Fraunhofer
IEE

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK

PTX-ATLAS:
WELTWEITE POTENZIALE FÜR DIE ERZEUGUNG VON GRÜNEM WASSERSTOFF UND KLIMANEUTRALEN SYNTHETISCHEN KRAFT- UND BRENNSTOFFEN

Teilbericht im Rahmen des Projektes: DeV-KopSys

Maximilian Pfennig, Michael von Bonin, Norman Gerhardt

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE)

Fördergeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
Förderkennzeichen: 16EM4005-1 | Förderprogramm Erneuerbar Mobil

Veröffentlichung im Mai 2021

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Fraunhofer
IEE

Außereuropäische Standorte bieten viel Potenzial für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen – ein Potenzial, das groß genug ist, um bei Vorrang von Energieeffizienz und direkter Stromnutzung den verbleibenden Bedarf an diesen Energieträgern zu decken. Das zeigt der erste globale Power-to-X-Atlas des Fraunhofer IEE. Im Detail unterscheiden sich die Bedingungen für PtX in den einzelnen Regionen allerdings erheblich.

Inhalt

1 Ergebnisse des PtX-Atlas 4
1.1 Einführung 4
1.2 Faktoren bei der Potenzialanalyse 4
1.3 Zentrale Ergebnisse 5
1.3.1 Globale Flächenpotenziale 5
1.3.2 Globale Energieerzeugungspotenziale 7
1.3.3 Kosten der Standorte im Szenariojahr 2050 9
1.4 Ergebnisse für einzelne Energieträger 11
1.4.1 Wasserstoff 11
1.4.2 Synthetisches Erdgas (SNG) 11
1.4.3 PtL-Energieträger 11

2 Schlussfolgerungen 2050 13
2.1 Robustheit der inländischen Nachfrage 13
2.2 Robustheit des Import-Angebotes 14
2.3 Langfriststrategie Europa 15

3 Diskussion einer Priorisierung eines Einsatzes von PtX-Importen in 2030 .. 16
3.1 EU-Klimazielverschärfung 16
3.2 Diskussion – Wasserstoff und Nutzung von Power-to-Ammonia in 2030 19
3.3 Schlussfolgerung - Effizienzvergleich PtX-Einsatz 2030 20

Anhang 23

Quellenverzeichnis 27

1 Ergebnisse des PtX-Atlas

1.1 Einführung

PtX-Energieträger – also CO_2-neutrale synthetische Kraft- und Brennstoffe sowie grüner Wasserstoff – gelten als ein zentrales Instrument für den Klimaschutz: Sie sollen fossile Energieträger in solchen Bereichen ersetzen, in denen keine direkte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien möglich ist. Stahlhersteller zum Beispiel können anstelle von Kohle Wasserstoff verwenden, im Flug- und Schiffsverkehr ersetzen synthetische Kraftstoffe Kerosin oder Schweröl und Diesel. Die für eine sichere Stromversorgung benötigten Ausgleichskraftwerke lassen sich statt mit fossilem mit synthetischem Erdgas oder aber mit Wasserstoff betreiben.

Wie in vielen anderen Ländern Europas auch muss der Bedarf an grünem Wasserstoff sowie synthetischen Kraft- und Brennstoffen in Deutschland zum größten Teil durch Importe gedeckt werden. Woher diese Energieträger langfristig auf Basis einer erwarteten Technologieentwicklung in 2050 kommen könnten, zeigt der erste globale Power-to-X-Atlas, den das Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE erarbeitet hat. Dabei haben sich die Forscher auf die außereuropäischen Standorte konzentriert.

Der PtX-Atlas ist im Rahmen des vom Bundesumweltministerium geförderten Projektes „DeV-KopSys – Dekarbonisierung Verkehr - Rückkopplung Energiesystem“ entstanden. In diesem Projekt haben die Fraunhofer-Forscher untersucht, welche Rückkopplungen die mit den klimapolitischen Zielen Deutschlands verträglichen Entwicklungspfade im Verkehrssektor in den anderen Sektoren des Energiesystems verursachen. DeV-KopSys liefert eine wissenschaftliche Bewertung von möglichen Entwicklungen des Verkehrssektors und deren Wechselwirkungen mit den anderen Sektoren. Zugriff auf die Projektergebnisse und weiterführende Informationen finden Sie auf der Projekthomepage unter https://devkopsys.de/ und per Direktlink zum Atlas über https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/.

1.2 Faktoren bei der Potenzialanalyse

Die Bewertung der technischen und ökonomischen PtX-Potenziale basiert auf umfangreichen Analysen beispielsweise der Flächenverfügbarkeit und den Wetterbedingungen. Auch Parameter wie die Peripherie-, Speicher- und Transportkosten wurden berücksichtigt, ebenso Varianten bei der Systemauslegung. Ein weiterer Faktor sind die sozioökonomischen Bedingungen der einzelnen Regionen. Deren Evaluation basiert auf siebzig Indikatoren, etwa von der Weltbank. Sie drücken unter anderem aus, wie groß die politische Stabilität und wie hoch die Investitionssicherheit eines Standorts ist.
Der PtX-Atlas berücksichtigt nur Regionen, in denen eine nachhaltige Produktion der Energieträger möglich ist. Konkret bedeutet das zum Beispiel, dass Standorte ausgeschlossen sind, an denen es zu Konflikten mit dem Naturschutz kommen könnte. Gleiches gilt für Regionen im Binnenland, wenn eine Elektrolysenutzung dort zu Wasserstress führen würde. Tabu sind auch Flächen, auf denen Nahrungsmittel produziert werden können, insbesondere in Hinblick auf die Nutzung von Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen. Abbildung 1 zeigt die globale Verteilung der identifizierten PtX-Potenzialflächen.

Abbildung 1: Globaler Blick auf die Verteilung nachhaltiger PtX-Potenzialflächen. Ausschnitt aus dem PtX-Atlas des Fraunhofer IEE.

Quelle: Ausschnitt aus dem PtX-Atlas des Fraunhofer IEE; Kartenhintergrund: ©Esri HERE, Garmin

Allen Berechnungen liegt zugrunde, dass das für synthetische Kraft- und Brennstoffe nötige Kohlendioxid aus der Luftabscheidung (DAC - Direct Air Capture) stammt. Darüber hinaus wird angenommen, dass an den Standorten Inselsysteme installiert sind – dass also die Elektrolyseure den Strom nicht aus dem öffentlichen Stromnetz beziehen.

Eine Zusammenstellung des Kriterienkataloges zur Flächenidentifizierung sowie Annahmen zur Ermittlung des energiewirtschafltichen Erzeugungspotenzials für das Szenariojahr 2050 sind dem Anhang (Tabelle A1 bis A3) zu entnehmen.

1.3 Zentrale Ergebnisse

1.3.1 Globale Flächenpotenziale

Die identifizierten Potenzialflächen lassen sich anhand der unterstellten Wasserbezugsquelle und der erneuerbaren Ressource in sechs Kategorien einteilen. Unterschieden wird zwischen Standorten entlang von Küsten- oder Binnengewässern sowie reinen Wind- oder PV-Standorten und sogenannten Hybridstandorten (Kombination aus Wind und PV).

Die prozentuale Verteilung des globalen Potenziales nach Kontinenten und Gesamtfläche der PtX-Vorzugsregionen ist in Abbildung 2 dargestellt: Da für die Elektrolyse Süßwasser benötigt wird, sind Binnengewässer vielfach sehr attraktive Standorte für PtX – vorausgesetzt, sie bieten gute Bedingungen für Windenergie und/oder Photovoltaik und weisen keinen Wasserstress-Indikator auf. Am größten sind die Potenziale an Binnengewässern in den USA, Argentinien und Australien. Weltweit gesehen entfallen unter den zugrunde gelegten Rahmenbedingungen insgesamt über siebzig Prozent der PtX-Potenziale auf Standorte an Binnengewässern.

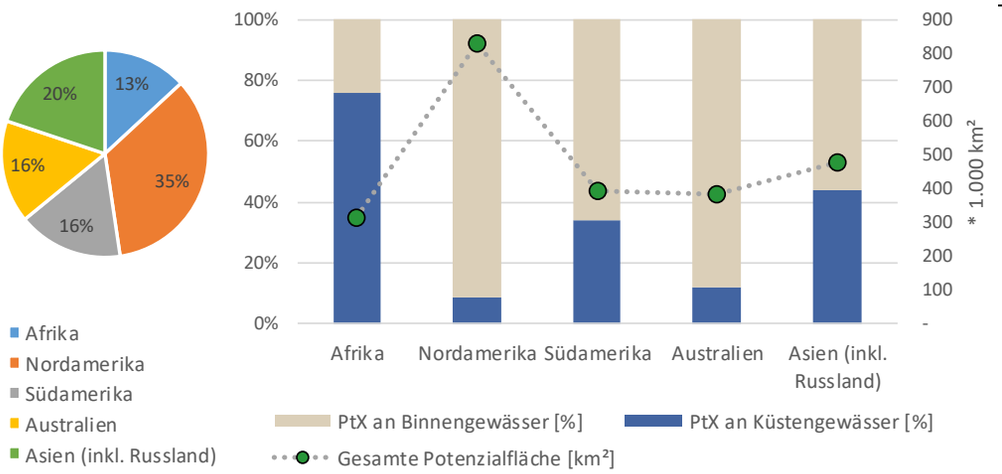

Abbildung 2: Prozentuale Verteilung und Gesamtfläche der PtX-Vorzugsregionen

Quelle: Eigene Darstellung

Ergänzend zur Wasserbezugsquelle ist in Abbildung 3 die Verteilung der PtX-Vorzugsregionen in Bezug auf die vorherrschenden Erneuerbaren Energien (EE)-Ressourcen dargestellt. Die größten Anteile reiner PV-Standorte sind in Nordamerika und Australien zu finden. Die größten Anteile an Wind-Standorten zeigen sich in Asien (hauptsächlich in Russland). Der afrikanische Kontinent ist geprägt von Hybrid- (2/3) und PV-Standorten (1/3). Reine Wind-Standorte sind dort nur vereinzelt zu identifizieren, gleiches gilt für Australien.

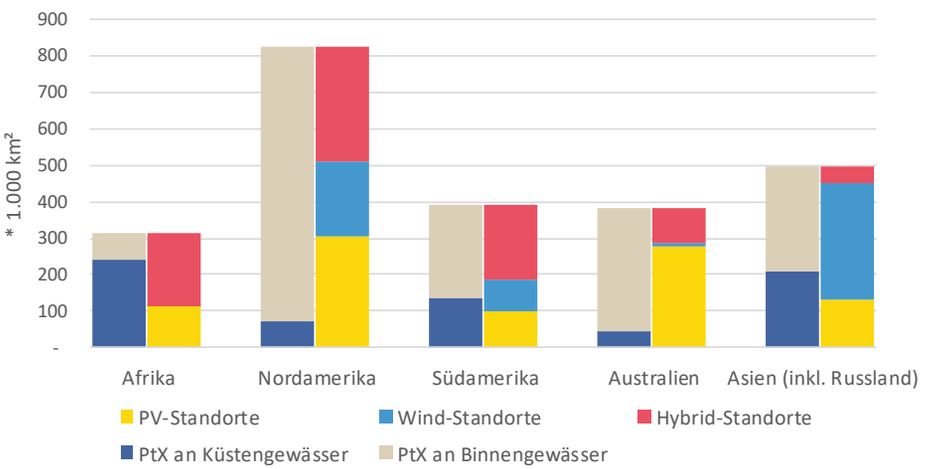

Abbildung 3: Verteilung der PtX-Vorzugsregionen nach Erneuerbarer Energien Ressource und Wasserbezugsquelle

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 4 zeigt **80% der global identifizierten PtX-Flächenpotenziale, die sich insgesamt auf 10 Länder verteilen**. Die größten PtX-Potenziale zeigen sich in den Vereinigten Staaten, gefolgt von Australien, Argentinien und Russland. Insbesondere die Vereinigten Staaten und Australien weisen auch in der sozioökonomischen Analyse ein hohes Potenzial auf und liegen im oberen Drittel des Länderrankings. Weitere Länder mit hohem sozioökonomischen Potenzial und großer Potenzialflächen sind Kanada und Chile. Auch Länder des afrikanischen Kontinents (Ägypten, Libyen) weisen hohe PtX-Flächenpotenziale auf, hier zeigt sich allerdings ein deutlich geringeres sozioökonomisches Potenzial.

