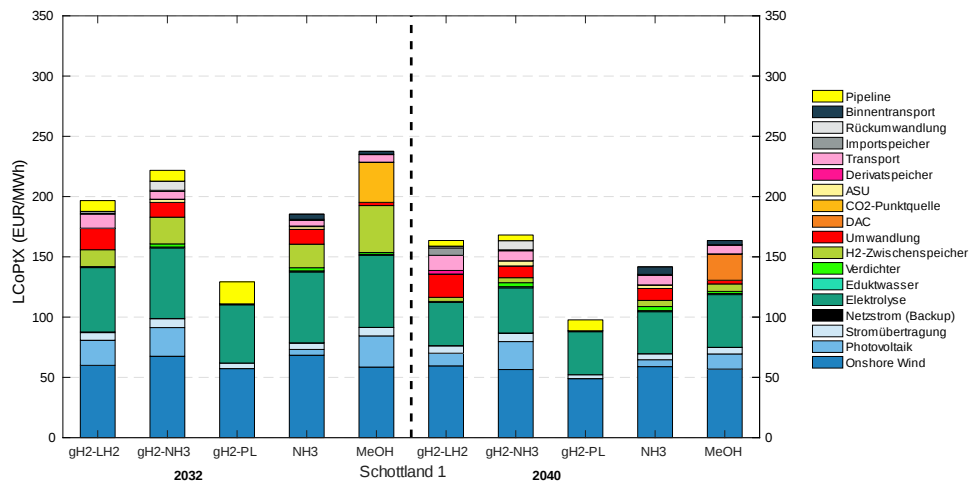


Abbildung 8-15: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 1 in Schottland

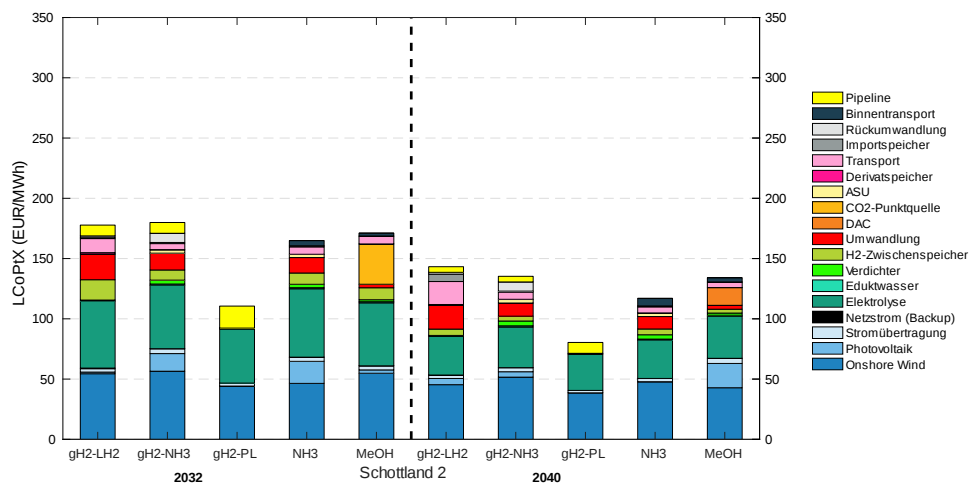


Abbildung 8-16: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 2 in Schottland

8.6 Norwegen

Die geographischen Gegebenheiten Norwegens sind mit Windgeschwindigkeiten zwischen 5 und 13 m/s in hohem Maße geeignet für die Nutzung von Windenergie – ein entscheidendes Kriterium bei der Auswahl des Standorts. Die PV-Energie spielt in diesem Kontext mit etwa 800 bis 1150 kWh/kWp eine untergeordnete Rolle. Standort 1 befindet sich in Küstennähe bei Kårstø, in der Nähe eines großen Hafens, welcher den Export der PtX-Produkte nach Deutschland ermöglicht. Auch Standort 2, welcher sich bei Mo i Rana befindet, ist gut an einen großen Hafen angebunden. Standort 2 befindet sich, im Gegensatz zu Standort 1, nicht in der Nähe einer größeren Stadt. Da dicht besiedelte Gebiete potenzielle Arbeitskräfte beheimaten und sich solch ein Ort nicht in der Nähe von Standort 2 befindet, könnte dies die Verfügbarkeit von Arbeitskräften, die für den Bau und die Instandhaltung einer Wasserstoffanlage sowie der daran angebundenen Infrastruktur gebraucht werden, negativ beeinflussen.

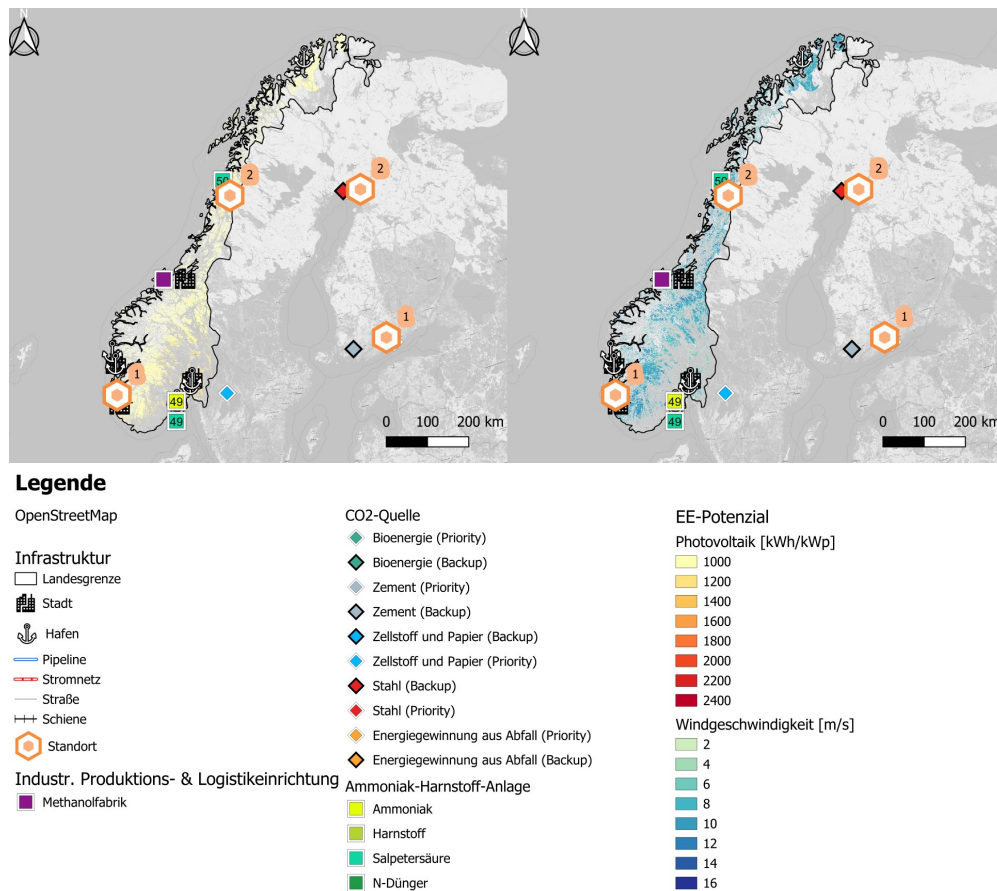


Abbildung 8-17 Die Karte zeigt eine Auswahl an Standorten in Norwegen sowie die bereits vorhandene Infrastruktur. Zudem sind das Windenergiepotenzial (links) und das Potenzial für die Nutzung von Photovoltaik (rechts) dargestellt.