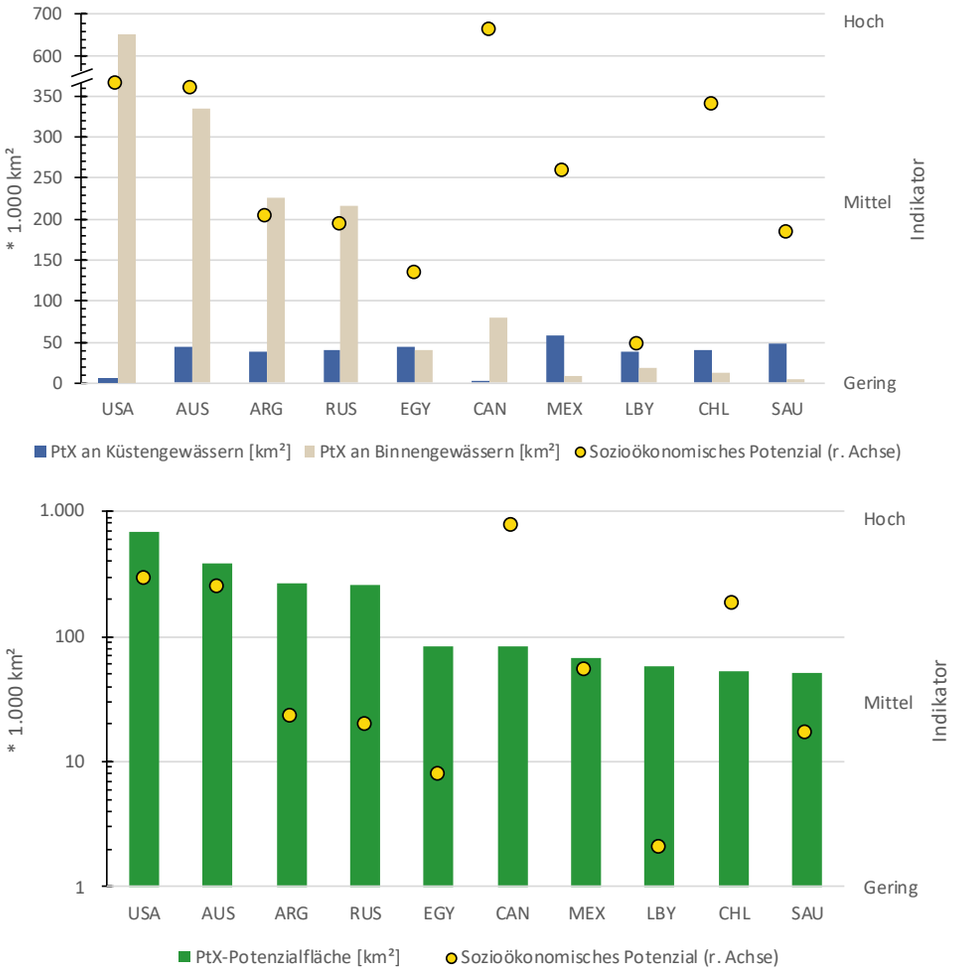

Abbildung 4: Länderübersicht mit den zehn größten PtX-Flächenpotenzialen – getrennt nach Wasserverfügbarkeit (oben: unterbrochene Y-Achse) und aggregiert (unten: logarithmische Y-Achse)

Quelle: Eigene Darstellung

1.3.2 Globale Energieerzeugungspotenziale

Unter diesen Prämissen kommt der Atlas zu dem Ergebnis, dass außerhalb Europas langfristig insgesamt etwa 109.000 Terawattstunden flüssigen grünen Wasserstoff oder 85.000 bis 88.000 Terawattstunden klimaneutrale synthetische Kraft- und Brennstoffe (Power-to-Liquids, kurz PtL) pro Jahr produziert werden könnten (siehe Abbildung 5). Die Mengen resultieren unter der Annahme, dass das gesamte PtX-Flächenpotenzial für die jeweilige Kraftstoffvariante genutzt wird. In der Realität wird es einen bedarfsabhängigen Mix verschiedener Kraftstoffe geben. Die Wahl einer Hochtemperatur SOEC-Elektrolyse ermöglicht in alle Kraftstoffvarianten aufgrund besserer Effizienzen höhere Erzeugungsmengen. Allerdings fallen die Vorteile mit 1-3 % relativ gering aus und sind unter dem Gesichtspunkt des geringeren Technologie-Reifegrades der SOEC Elektrolyse zu bewerten.

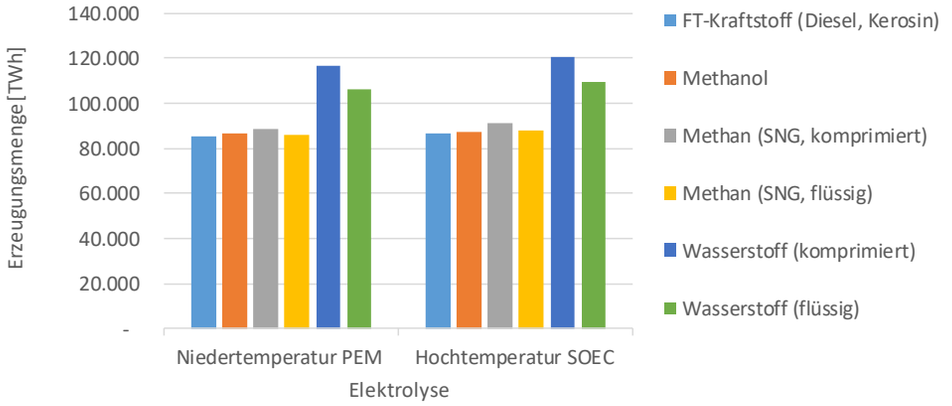

Abbildung 5: Globale PtX-Erzeugungspotenziale unter Berücksichtigung verschiedener PtX-Kraftstoffvarianten

Quelle: Eigene Darstellung

Dieses ermittelte Gesamtpotenzial lässt sich realistischer Weise jedoch nur zum Teil erschließen – unter anderem, weil mancherorts keine ausreichende Investitionssicherheit gegeben ist, oder weil es an nötiger Infrastruktur fehlt. Berücksichtigt man solche Faktoren durch sozioökonomische Indikatoren (mittel bis sehr hoch, siehe Abbildung 6), liegt das langfristig umsetzbare Potenzial aber immer noch bei jährlich 69.000 Terawattstunden Wasserstoff oder 57.000 Terawattstunden PtL. Zum Vergleich: Die globale Erdgas-Förderung betrug 2019 insgesamt 45.380 Terawattstunden, beim Erdöl waren es 53.610 Terawattstunden (in Summe also ca. 100.000 TWh).

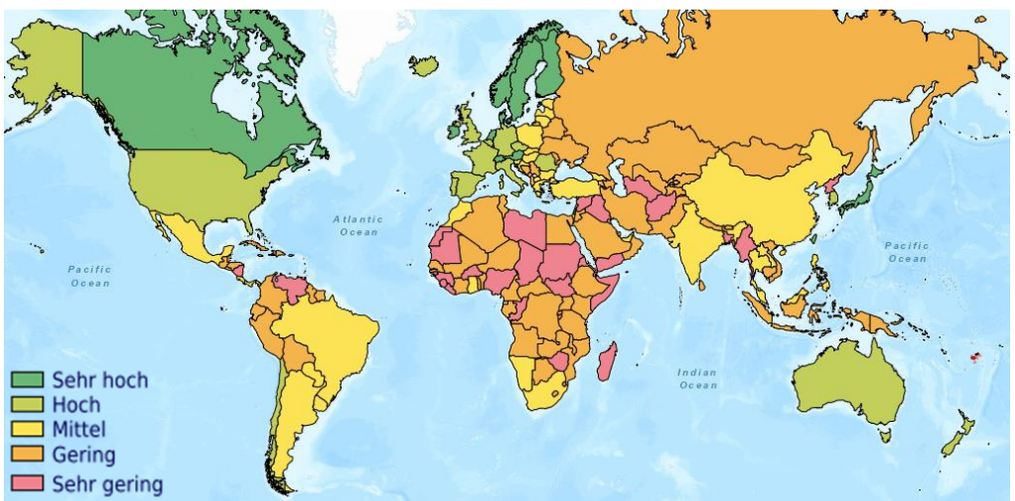

Abbildung 6: Sozioökonomisches Potenzial als Indikator zum Aufbau einer PtX-Infrastruktur

Quelle: Ausschnitt aus dem PtX-Atlas des Fraunhofer IEE

Rechnet man die zur Verfügung stehenden Mengen nach dem Anteil an den globalen Treibhausgasemissionen auf Deutschland oder den Anteil an der Weltbevölkerung in 2018 herunter, stünden für die Bundesrepublik theoretisch 1.140 bzw. 778 Terawattstunden Wasserstoff oder 940 bzw. 643 Terawattstunden PtL zur Verfügung.
In Effizienz-Szenarien welche auch Biomasse energetisch einsetzen („Barometer der Energiewende" des Fraunhofer IEE oder „Klimaneutrales Deutschland" der Agora Energiewende) liegt der PtX-Importbedarf bei ca. 500 TWh (inkl. intern. Verkehr, Anteil der deutschen Wirtschaft am globalen Schiffsverkehr und stofflicher Nutzung). Ohne Biomassenutzung kann der Bedarf höher ausfallen und in Suffizienz-Szenarien niedriger.
Für alle betrachteten Erzeugungsländer gilt, dass die maximal mögliche Ausbaudynamik der erneuerbaren Energien von heute bis 2050 der wesentliche limitierende Faktor ist. Die Nutzung des Wind- oder Solarstroms für PtX steht oftmals in Konkurrenz zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung vor Ort. Denn mit dem vorzeitigen Abschalten von Kohlekraftwerken in den betreffenen Ländern lassen sich die CO_2-Emissionen deutlich stärker reduzieren als mit der Produktion von PtX-Energieträgern und der anschließenden Substitution fossiler Energien.

Zusammengefasst bedeutet das: **Bei deutlicher Steigerung der Energieeffizienz und der direkten Stromnutzung, reichen die ermittelten Potenziale aus, um den verbleibenden Bedarf an grünem Wasserstoff sowie klimaneutralen Brenn- und Kraftstoffen zu decken** – in Deutschland wie weltweit.