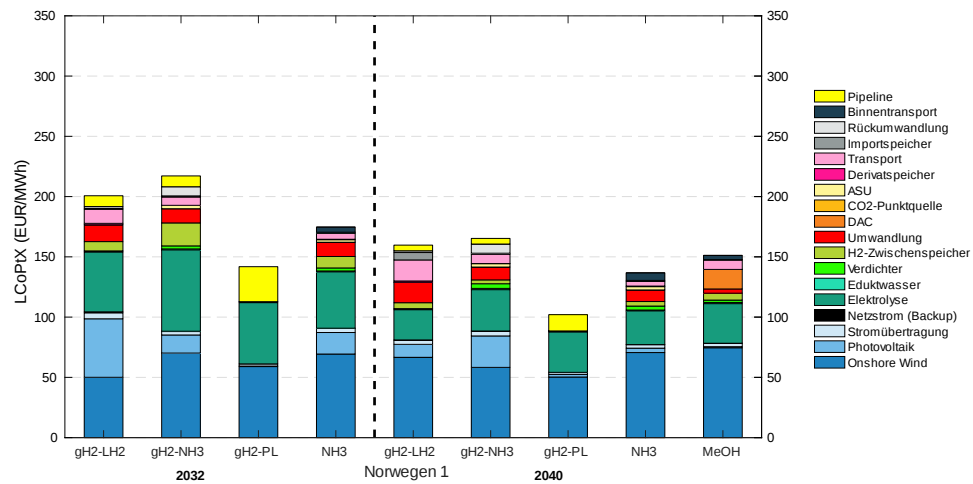


Abbildung 8-18: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 1 in Norwegen

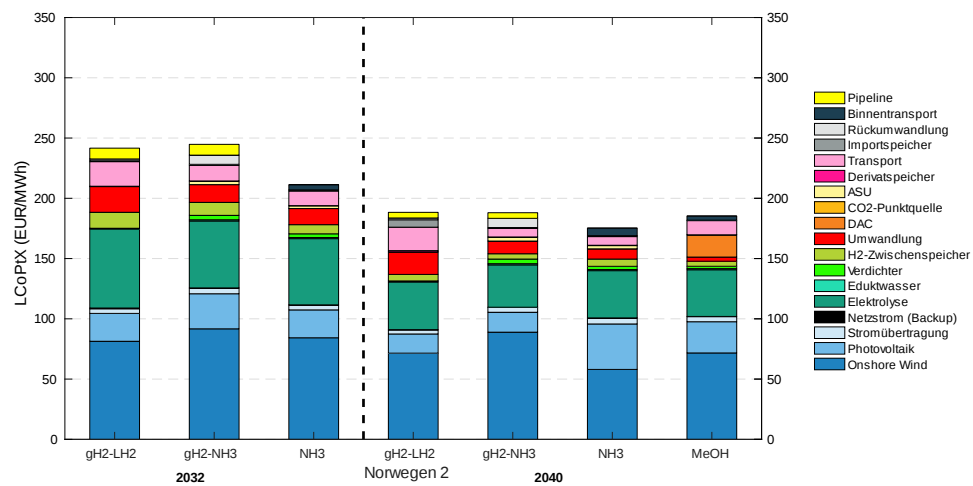


Abbildung 8-19: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 2 in Norwegen

8.7 Finnland

Die potenziellen Windgeschwindigkeiten Finnlands reichen von etwa 6,5 bis 9 m/s. Das PV-Potenzial hat sein Minimum bei ungefähr 850 kWh/kWp und sein Maximum um 1100 kWh/kWp. Die Infrastruktur Finnlands ist im südlichen und zentralen Landesteil durch ein gut ausgebautes Stromnetz gekennzeichnet. Zudem ist der Süden des Landes durch ein dichtes Schienennetz geprägt. Im Umkehrschluss müssen nördlichere Landesteile aufgrund der schwachen Infrastruktur (v. a. Stromnetz) ausgeschlossen werden. Die Pipelineinfrastruktur des Landes ist unterentwickelt. Die Häfen in der unmittelbaren Nähe von Standort 2 verfügen über eine ausgezeichnete Anbindung an die Ostsee, sodass sie sich für den Export von PtX-Produkten eignen. Dasselbe gilt für den Hafen von Helsinki, welcher sich in direkter Nähe zu Standort 1 befindet.

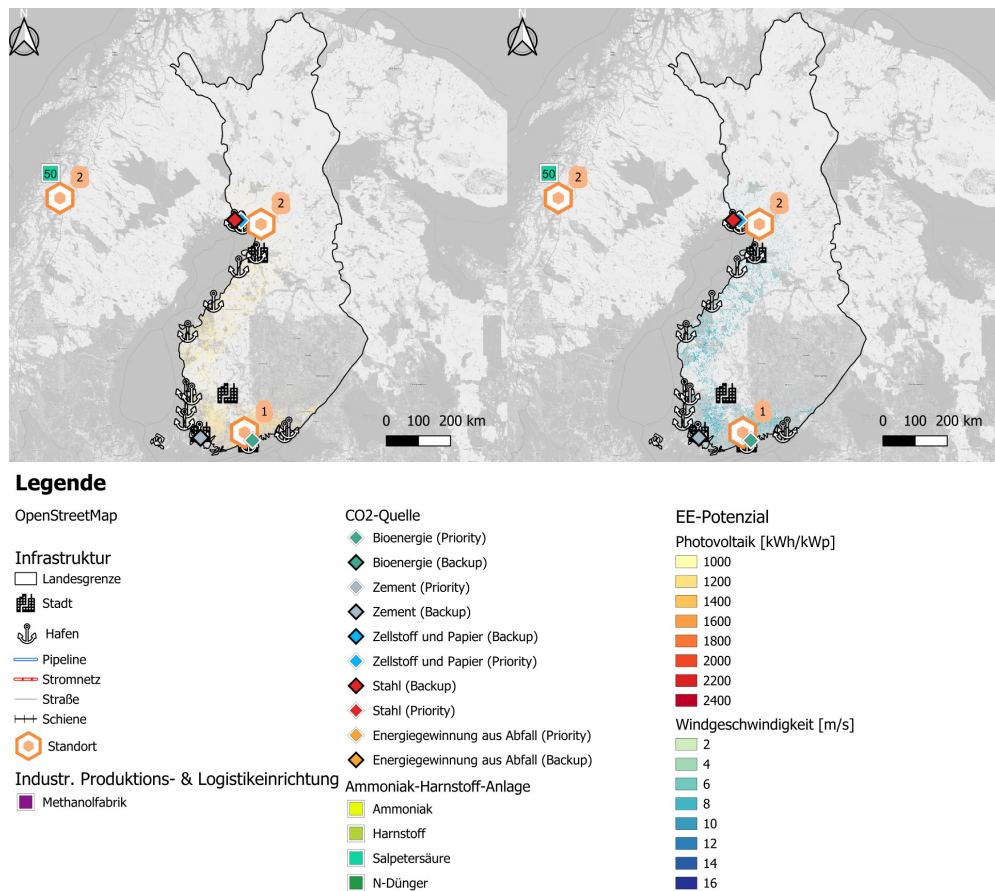


Abbildung 8-20 Die Karte zeigt eine Auswahl an Standorten in Finnland sowie die bereits vorhandene Infrastruktur. Zudem sind das Windenergiepotenzial (links) und das Potenzial für die Nutzung von Photovoltaik (rechts) dargestellt.

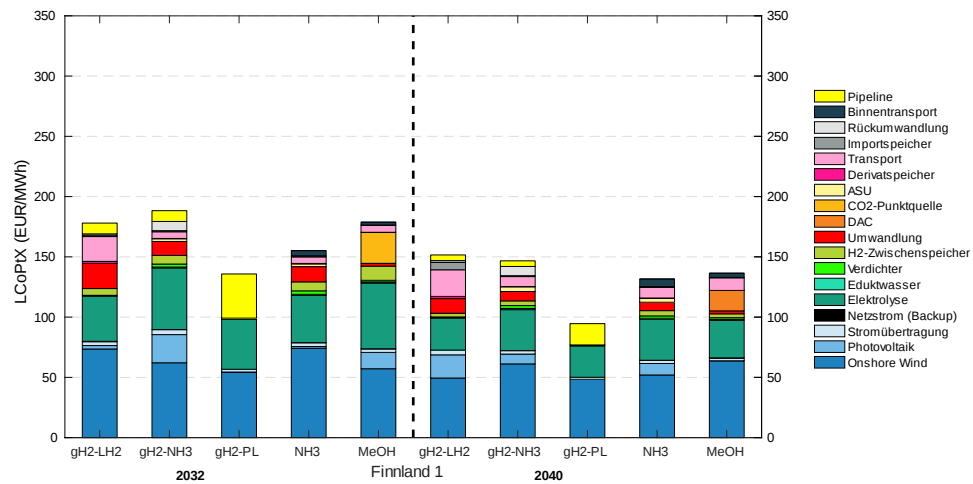


Abbildung 8-21: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 1 in Finnland