1.3.3 Kosten der Standorte im Szenariojahr 2050

Eine Verteilung der Erzeugungskosten von Flüssigwasserstoff in Bezug auf die Erzeugungsmengen ist in Abbildung 7 zusehen. Dargestellt sind die Kosten und die kumulierte Erzeugungsmenge für global untersuchte Küstenstandorte bei Einsatz einer Niedertemperatur PEM Elektrolyse.

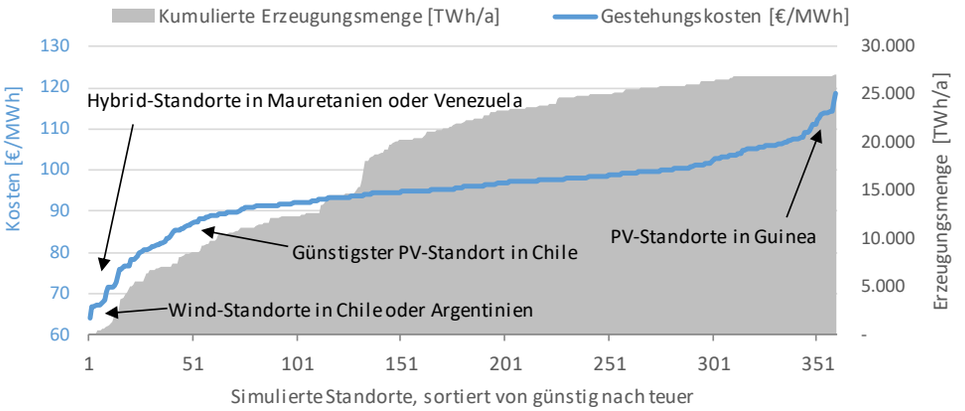

Abbildung 7: Erzeugungskosten und kumulierte Erzeugungsmenge global untersuchter Küstenstandorte zur Herstellung von flüssigem Wasserstoff unter Verwendung einer Niedertemperatur PEM Elektrolyse in 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Generell gilt: Die niedrigsten Kosten weisen Standorte auf, an denen sehr gute Windenergie-Bedingungen – auch in Verbindung mit Photovoltaik – herrschen. Allerdings sind deren Erzeugungsmengen begrenzt. Der PtX-Marktpreis wird daher vor allem von Standorten bestimmt, die für die Windenergie nicht optimal sind, sich dafür aber auch für die Photovoltaik eignen (Hybridstandorte). Die niedrigsten H2-Gestehungskosten in Ländern mit relevanten Erzeugungskapazitäten sind an Wind-Standorten in Chile und Argentinien zu finden (siehe auch Abbildung 9). Es folgen Hybrid-Standorte in Venezuela oder Mauretanien.

Auch Standorte mit guten Bedingungen ausschließlich für die Photovoltaik haben signifikanten Einfluss auf die Marktpreise. Hier sind die Erzeugungskosten allerdings höher (siehe Abbildung 8). Deshalb kann das wirtschaftliche Potenzial dieser Standorte je nach Nachfrage auch geringer ausfallen.

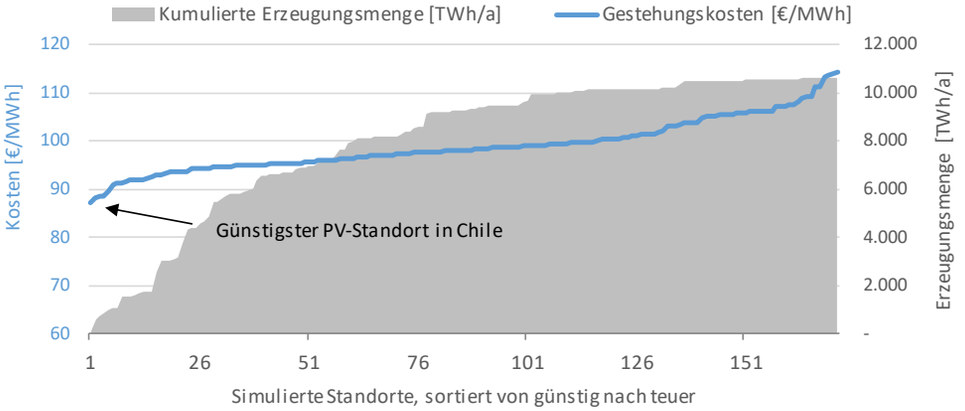

Abbildung 8: Erzeugungskosten und –Mengen reiner PV-Standorte an Küsten zur Herstellung von flüssigem Wasserstoff unter Verwendung einer Niedertemperatur PEM Elektrolyse in 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Ein ähnliches Bild zeigt sich bei der Betrachtung der PtL-Kraftstoffe. Auch hier weisen die Wind-Standorte in Südamerika die Kostenuntergrenze auf (siehe Abbildung 9). Ebenfalls präsentiert sich bei der isolierten Betrachtung von reinen PV-Standorten Chile als günstigster PV-Standort. Allerdings zeigt sich im Gegensatz zur Flüssigwasserstoff-Variante ein deutlich größerer Abstand zwischen den sehr günstigen Wind-Standorten und dem günstigsten PV-Standort.

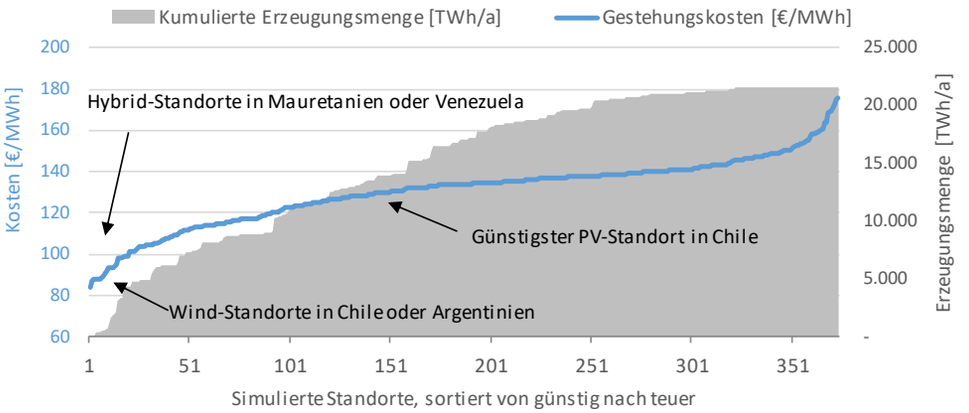

Abbildung 9: Erzeugungskosten und kumulierte Erzeugungsmenge global untersuchter Küstenstandorte zur Herstellung von FT-Kraftstoffen unter Verwendung einer Hochtemperatur SOEC Elektrolyse in 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Berücksichtigt man allerdings zusätzlich die Transportkosten nach Europa, fällt das Bild zumindest beim Wasserstoff an vielen Standorten anders aus. Denn dessen Transport per Schiff ist energieaufwändig und damit teuer, was die Vorteile mancher Regionen bei den Gestehungskosten wieder zunichtemacht.

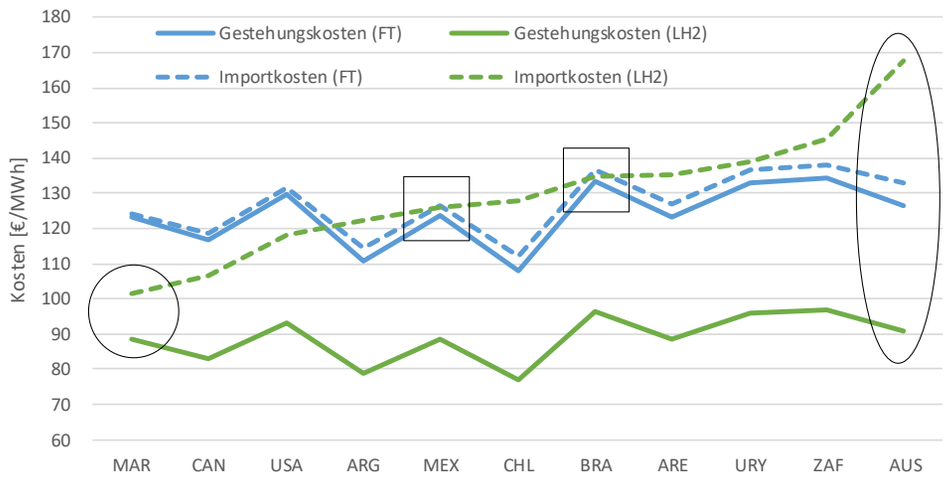

Abbildung 10: Mittlere Gestehungskosten und Importkosten (Transport nach Deutschland) für FT-Kraftstoffe und flüssigen Wasserstoff (LH_2) – Sortiert nach Importkosten LH_2 in 2050

Quelle: Eigene Darstellung

In Australien zum Beispiel (Abbildung 10, Ellipse) lässt sich grüner Wasserstoff kostengünstig produzieren – die weite Transportdistanz macht diesen Standort aber mit Blick auf die Gesamtkosten für europäische Importeure zu einem der teuersten weltweit. Umgekehrt gehört das relativ nah gelegene Marokko (Kreis) trotz teurerer Produktion zu den Regionen mit den geringsten Kosten, wenn man den Transport einrechnet. In Ländern wie Brasilien oder Mexiko (Rechtecke) **relativieren sich die Kostenvorteile der Wasserstofferzeugung aufgrund der anfallenden Transportkosten** und führen zu nahezu identischen Importkosten von Wasserstoff und PtL.

Der Atlas zeigt auch, dass es oftmals kostengünstiger ist, die relativ einfach zu transportierenden PtL-Energieträger dort zu produzieren, wo auch der grüne Wasserstoff erzeugt

wird. Das nötige CO_2 lässt sich mittels Luftabscheidung (Direct Air Capture) direkt an diesen Standorten gewinnen. Dies trifft insbesondere für Länder aus Südamerika oder Australien zu.

1.4 Ergebnisse für einzelne Energieträger

1.4.1 Wasserstoff

Um Wasserstoff per Schiff nach Deutschland befördern zu können, muss er verflüssigt werden. Dafür ist viel Energie notwendig, was wiederum erhebliche Kosten verursacht. Dazu kommen die unterwegs unweigerlich auftretenden Verdampfungsverluste. Daher ist es wirtschaftlich nicht sinnvoll, aus weit entfernten Ländern wie Australien Wasserstoff zu importieren. Die mittleren Gestehungskosten von Flüssigwasserstoff in 2050 liegen je nach Land zwischen 64 und 153 Euro pro Megawattstunde. Rechnet man die Transportkosten z.B. von Argentinien hinzu, ergeben sich Importkosten von 112 Euro pro Megawattstunde. Die Preisuntergrenze für den Import von flüssigem Wasserstoff nach Deutschland liegt bei 82 Euro pro Megawattstunde aus Mauretanien.

Anders sieht es bei näher gelegenen Standorten etwa in Nordafrika aus (siehe Abbildung 11): Von hier aus könnte Wasserstoff relativ kostengünstig per Pipeline nach Europa gebracht werden. In den politisch recht stabilen Ländern Marokko und Tunesien lassen sich allerdings lediglich 814 Terawattstunden Wasserstoff produzieren. Mit 8.638 Terawattstunden ist das Potenzial in Ägypten, Libyen und Algerien weitaus größer. Jedoch sind die soziökonomischen Bedingungen hier deutlich schlechter.