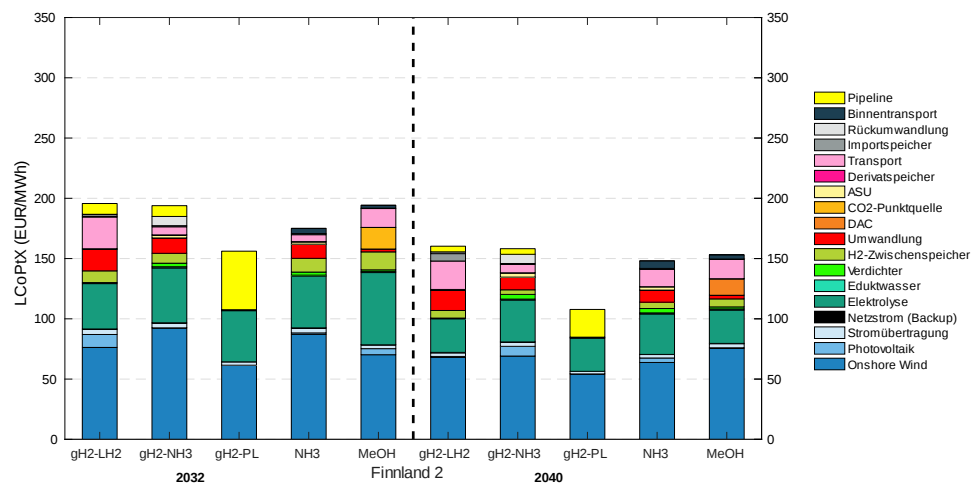


Abbildung 8-22: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 2 in Finnland

8.8 Vereinigte Arabische Emirate

Die vereinigten Arabischen Emirate zeigen ein hohes Potenzial für PV. Das Land zeigt mit ungefähr 1800 bis 1900 kWh/kWp ein erhöhtes PV-Potenzial und mit Windgeschwindigkeiten zwischen knapp unter 6 m/s bis etwa 8 m/s ein mittleres Windpotenzial. Die zwei ausgewählten Standorte befinden sich an der Küste und sind gut an das landeseigene Stromnetz angeschlossen. Außerdem hat die Lage in der Nähe von großen Häfen den Vorteil, dass PtX-Produkte nach Europa exportiert werden können. Die VAE sind eines der größten exportierenden Länder für Flüssigerdgas und Erdöl. Der Sektor stellt zudem den größten Wirtschaftsbereich des Landes dar.

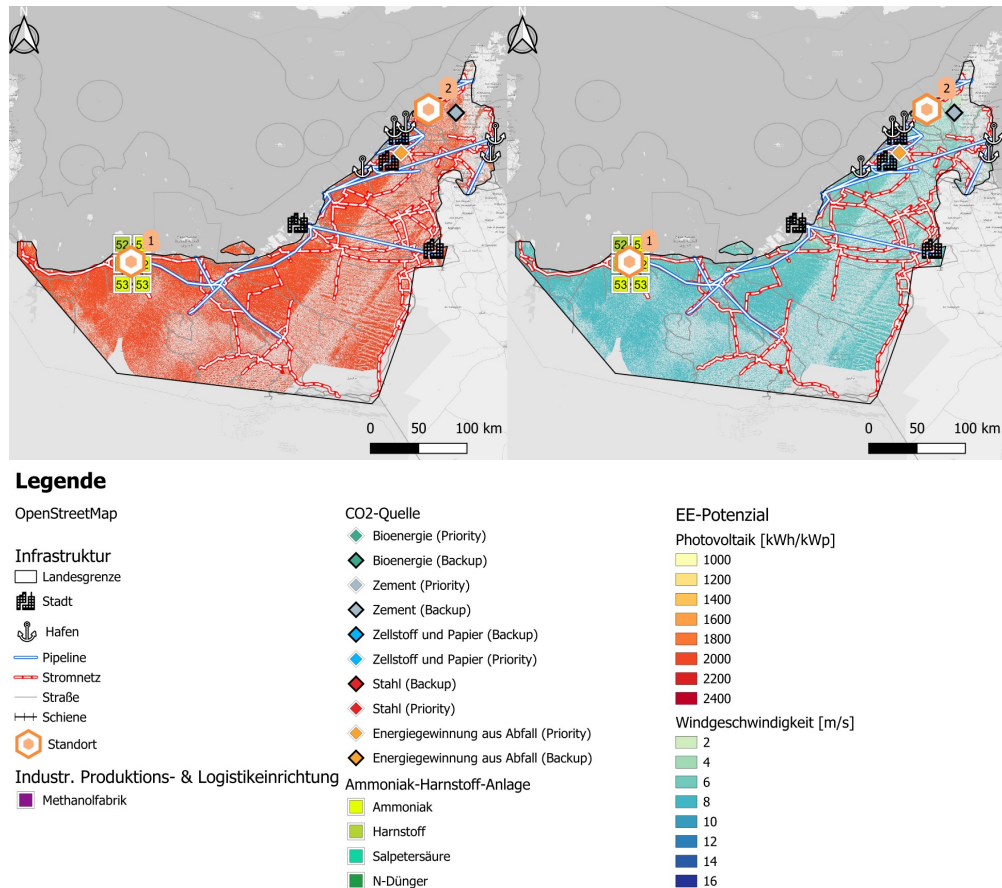


Abbildung 8-23 Die Karte zeigt eine Auswahl an Standorten in den Vereinigten Arabischen Emiraten sowie die bereits vorhandene Infrastruktur. Zudem sind das Windenergiepotenzial (links) und das Potenzial für die Nutzung von Photovoltaik (rechts) dargestellt.

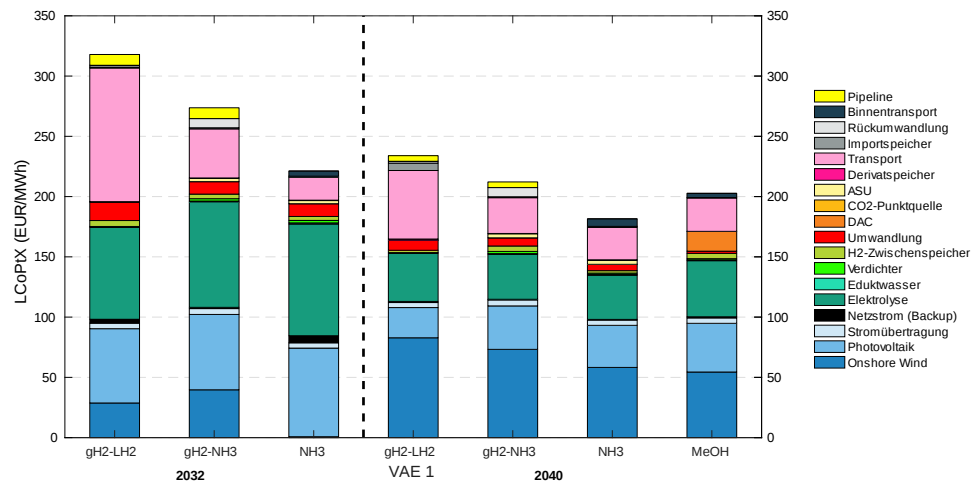


Abbildung 8-24: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 1 in den VAE

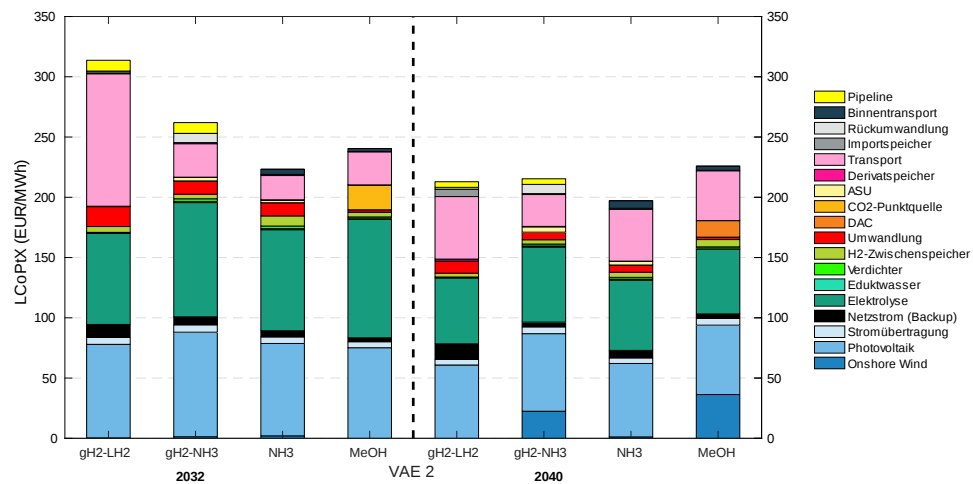


Abbildung 8-25: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 2 in den VAE