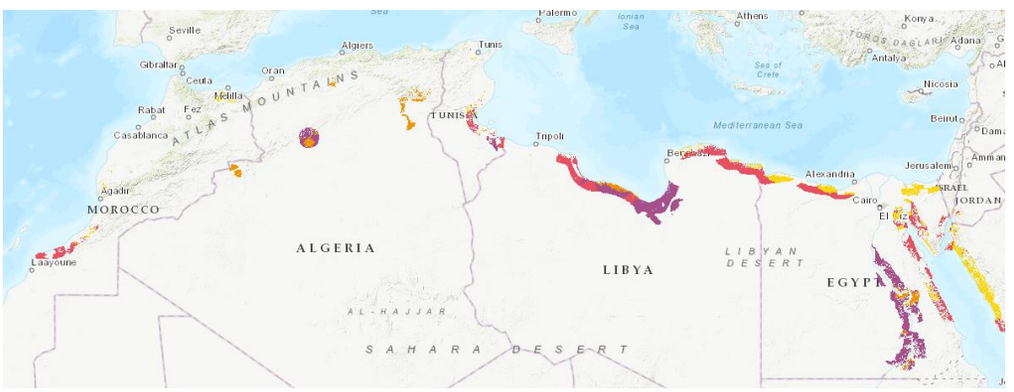

Abbildung 11: PtX-Potenzialflächen in Nordafrika

Quelle: Ausschnitt aus dem PtX-Atlas des Fraunhofer IEE; Kartenhintergrund: ©Esri HERE, Garmin

1.4.2 Synthetisches Erdgas (SNG)

Für SNG gilt analog zum Wasserstoff: Für den Transport per Schiff ist eine energieaufwändige Verflüssigung notwendig. Das Potenzial für Importe per Pipeline wiederum ist begrenzt. Die mittleren Gestehungskosten von verflüssigtem SNG in 2050 liegen zwischen 87 und 195 Euro pro Megawattstunde – und damit auf ähnlichem Niveau wie die von Fischer-Tropsch-(FT)-Kraftstoffen und Methanol. Allerdingt ist der Schiffstransport etwas teurer.

1.4.3 PtL-Energieträger

PtL-Energieträger wie Fischer-Tropsch-Kraftstoffe und Methanol lassen sich zu mittleren Kosten zwischen 86 und 190 Euro pro Megawattstunde in 2050 produzieren. Am günstigsten sind dabei Standorte mit sehr guten Windbedingungen. Doch auch Regionen mit sehr hoher Sonneneinstrahlung, etwa in Chile, können attraktiv sein, selbst wenn die

Windenergie dort kaum eine Rolle spielt. An diesen Standorten beträgt die Kostenuntergrenze 112 Euro pro Megawattstunde für PtL (oder auch für flüssiges SNG).

Generell unterscheiden sich die Importkosten der untersuchten Kohlenwasserstoffe nur geringfügig, die FT-Kraftstoffe erweisen sich aber aufgrund der guten chemischen Eigenschaften (hohe Energiedichte, flüssig bei Normalbedingungen) als die günstigste Option. Für PtL ergeben sich Transportkosten von mindestens 4 Euro pro Megawattstunde aus Chile. Methanol hat nur ca. die Hälfte der Energiedichte von Diesel oder Kerosin. Das bedeutet für den Transport der gleichen Energiemenge benötigt man bei Methanol die doppelte Anzahl an Schiffen.

2 Schlussfolgerungen 2050

2.1 Robustheit der inländischen Nachfrage

In Hinblick auf robuste Szenarien sollte die Steigerung der Energieeffizienz in allen Energiesektoren und die direkte Stromnutzung in Endanwendungen stets Priorität haben – Wasserstoff und PtL sollten dazu eine Ergänzung sein.

Dies ist z.B. auch in der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung verankert: „In den Bereichen, in denen Strom aus erneuerbaren Energien nicht direkt eingesetzt werden kann, öffnen grüner Wasserstoff und seine Folgeprodukte (Power-to-X) neue Dekarbonisierungspfade". „Die wasserstoff- und PtX-basierte Mobilität ist für solche Anwendungen eine Alternative, bei denen der direkte Einsatz von Elektrizität nicht sinnvoll oder technisch nicht machbar ist".

Die Bedeutung von Effizienz und direkter Nutzung von EE-Strom für den notwendigen Energieeinsatz zeigt folgendes Schaubild in Abbildung 12:

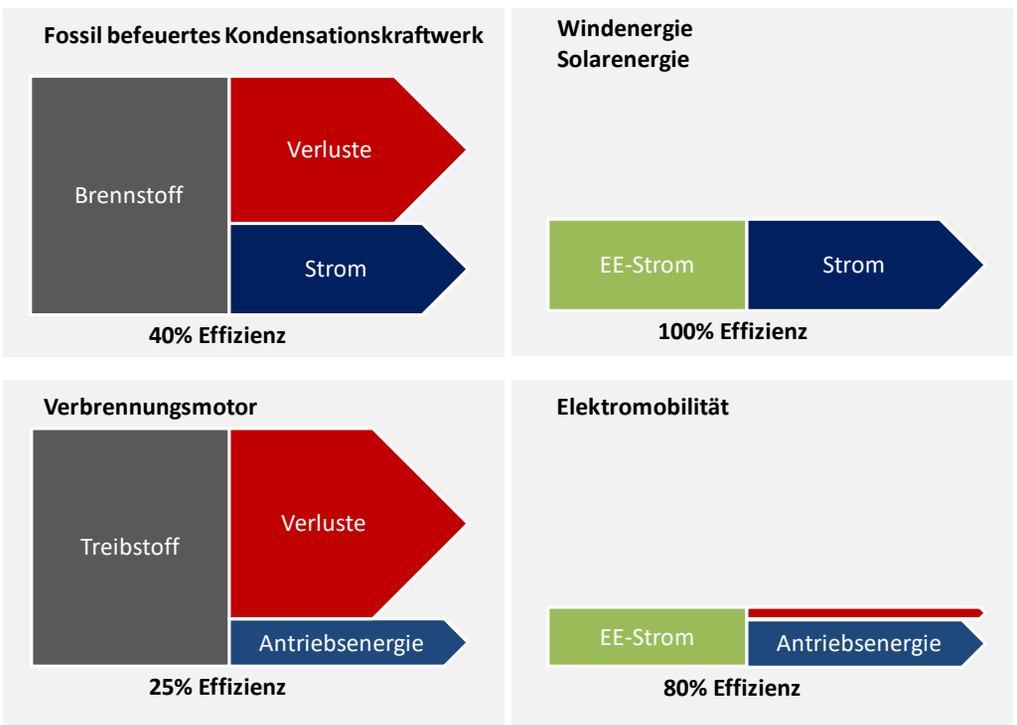

Abbildung 12: Effizienzhebel EE-Strom + E-Mobilität

Quelle: IEE 2015 - im BMWi Weißbuch Strommarkt

In Abblidung 13 ist zusätzlich die Effizienz der Antriebe im Straßenverkehr bezogen auf die notwendige Stromerzeugung – also inkl. der Verluste für die Energiebereitstellung – im Vergleich dargestellt. Dadurch wird die hohe Effizienz der Elektromobilität noch einmal deutlicher. Schon Wasserstoff-Brennstoffzellen würden einen doppelt so hohen EE-Strombedarf aufweisen. Power-to-Liquid für Verbrennungsmotoren (z.B. Methanol für Benzin) einen um den Faktor 5 höheren Bedarf. Der Fischer-Tropsch-Prozess ermöglicht die Erzeugung von Kerosin für den Flugverkehr und damit eine Nachfrage, welche nicht alternativ mit Elektromobilität substituiert werden kann.

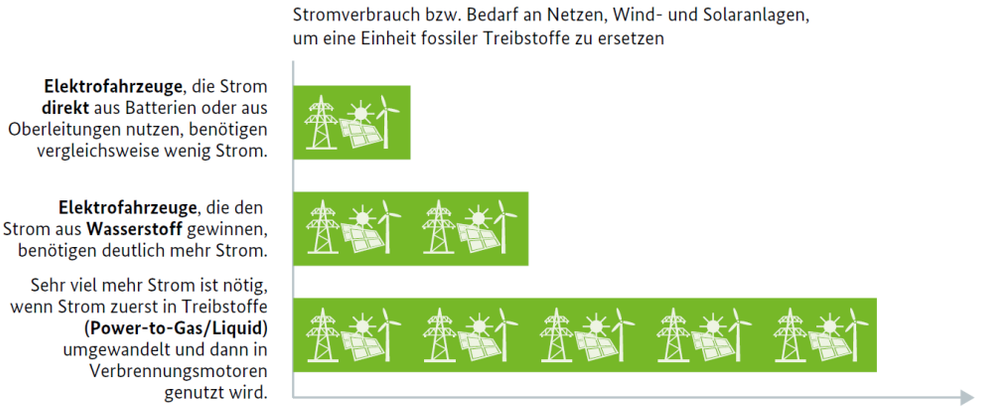

Abbildung 13: Effizienzvergleich Mobilität

Quelle: BMWi 2017 Ergebnispapier STROM 2030 Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre

2.2 Robustheit des Import-Angebotes

Besonders groß ist das Exportpotenzial in Ländern wie Australien und den USA – sie bieten sehr gute räumliche und meteorologische Bedingungen, um große Mengen an PtX-Energieträgern produzieren zu können. Zudem sind sie politisch stabil und bieten einen verlässlichen Investitionsrahmen. Aus **Australien** könnten in erster Linie PtL nach Europa gelangen. Denn wegen der großen Distanzen ist es unwirtschaftlich, von dort grünen Wasserstoff nach Europa zu transportieren. Anderseits **steht der Asiatische Raum als Nachfrager von Wasserstoff im Wettbewerb**. Für die **USA ist es allerdings noch offen, welcher Anteil der Erzeugungsmengen für die Ausfuhr zur Verfügung steht. Denn schließlich werden die klimaneutralen Kraft- und Brennstoffe auch im Inland nachgefragt** werden.

Auch näher an Europa gelegene Staaten wie **Ägypten oder Libyen** wären prinzipiell in der Lage, große PtX-Volumina zu liefern – einschließlich grünem Wasserstoff, da die Transportstrecken vergleichsweise kurz sind, so dass auch eine **Belieferung per Pipeline** möglich ist. In diesen Ländern sind die **sozioökonomischen Bedingungen jedoch schlechter**. Die Investitionsrisiken sind daher höher, was auch die Finanzierungskosten steigen lässt. Das verringert die Wahrscheinlichkeit, dass dort PtX-Projekte in großem Umfang realisiert werden.

Auch in PtX-Exportregionen steht die Nutzung von EE-Strom für PtX im Wettbewerb zu der Dekarbonisierung der Stromerzeugung vor Ort, z.B. dem frühzeitigen Abschalten von Kohlekraftwerken welches eine viel höhere CO_2-Einsparung bedeutet. So ist das weltweite EE-Potenzial zwar sehr groß und umfasst weitere lastnähere Standorte in den einzelnen Ländern, eine Realisierung erfolgte allerdings nur in wenigen Regionen. **Der limitierende Faktor ist somit nicht die Flächenverfügbarkeit, sondern vielmehr die maximal mögliche Ausbaudynamik bei den Erneuerbaren Energien.** Das wird deutlich, wenn man sieht wie gering bislang der globale Anteil der Stromerzeugung aus Windkraft und Solarenergie ist (Abbildung 14).