8.9 Kanada

Der Fokus dieser Analyse liegt auf Ostkanada, da ein Transport aus anderen Teilen des Landes nach Europa aufgrund der Entfernung nicht als wirtschaftlich realisierbar und lohnend betrachtet werden kann. Der Osten Kanadas bietet ein hohes Potenzial für Windenergie mit Windgeschwindigkeiten zwischen ungefähr 6 und 11 m/s und mit ungefähr 1100 bis 1350 kWh/kWp ein mittleres Potenzial für Photovoltaik. Sehr weite Landesteile wurden aufgrund bestehender Landnutzung ausgeschlossen. Viele nördlichere Küstenabschnitte werden ausgeschlossen, da hier das Ausschlusskriterium der maximalen Hangneigung von 5° überschritten wird. Die ausgewählten Standorte liegen beide im Radius von 250 km um große Häfen. Der lange Seeweg von Kanada nach Europa ist zu berücksichtigen. Standort 1 wurde nahe Châteauguay gewählt, einem Ort in der Nähe der kanadischen Metropole Montreal, der mittels Schienen- und Straßenverbindung zu noch östlicheren Bereichen, gut mit östlicheren Landesteilen und Häfen verbunden ist, was wiederum den Weitertransport in Richtung Europa begünstigt. Standort 2 liegt bei Placentia, einer sehr weit im Osten befindlichen kanadischen Gemeinde in der Provinz Neufundland und Labrador. Von dort aus ist kein weiter Landtransport mehr nötig, sodass PtX-Produkte direkt nach Europa verschifft werden können.

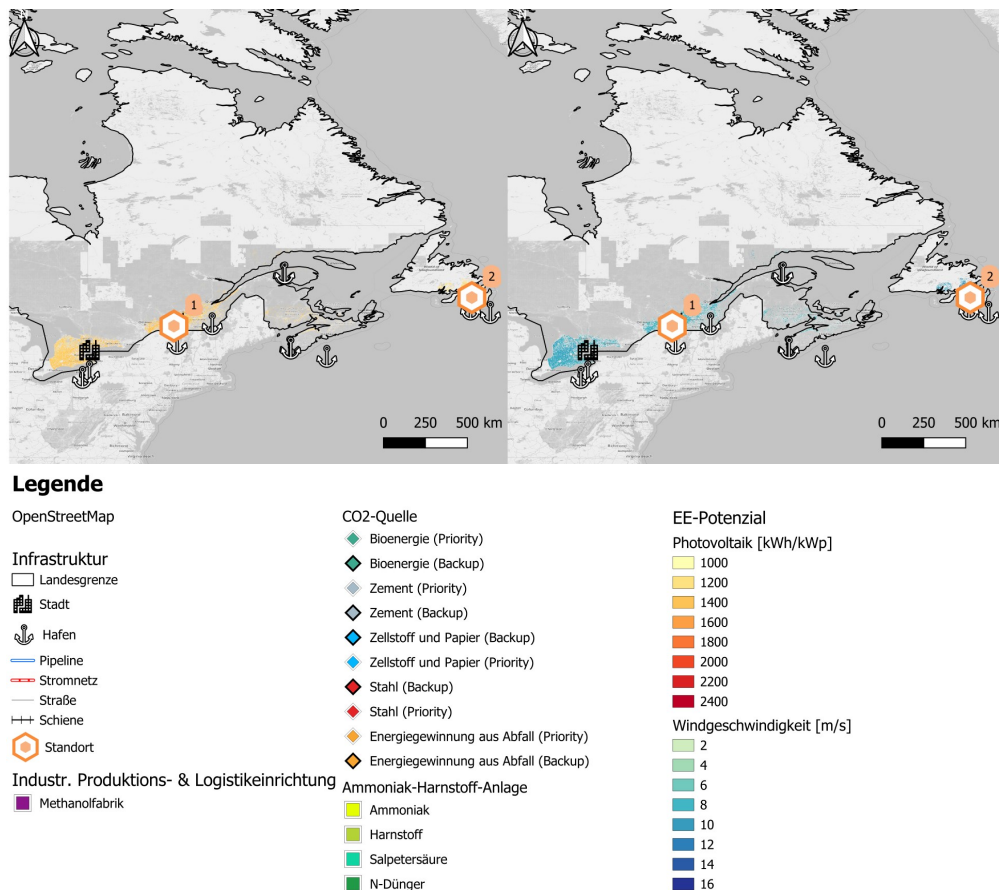


Abbildung 8-26 Die Karte zeigt eine Auswahl an Standorten in Kanada sowie die bereits vorhandene Infrastruktur. Zudem sind das Windenergiepotenzial (links) und das Potenzial für die Nutzung von Photovoltaik (rechts) dargestellt.

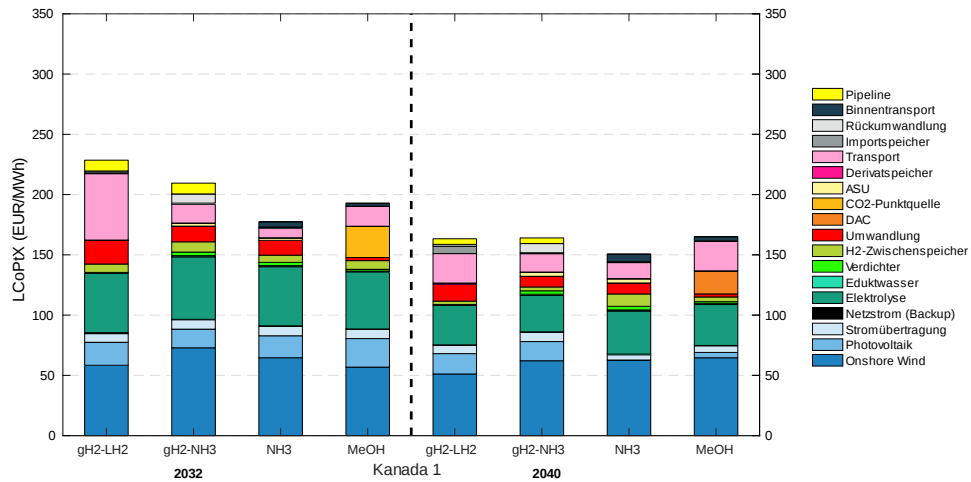


Abbildung 8-27: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 1 in Kanada

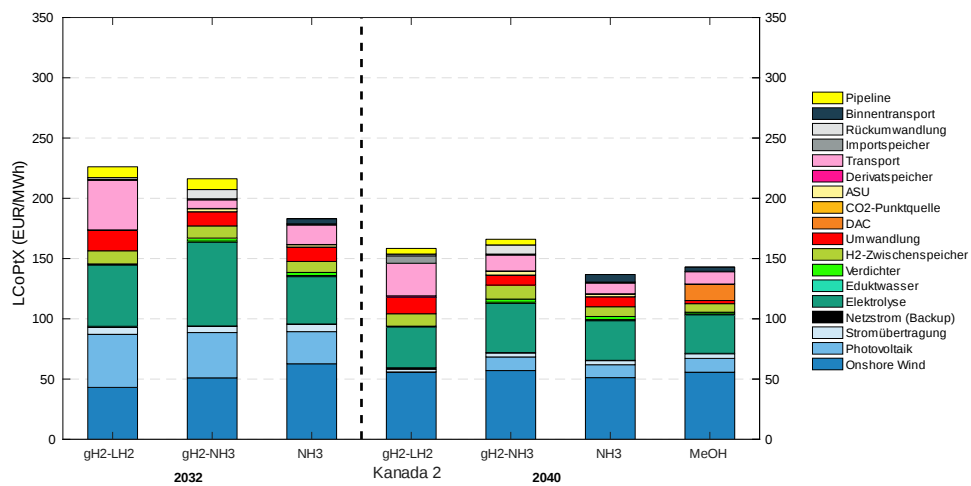


Abbildung 8-28: Bereitstellungskosten in EUR/MWh der untersuchten Wasserstoff- und Derivatimporte nach Baden-Württemberg von Standort 2 in Kanada

Kontakt

Marius Holst
marius.holst@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
www.ise.fraunhofer.de

© Fraunhofer ISE 2025

Foto Cover: © iStock.com / Simon Dannhauer
Karte: © Fraunhofer ISE