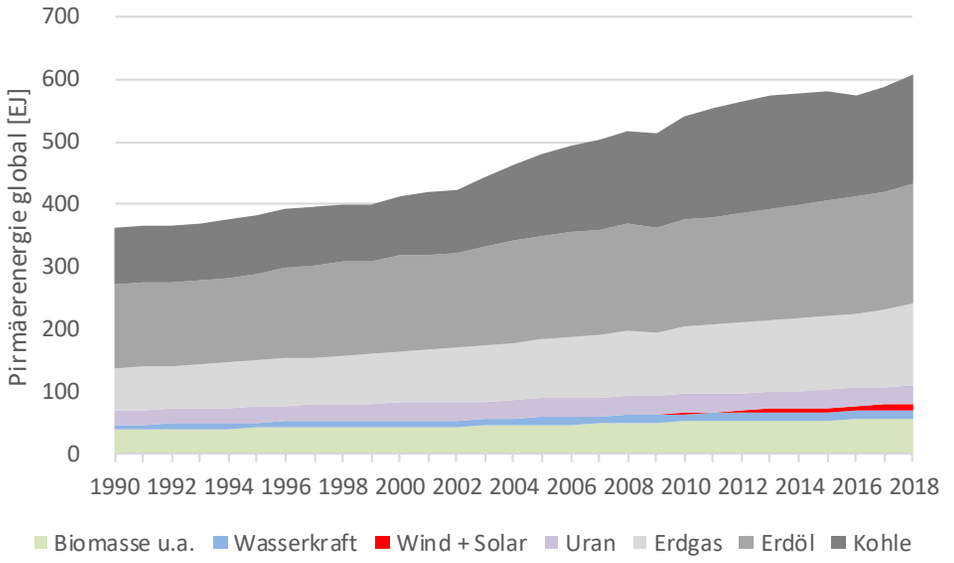

Abbildung 14: Globaler Primärenergieverbrauch

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis IEA

2.3 Langfriststrategie Europa

Über das Erschließen von Import-Optionen hinaus sollte Europa auch eine eigene Wasserstoff-Produktion aufbauen. Hier bestehen Offshore-Potenziale, welche aufgrund teilweise fehlender Netzanschlussmöglichkeiten frühzeitiger explizit für eine H_2-Erzeugung ausgebaut werden können. Diese können den gasförmigen Wasserstoff für Industrieverbraucher (z.B. Stahlindustrie) oder in der Energiewirtschaft für neue Gasturbinen effizient bereitstellen. **Hier ist eine höhere Wettbewerbsfähigkeit gegenüber PtX-Importpreisen gegeben**. **Da in Europa Wasserstoff per Pipeline transportiert werden kann, ist hier aus Effizienzgründen eine gasförmige Wasserstofferzeugung zu priorisieren und PtL eher außerhalb Europas zu beziehen.** Langfristig bietet dabei die Nutzung von gasförmigen Wasserstoff in Anwendungen die nicht elektrifizierbar sind Effizienzvorteile gegenüber der Erzeugung von PtG und PtL (Stahl- und Düngemittelherstellung, Gaskraftwerke und KWK sowie Heizwerte in der Industrie und Fernwärme. Der Wasserstoffbedarf 2050 in Deutschland wird auf folgender Grafik (Abbildung 15) eingeordnet.

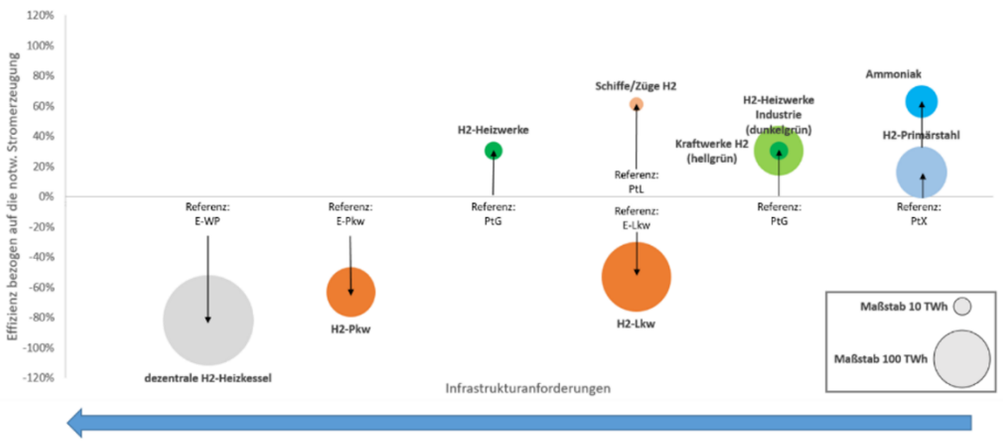

Abbildung 15: Bewertung der direkten Einsatzpotenziale von Wasserstoff nach Effizienz und Infrastrukturanforderung in 2050

Quelle: IEE 2020 - WASSERSTOFF IM ZUKÜNFTIGEN ENERGIESYSTEM: FOKUS GEBÄUDEWÄRME

3 Diskussion einer Priorisierung eines Einsatzes von PtX-Importen in 2030

3.1 EU-Klimazielverschärfung

Auch wenn der PtX-Atlas die Potenziale und Kosten des Jahres 2050 zeigt, stellt sich in der Diskussion der Ergebnisse die Frage, wie mittelfristig im Markthochlauf die möglichen aber begrenzten PtX-Importmengen im Jahre 2030 prioritär eingesetzt werden sollten. Dabei hat die Europäische Union im Rahmen des European Green Deal eine Klimazielverschärfung von bisher -40% (ggf. 1990) auf -55% beschlossen, wobei der Bereich zusätzlich LULUCF integriert wird. Effektiv wird deshalb von einer Klimazielverschärfung auf -52,5% ausgegangen. Da die Klimaziele im Bereich des transnationalen Emissionshandels ETS (Energiewirtschaft, Industrie) deutlich leichter zu erreichen sind als im dezentralen (Verkehr, Gebäude) nationalen Bereich des Lastenausgleichs ESR (Effort Sharing Regulation), ist von einer Einsparung nur im Bereich des ETS auszugehen. Die Ziele im ETS- und ERS-Bereich beziehen sich dabei auf das Jahr 2005.

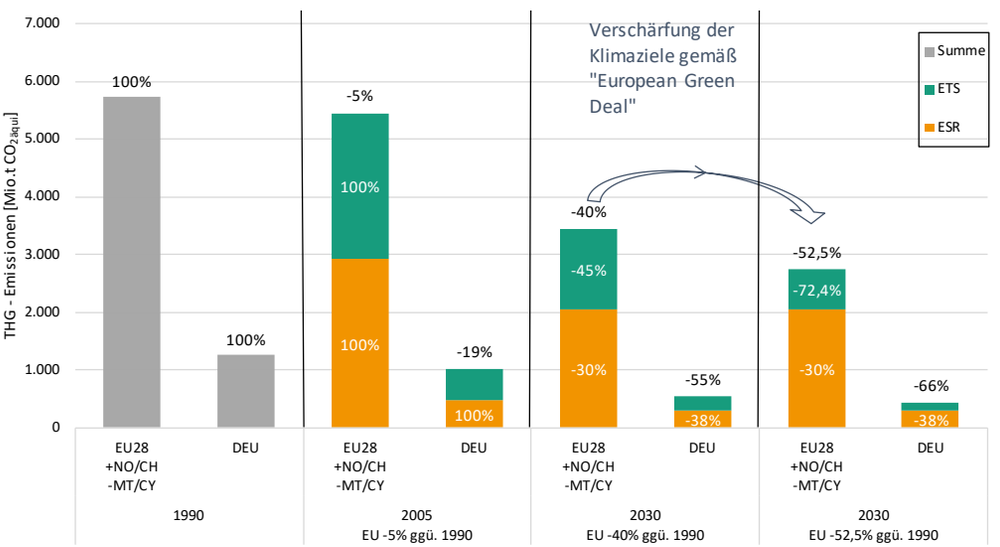

Abbildung 16: Klimaziele Europas und Deutschland (ohne internationalen Verkehr und LULUCF)

Quelle: Eigene Darstellung

Im Rahmen des Projektes DeV-KopSys wurden dabei mittels des Energiesystemmodell SCOPE-SD beide Szenarien gerechnet. Dabei sei angemerkt, dass das alte EU-Klimaziel indirekt aufgrund der Wirkung von Erneuerbare-Energien-Richtlinie und Energieeffizienz-Richtlinie effektiv bereits -45% betragen hat. Die Klimazielverschärfung wird dabei durch einen Ausstieg aus der Kohleverstromung[1] und einem stärkeren Ausbau Erneuerbarer Energien umgesetzt.

[1] Siehe auch IEE-Studie zum Kohleausstieg 2030: https://www.greenpeace.de/presse/presseerklaerungen/fraunhofer-studie-fuer-greenpeace-deutschland-kann-2030-frei-von-kohle

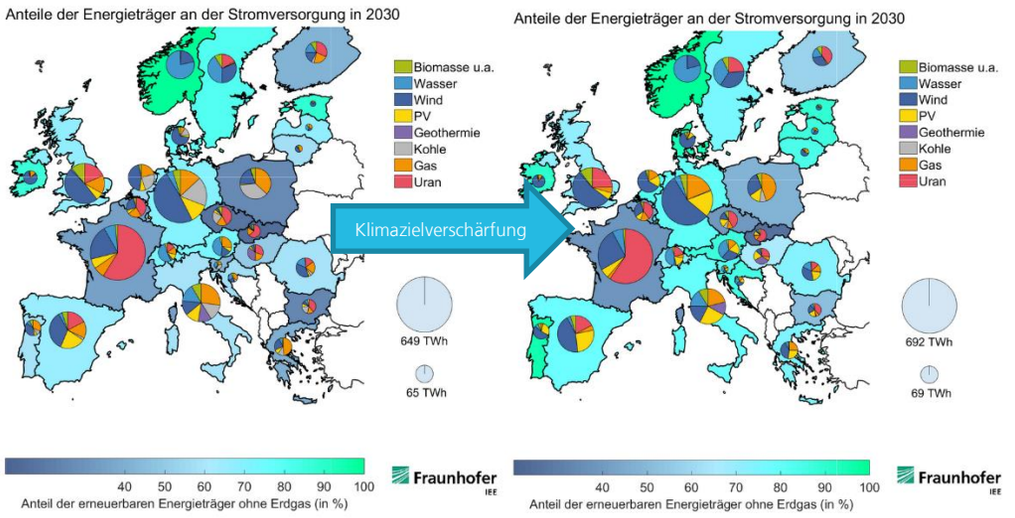

Abbildung 17: Stromerzeugungsbilanz Europas 2020 (-45% links / -52,5% rechts)

Quelle: Berechung mittels SCOPE-SD; eigene Darstellung

Um die Klimaziele zu erreichen, kann auch der begrenzte Anteil von PtX-Importen eine gewisse Rolle spielen. Während im Emissionssektor Verkehr im Nicht-ETS die Beimischung von z.B. Methanol zum Benzin diskutiert wird, können sich auch im ETS-Bereich vielfältige Anwendungen ergeben. Ein Vorschlag für die Reform des gesamten EU ETS wird im Sommer 2021 erwartet. Auch wenn der internationale Verkehr nicht Teil der Klimazieldefinition ist, müssen dessen Emissionen parallel zu den nationalen Emissionen reduziert werden. So zielt die EU auf eine Ausweitung des ETS auf den Seeverkehr (für Verbindungen innerhalb der EU), der bislang schon als Instrument für den innereuropäischen Flugverkehr dient. Einzubeziehende PtX-Anwendungen im ETS-Bereich sind:

- Der Einsatz von Wasserstoff in Stahlerzeugung, Raffinerien, neuen Gaskraftwerken
- Der Einsatz von PtL im internationalen Flugverkehr
- Der Einsatz von Ammoniak in Gaskraftwerken - als Ersatz der bestehenden Ammoniak-Produktion - oder im internationalen Seeverkehr

Da der Ausbau der Windenergie Onshore wegen verschiedener Hemmnisse derzeit zu gering ausfällt, wurde eine Sensitivität gerechnet, wie sich bei einem verschärften Klimaziel von -52,5% ein reduzierter Onshoreausbau auswirken würde. Für Deutschland bedeutet dies eine Reduktion auf 74,3 GW (wie im -45%-Szenario) statt 85,5 GW im Jahr 2030. Die Onshore-Stromerzeugung reduziert sich dadurch um 37 TWh, während die Stromerzeugung aus Erdgas-KWK um 15 TWh steigt und der Stromverbrauch in Power-to-Heat und Großwärmepumpen im ETS-Bereich Industrie und Fernwärme um 13 TWh sinkt. Andere Änderungen sind von geringer Bedeutung.

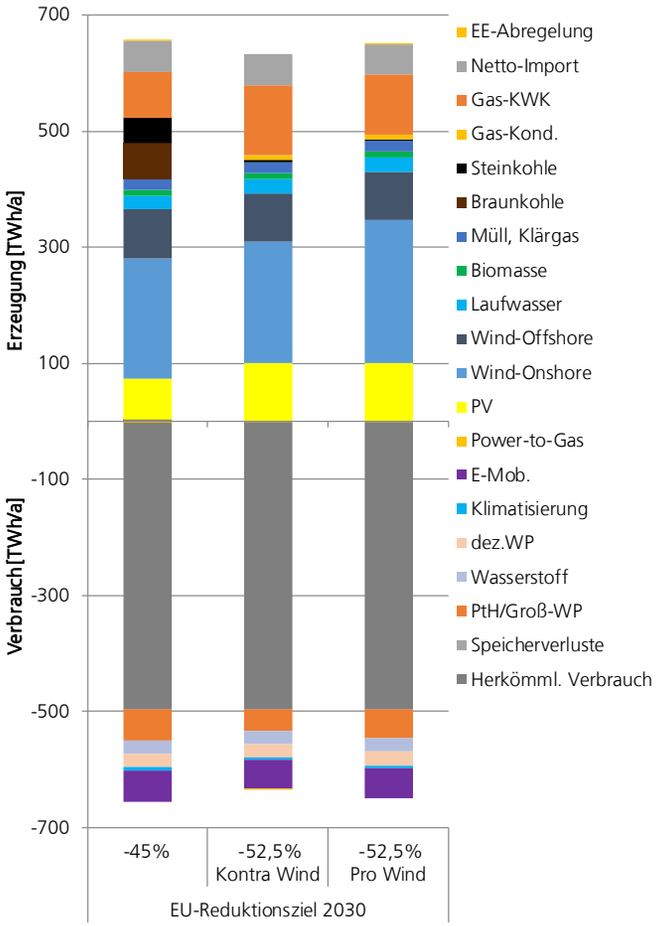

Abbildung 18: Strombilanz Deutschland 2030

Quelle: Berechung mittels SCOPE-SD; eigene Darstellung

Analog wurde auch in Europa als Sensitivität ein reduzierter Onshore-Ausbau unterstellt. In Summe ergibt sich eine Reduktion der Onshore-Stromerzeugung um 277 TWh und um 155 TWh höhere Erzeugung aus Gas-Kraftwerken (hauptsächlich KWK) und ein um 99 TWh geringer Stromverbrauch durch Power-to-Heat. Um das Klimaziel dennoch zu erreichen ergibt sich ein PtX-Importbedarf von 325 TWh im ETS-Bereich.

TWh/a		SUMME	Kraftwerke	Heizwerke
Gasverbrauch Energiewirtschaft	EU28	947	774	173
Gasverbrauch Industrie Dampf + Heiswasser	EU28	807	538	269
H_2 in Stahlerzeugung	EU28	45		
H_2 für Ammoniak *(nur für neue Anlagen)*	EU28	104		
H_2 in Raffinerien	EU28	115		
Kraftstoff - internat. Flugverkehr	EU28	686		
Kraftstoff - internat. Schiffsverkehr	EU28	582		
Gasverbrauch Energiewirtschaft	DEU	205	167	38
Gasverbrauch Industrie Dampf + Heiswasser	DEU	146	101	45
H_2 in Stahlerzeugung	DEU	15		
H_2 für Ammoniak *(nur für neue Anlagen)*	DEU	20		
H_2 in Raffinerien	DEU	14		
Kraftstoff - internat. Flugverkehr	DEU	128		
Kraftstoff - internat. Schiffsverkehr	DEU	38		

Tabelle 1: Anwendungen für PtX in 2030 im ETS und internationalen Verkehr im Szenario -52,5% Kontra Wind

Quelle: Eigene Bereichnung, [Agora 2021], [CE Delft 2016], [FfE 2017]

3.2 Diskussion – Wasserstoff und Nutzung von Power-to-Ammonia in 2030

Der Atlas beinhaltet für das Jahr 2050 die Brennstoffe H_2, PtL, SNG und Methanol. Neben dem langfristigen Ersatz der europäischen Ammoniak-Herstellung durch Importe kann Ammoniak aber 2030 einen zusätzlichen Beitrag leisten.

Grundsätzlich weist die direkte Wasserstoffnutzung in **neuen Gaskraftwerken** gegenüber dem verlustbehafteten Synthetisieren von grünem Wasserstoff zu SNG für die Nutzung in konventionellen Gaskraftwerken je nach Transportverlusten Effizienzvorteile von ca. 30 % bezogen auf die EE-Stromerzeugung auf. Standortspezifisch kann dabei eine frühzeitige Verfügbarkeit eines H_2-Netzes diese Technologie ermöglichen. Im Szenario der Europäischen Fernleitungsgasnetzbetreiber wird dabei bis 2030 ein H_2-Netz von 6800 km meist aus bestehenden Erdgasleitungen mit Fokus auf Niederlande, Belgien, Nord-West-Deutschland und Nord-Frankreich angestebt (**European Hydrogen Backbone**)[2] In der Anlagenklasse unter 100 MW sind bereits heute Gasturbinen von einigen Herstellern für den Einsatz von reinem Wasserstoff als Brennstoff erhältlich, der Einsatz ist noch auf Spezialfälle der Industrie beschränkt. Ins Gasnetz sind Beimischungen von Wasserstoff zu Methan bis zu einem gewissen Prozentsatz möglich. Es existiert eine Selbstverpflichtung aller europäischen Turbinenhersteller, 2020 eine Verträglichkeit von 20 Vol.-% Wasserstoff für Neuanlagen und bis 2030 auch für 100 % Wasserstoff zu ermöglichen. Für neue Gasturbinen in der Fernwärme der Stadt Leipzig ist wenige Jahre nach Inbetriebnahme in 2022 ein Betrieb mit 30 bis 50 Vol.-% vorgesehen[3]. Andererseits entspricht ein H_2-Anteil von 20 Vol.-% nur einem heizwertbezogenen Energieanteil von ca. 7 %. Eine Steigerung auf 100 % H_2 ist möglich, bedingt aber einen Austausch der Brennkammer in der Gasturbine und damit Kosten für den Retrofit.

Für **bestehende Gasturbinen** bestehen deutliche Restriktionen bzgl. des H2-Anteils beim Betrieb. Je nach Gasturbinenhersteller bewegen sich die Grenzwerte für H2 für Bestandsanlagen im Bereich von 1-5 Vol.-%. Hier kann aber eine **Ammoniak-Beimischung am fossilem Erdgas von bis zu 20 % (Heizwert)** eine Alternative sein[4] [5]. So soll dieser Wert in Japan bis 2030 erreicht werden[6]. Der Vorteil liegt im gegenüber der Methanisierung höheren Wirkungsgrad des Haber-Bosch-Verfahrens und den niedrigeren Kosten. Insbesondere die leichtere Verfügbarkeit von Stickstoff aus der Luft statt die Nutzung von CO_2 aus Biomasse oder aus aufwändiger Luftabscheidung stellt einen hohen Vorteil dar. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass in in Japan Gaskraftwerke oft an der Küste stehen. In Europa müssten hier zusätzliche Transportkosten in Anlehung an LPG-Tankwagen von 10,5 €/MWh berücksichtigt werden[7]

[2] https://oge.net/de/pressemitteilungen/2020/fernleitungsnetzbetreiber-stellen-plan-fuer-europaeischen-wasserstoff-backbone-vor

[3] https://press.siemens-energy.com/global/de/pressemitteilung/gasturbinen-von-siemens-energy-ermoeglichen-klimaneutrale-energieversorgung-der

[4] Shintaro Ito et al. 2018: Performance of Ammonia-Natural Gas Co-Fired Gas Turbine for Power Generation https://nh3fuelassociation.org/wp-content/uploads/2018/12/1545-Performance-of-Ammonia%E2%80%93Natural-Gas-for-Power-Generation-for-Power-Generation.pdf

[5] S. Kagan Ayaz 2018: Effect of ammonia fuel fraction on the exergetic performance of a gas turbine https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218301267

[6] Japans „grüne Wachstumsstrategie" von Dezember 2020: https://www.meti.go.jp/english/press/2020/1225_001.html

[7] https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201508ms.pdf

Ammoniak stellt bereits heute einen etablierten Markt basierend auf grauem Wasserstoff aus Dampfreformierung dar (Häfen und Spezialschiffe sind bereits vorhanden). In Schiffen wird Ammoniak drucklos bei -33°C transportiert (mit höherer Temperatur, einem besseren Wirkungsgrad und geringerem Boil-of-Effekt als bei LNG). Stationär wird Ammoniak dagegen in kleinen Drucktanks mit 9 bar bei 20°C gespeichert (ähnlich LPG). Ammoniak weist eine hohe volumetrische Energiedichte, aber auch eine Toxizität und korrosive Wirkung auf.

Uniper plant den Aufbau eines NH_3-Terminals sowohl für den Ammoniak -Direktvertrieb als auch für einen **Ammoniak-Cracker** für Wasserstoff mit Inbetriebnahme ab 2027 (3,8 Mio. m^3/a NH_3 entsprechen ca. 100 Schiffen pro Jahr) zur Einspeisung von 10 TWh/a (Heizwert) in das H_2-Netz[8] (European Hydrogen Backbone). Ammoniak-Cracker gibt es bisher nur in kleinem Maßstab. Sie weisen einen Wirkungsgrad von 80% auf, wobei der Wärmededarf von 500-600 °C auch über Stromheizer gedeckt werden kann und dadurch kein wertvoller Wasserstoff verbrannt werden muss. N_2 kann als Nebenprodukt auch in Europa verkauft werden und spart der Industrie Stromkosten für die Luftzerlegung. Neben Gasturbinen kann damit die Wasserstoffnachfrage in der **Stahlerzeugung** oder in **Raffinerien** gedeckt werden, insofern sie am H_2-Netz angeschlossen sind.

Für die **bestehenden Ammoniak-Herstellungsanlagen in Europa** kann grauer Wasserstoff nicht ohne weiteres durch grünen Wasserstoff ersetzt werden, da die Anlagen anders ausgelegt sind und das Koppelprodukt CO_2 für die Produktion von Harnstoff CH_4N_2O benötigt wird. Für neue europäsiche Investitionen wäre dagegen ein Bezug von grünem H_2 möglich. Alternativ kann die Herstellung in Europa durch Ammoniak-Importe verdrängt werden.

In der **Seeschifffart** kann Ammoniak zukünftig sowohl in Brennstoffzellen als auch in Motoren eingesetzt werden. Hier besteht aber noch Entwicklungsbedarf.

3.3 Schlussfolgerung - Effizienzvergleich PtX-Einsatz 2030

Für die unterstellte Technologieentwicklung bis 2030 werden folgende Synthesewirkungsgrade (bezogen auf den unteren Heizwert) ohne CO_2- bzw. N_2-Abscheidung unterstellt (für Kraftstoffe liegt der Synthese-Wirkungsgrad im Bereich der Methanisierung. Bei Luftabscheidung kann der höhere Kohlenstoffgehalt aber zusätzliche Energieaufwände bedeuten). Basierend auf einem Elektrolysewirkungsgrad von 67% ergeben sich folgende Effizienzen:

- Ammoniak: 58,3% abzgl. Schiffstransport (mit Haber-Bosch Wirkungsgrad: 87%)
- SNG/Methanol/PtL: 46,2% abzgl. Transport per Pipeline/Schiff (mit Methanisierung/Methanolsynthese/Fischer-Tropsch Wirkungsgrad: 69%)
- Flüssigwasserstoff: 50,2% abzgl. Schiffstransport (mit Wirkungsgrad der Verflüssigung: 75%)

Der Effizienzvorteil von Ammoniak gegenüber PtG/Methanol/PtL beträgt ca. 26%.

[8] https://www.uniper.energy/news/de/uniper-will-wilhelmshaven-zum-knotenpunkt-fuer-klimafreundlichen-wasserstoff-machen

Diskussion einer Priorisierung eines Einsatzes von PtX-Importen in 2030

➔ Wenn Ammoniak wieder zu H_2 in Europa umgewandelt wird, kann der H2-Import Vorteile aufweisen, falls die Infrastruktur (Schiffe/Häfen) vorhanden ist.

Für den Import flüssiger Energieträger (Szenario 2030) beispielhaft aus der MENA-Region (u. a. Ägypten, Libyen, Saudi-Arabien, Oman) ergeben sich für Deutschland folgende Kostenbandbreiten:

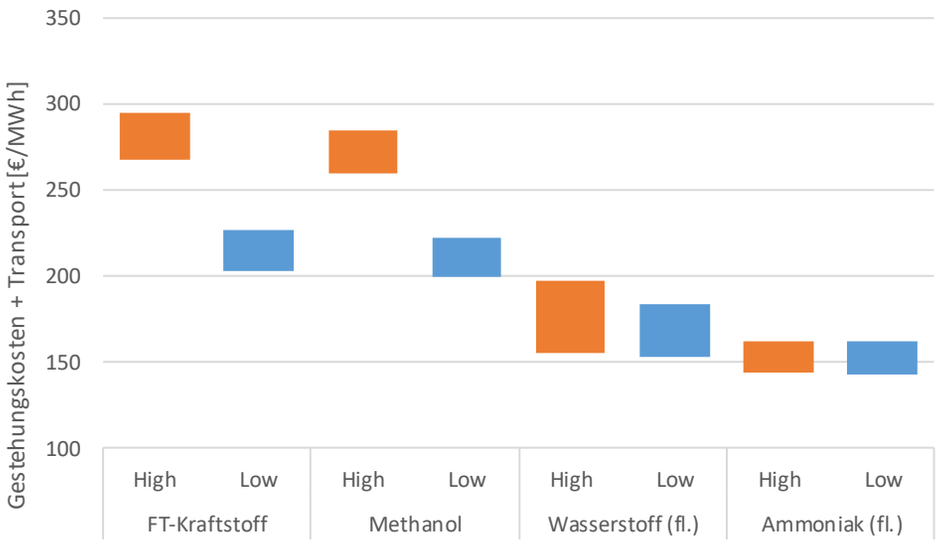

Abbildung 19: Importkosten flüssiger PtX-Produkte aus der MENA-Region nach Deutschland in 2030

Quelle: Eigene Darstellung

Daraus wird deutlich, dass Ammoniak sowohl hinsichtlich der Effizienz als auch hinsichtlich der Kosten Vorteile gegenüber dem Bezug von flüssigem Wasserstoff oder PtL außerhalb Europas aufweist.

Hinsichtlich der **Klimaschutzwirkung von PtX-Importen** in 2030 müssen die Emissionsfaktoren der substituierten Brennstoffe disktuiert werden. Verglichen werden soll hierbei Diesel/Kerosin/Benzin vs. Erdgas ←→ PtL/Methanol vs. Ammoniak/PtG:

- **Kraftstoffe** weisen einen direkten Emissionsfaktor von 266 gCO_2/kWh (Heizwert) auf bzw. **299 $gCO_{2äqu}$/kWh inkl. Vorketten** (welche sich aber durch den Einsatz von H_2 in Raffinerien verbessern)
- **Erdgas** weist einen direkten Emissionsfaktor von 201 gCO_2/kWh (Heizwert) auf. Bei Betrachtung der Vorketten ist die Bewertung des **Methanschlupf** entscheident. Bezogen auf 20 Jahre (GWP_{20}) liegt der Emissionsfaktor bei mindestens 247 $gCO_{2äqu}$/kWh. Bezogen auf 100 Jahre **GWP_{100}** (Vermeidung von Kippunkten im Klimasystem – 86-fache Anrechnung von Methan statt 34-fache) liegt der Emissionsfaktor aber bei **mindestens 283 $gCO_{2äqu}$/kWh**. Je nach Bilanzierung der unsicheren Datenlage der Emissionen in den Erdgasförderländern kann der Wert aber auch höher liegen.
- Da ein **Dampfreformer von Erdgas ca. 20% Verlust** aufweist, beträgt die CO_2-Einspeisparung bei **Ersatz der europäischen Ammoniakherstellung durch Importe mindestens 354 $gCO_{2äqu}$/kWh** (GWP_{100}).
- Im Falle des **Ammoniak-Crackers** um Wasserstoff für **Raffinierien oder Stahl** zu erzeugen wird der Verlust der Dampfrefomierung durch den Verlust der Ammoniak-Crackers kompensiert. Die Emissionseinsparung beträgt als **mindestens 283 $gCO_{2äqu}$/kWh**.

➔ Während für direkte Emissionen noch ein Vorteil von ca. 32% für eine Nutzung von EE-Strom als Kraftstoff spricht, beträgt dieser Emissions-Vorteil bei

Diskussion einer Priorisierung eines Einsatzes von PtX-Importen in 2030

Vorketten mit GWP_{20} noch 21% und bei GWP_{100} nur noch 6%. Wenn dagegen Ammonaik ersetzt wird, erreicht man sogar eine Emissionseinsparung von -18%.

➔ **Berücksichtigt man zusätzlich die Wirkungrade für die PtX-Erzeugung auf Basis von begrenztem EE-Strom in den Exportländern, führt der Effizienzvorteil von Ammoniak gegenüber PtG/Methanol/PtL von ca. 26% in allen Varianten zu Emissionseinsparungen.**

Für den mittelfristigen PtX-Einsatz bietet die Nutzung von europäischem gasförmigem Wasserstoff (mit Fokus auf Offshore-Strom ohne Netzanbindung und EE-Strom im Redispatch) in industriellen Verfahren (Stahl, Raffinierien) und neuen Gaskraftwerken (Fokus Industrie-Prozesswärme wenn diese an ein H_2-Netz angeschlossen werden können) eine hohe Nutzungseffizienz. Für PtX-Importe kann der Ersatz der europäischen Ammoniak-Produktion und die Nutzung von Ammoniak in bestehenden Gaskraftwerken den höchsten Vorteil bieten. Mittelfristig beitet Power-to-Ammonia verbunden mit einem Ammoniak-Crackers eine Alternative zur Verflüssigung von Wassestoff. Dies ist aber von Transportentfernungen und dem Aufbau einer Flüssigwasserstoff-Infratruktur abhängig. Für PtL garantiert die Nutzung im internationalen Verkehr im Gegensatz zur Nutzung im Pkw, dass keine Investitionsentscheidungen gefördert werden, die einer effizienteren E-Mobilitätslösung entgegenstehen. Dagegen kann im internationalen Seeverkehr Ammoniak in neuen Antrieben zukünftig auch direkt genutzt werden.

Anhang

Tabelle A1: Kriterienkatalog zur Flächenpotenzialanalyse

Schritt	Ausschlusskriterium	Argument	Verwendete Daten
1.1	Landnutzung	Waldflächen, Siedlungsflächen, Agrarflächen, Wasserflächen, Permanente Schnee- und Eisflächen, gemischte Flächen	(ESA, 2019)
1.2	Hangneigung	> 5 ° (im 1 km Raster)	(NASA, 2000)
1.3	Siedlungsgebiete	Bebaute Flächen inkl. 1 km Puffer	(ESA, 2019)
1.4	Bevölkerungsdichte	> 50 Einwohner/km²	(SEDAC, 2017)
1.5	Schutzgebiete	Natur- und Landschaftsschutz sowie potenziell kritische Lebensräume inkl. 1 km Puffer	(UNEP-WCMC, 2019 und UNEP-WCMC, 2017)
2a	Stromgestehungskosten Wind	> 4 ct/kWh	(GWA, 2020)
2b	Stromgestehungskosten PV	> 3 ct/kWh	(GSA, 2020)
3.1a	Distanz zu Häfen	> 500 km	(NGA, 2019)
3.1b	Distanz zu Pipelines	> 50 km	(EIA, 2019 und (HarvardCGA, 2020)
3.2	Distanz zu Städten	> 200 km	(Simplemaps, 2020)
3.3a	Distanz zur landeseigenen Küste	> 50 km	(GADM, 2018 und FMI, 2019)
3.4a	Marine Schutzgebiete	Landesflächen entlang marinen Schutzgebieten inkl. 4 km Puffer	(UNEP-WCMC, 2019)
3.3b	Distanz zu Binnengewässern	> 50 km	(ESA, 2016)
3.4b	Wasserstress	> Gering	(WIR, 2019)

Tabelle A2: Technologieannahmen zur Simulation von PtX-Systemen für das Szenariojahr 2050

Technologie	Parameter	Wert	Einheit	Quelle
Meerwasserentsal-zung	Energiebedarf	4	kWh/m³	(WateReuse Association, 2011)
Elektrolyse-PEM	Wirkungsgrad	71	% (Gesamt)	(eigene Annahme nach Smolinka et al., 2018)
Elektrolyse-SOEC	Wirkungsgrad	88	% (elektrisch)	(Smolinka et al., 2018)
Elektrolyse-SOEC	Zzgl. Wärmebedarf	44,33	kJ/mol (H2, In-put)	(Verdegaal et al., 2015)
Methanol-Synthese	Wirkungsgrad	79,08	%	(eigene Berech-nungen)
Methanol-Synthese	Abwärme	49,8	kJ/mol (CH3OH, Output)	(Balopi et al., 2019)
Fischer-Tropsch-Synthese	Wirkungsgrad	76,3	%	(eigene Berech-nungen)
Fischer-Tropsch-Synthese	Abwärme	115,8	kJ/mol (CH2-Kette, Output)	(Verdegaal et al., 2015)
Methan-Synthese	Wirkungsgrad	78,9	%	(eigene Berech-nungen)
Methan-Synthese	Abwärme	165	kJ/mol (CH4, Output)	(Ausfelder et al., 2015)
Direct air capture	Strombedarf	255,15	kWh/t (el., In-put; CO2, Out-put)	(eigene Annahme nach Fasihi et al., 2019 und Prog-nos, 2020)
Direct air capture	Wärmebedarf	1312,2	kWh/t (th., In-put; CO2, Out-put)	(eigene Annahme nach Fasihi et al., 2019 und Prog-nos, 2020)
Großwärmepumpe	COP	3,03	kWh/kWh (el., Input; th., Out-put)	(eigene Annahme nach Smolinka et al., 2018)
Elektrodenkessel	Wirkungsgrad	99	%	(Danish Energy Agency, 2020)
Methan Komprimierung	Strombedarf	0,03	kWh/kWh (el., Input; CH4, Output)	(Capra et al., 2019)
Methan Verflüssigung	Strombedarf	0,08	kWh/kWh (el., Input; CH4, Output)	(Capra et al., 2019)
Wasserstoff Komprimierung	Strombedarf	0,048	kWh/kWh (el., Input; H2, Out-put)	(Reuß et al., 2017)
Wasserstoff Verflüssigung	Strombedarf	0,20	kWh/kWh (el., Input; H2, Out-put)	(Reuß et al., 2017)

Tabelle A3: Kostenannahmen zur Ermittlung der Kraftstoffgestehungskosten für das Szenariojahr 2050 (Teil 1)

Technologie	CAPEX	Einheit	OPEX	Quelle
Windenergieanlage (250 W/m²)	886.000	€/MW (Output)	4% vom CAPEX	(eigene Annahmen nach IRENA, 2018)
Windenergieanlage (300 W/m²)	806.000	€/MW (Output)	4% vom CAPEX	(eigene Annahmen nach IRENA, 2018)
Photovoltaik	321.000	€/MW (Output)	2,5% vom CAPEX	(eigene Annahmen nach IRENA, 2018)
Meerwasserentsalzung	2	€/(m³*a)	4% vom CAPEX	(WateReuse Association, 2011)
Elektrolyse (PEM)	470.000	€/MW (el., Input)	5% vom CAPEX	(eigene Annahme nach Smolinka et al., 2018)
Elektrolyse (SOEC)	550.000	€/MW (el., Input)	5% vom CAPEX	(Smolinka et al., 2018)
Methanol-Synthese	324.000	€/MW (H2, Input)	5% vom CAPEX	(eigen Annahme nach Ausfelder, Dura, 2018)
Fischer-Tropsch-Synthese	324.000	€/MW (H2, Input)	5% vom CAPEX	(eigen Annahme nach Ausfelder, Dura, 2018)
Methanisierung	324.000	€/MW (H2, Input)	5% vom CAPEX	(eigen Annahme nach Ausfelder, Dura, 2018)
Direct air capture	450	€/(t * a) (CO2, Output)	Fix: 4% vom CAPEX Var: 1,30 €/MWh (el.)	(eigene Annahme nach Fasihi et al., 2019 und Prognos, 2020)
Großwärmepumpe	1.011.000	€/MW (el., Input)	Fix: 1,45% vom CAPEX Var: 1,69 €/MWh (el.)	(Danish Energy Agency, 2020)
Elektrodenkessel	100.000	€/MW (el., Input)	Fix: 2,5% vom CAPEX Var: 0,40 €/MWh (el.)	(Danish Energy Agency, 2020)
Methanspeicher	5.015	€/MWh (CH4, Kapazität)	1% vom CAPEX	(Gorre et al., 2019)
Wasserstoffspeicher	16.700	€/MWh (H2, Kapazität)	1,5% vom CAPEX	(Gorre et al., 2019)
Wärmespeicher	26.000	€/MWh (th., Kapazität)	1% vom CAPEX	(IWES, 2017)
Batteriespeicher	479.500	€/MWh (el., Kapazität)	1% vom CAPEX	(IWES, 2017)

Tabelle A3: Kostenannahmen zur Ermittlung der Kraftstoffgestehungskosten für das Szenariojahr 2050 (Teil 2)

Technologie	CAPEX	Einheit	OPEX	Quelle
Methan Komprimierung	3.900	€/kW (el., Input)	4% vom CAPEX	(Reuß et al., 2017)
Methan Verflüssigung	500	€/t * a (CH4, Output)	4% vom CAPEX	(eigene Annahme nach Raj et al., 2016)
Wasserstoff Komprimierung	3.900	€/kW (el., Input)	4% vom CAPEX	(Reuß et al., 2017)
Wasserstoff Verflüssigung	3.500	€/t * a (H2, Output)	4% vom CAPEX	(Stolzenburg et al., 2013)

Quellenverzeichnis

Ausfelder, Florian; Beilmann, Christian; Bertau, Martin; Bräuninger, Sigmar; Heinzel, Angelika; Hoer, Renate et al. (2015): Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung. In: *Chemie Ingenieur Technik* 87 (1-2), S. 17–89. DOI: 10.1002/cite.201400183.

Ausfelder, Florian; Dura, Hanna Ewa (Hg.) (2018): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologie. Herausforderungen - Potenzial - Methoden - Auswirkungen. 1. Roadmap des Kopernikus Projektes "Power-to-X": flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/2018_Power_to_X.pdf.

Balopi, Babusi; Agachi, Paul; Danha (2019): Methanol Synthesis Chemistry and Process Engineering Aspects- A Review with Consequence to Botswana Chemical Industries. In: *Procedia Manufacturing* 35, S. 367–376. DOI: 10.1016/j.promfg.2019.05.054.

Capra, Federico; Magli, Francesco; Gatti, Manuele (2019): Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. In: *Applied Thermal Engineering* 158 (2), S. 113815. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2019.113815.

Danish Energy Agency: Technology Data Catalogue for Electricity and district heating production - Updated April 2020. Online verfügbar unter https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_0009.pdf.

EIA (2019): U.S. Natural Gas Pipelines. United States Energy Information Administration (EIA). Washington, DC. Online verfügbar unter https://hifld-geoplatform.opendata.arcgis.com/.

ESA (2019): ESA Land Cover. European Space Agency (ESA) Climate Change Initiative (CCI). Paris, Frankreich. Online verfügbar unter https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/satellite-land-cover?tab=form.

ESA (2016): Global Water Bodies. European Space Agency (ESA) Climate Change Initiative (CCI). Online verfügbar unter http://maps.elie.ucl.ac.be/CCI/viewer/download.php.

FMI (2019): Maritime Boundaries Geodatabase: Maritime Boundaries and Exclusive Economic Zones (200NM), version 11. Flanders Marine Institute (FMI). Online verfügbar unter https://www.marineregions.org/ https://doi.org/10.14284/386.

GSA (2020): Global Solar Atlas. Hg. v. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), World Bank Group, SOLARGIS. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), World Bank Group, SOLARGIS. Online verfügbar unter https://globalsolaratlas.info/map.

GWA (2020): Global Wind Atlas. Hg. v. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), World Bank Group, Technical University of Denmark (DTU), Vortex. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), World Bank Group, Technical University of Denmark (DTU), Vortex. Online verfügbar unter https://globalwindatlas.info/.

Fasihi, Mahdi; Efimova, Olga; Breyer, Christian (2019): Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants. In: *Journal of Cleaner Production* 224, S. 957–980. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.

GADM (2018): Database of Global Administrative Areas (GADM). Online verfügbar unter https://gadm.org/download_world.html.

Gorre, Jachin; Ortloff, Felix; van Leeuwen, Charlotte (2019): Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. In: *Applied Energy* 253 (12), S. 113594. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113594.

HarvardCGA (2020): Natural Gas Pipelines in Europe, Asia, Africa & Middle East. Center for Geographic Analysis at Harvard University. Cambridge, USA. Online verfügbar unter https://worldmap.harvard.edu/data/.

IRENA (2018): Renewable Power Generation Costs in 2017. International Renewable Energy Agency (IRENA). Abu Dhabi. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf.

IWES (2017): Mittel- und langfristige Potenziale von PtL und H2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: Klimawirksamkeit Elektromobilität - Enwtwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversogungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Unter Mitarbeit von Maximilian Pfennig, Norman Gerhardt, Dr. Carsten Pape, Diana Böttger. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Kassel. Online verfügbar unter http://www.energieversorgung-elektromobilitaet.de/includes/reports/Teilbericht_Potenziale_PtL_H2_Importe_FraunhoferIWES.pdf.

NASA (2000): NASA SRTM3. National Aeronautics and Space Administration. Washington, DC. Online verfügbar unter https://earthexplorer.usgs.gov/.

NGA (2019): World Port Index (WPI). National Geospatial-Intelligence Agency (NGA). Online verfügbar unter https://msi.nga.mil/Publications/WPI.

Prognos (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Endbericht zum Projekt "Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe". Studie im Auftraf des Bundeministeriums für Wirtschaft und Energie. Unter Mitarbeit von Sven Kreidelmeyer, Hans Dambeck, Almut Kirchner und Marco Wünsch. Hg. v. Prognos AG. Prognos AG. Basel, Schweiz. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile.

Raj, Ratan; Suman, Ravi; Ghandehariun, Samane; Kumar, Amit; Tiwari, Manoj K. (2016): A techno-economic assessment of the liquefied natural gas (LNG) production facilities in Western Canada. In: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 18 (1), S. 140–152. DOI: 10.1016/j.seta.2016.10.005.

Reuß, M.; Grube, T.; Robinius, M.; Preuster, P.; Wasserscheid, P.; d. Stolten (2017): Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. In: *Applied Energy* 200 (12), S. 290–302. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.050.

SEDAC (2017): Gridded Population of the World (GPW), v4. Internetauftritt. Socioeconomic Data and Applications Center (SEDAC) A Data Center in NASA's Earth Observing System Data and Information System (EOSDIS) — Hosted by CIESIN at Columbia University. Online verfügbar unter https://sedac.ciesin.columbia.edu/data/collection/gpw-v4.

simplemaps (2020): World Cities Database. Online verfügbar unter https://simplemaps.com/data/world-cities.

Smolinka, Tom; Wiebe, Nikolai; Sterchele, Philip; Palzer, Andreas; Lehner, Franz; Jansen, Malte et al. (2018): Studie IndWEDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Hg.

v. NOW-GmbH. Fraunhofer ISE; Fraunhofer IPA; E4tech Sàrl. Berlin. Online verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5194940.pdf.

Stolzenburg, K.; Mubbala, R. (2013): Integrated Design for Demonstration of Efficient Liquefaction of Hydrogen (IDEALHY). Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU). Online verfügbar unter https://www.idealhy.eu/uploads/documents/IDEALHY_D3-16_Liquefaction_Report_web.pdf.

UNEP-WCMC (2017): Global Critical Habitat screening layer (Version 1.0). UN Environment World Conservation Monitoring Centre. Cambridge, UK. Online verfügbar unter http://data.unep-wcmc.org/datasets/44.

UNEP-WCMC (2019): World Database on protected areas. United Nations Environment Programme World Conservation Monitoring Centre (UNEP-WCMC). Cambridge, UK. Online verfügbar unter https://www.protectedplanet.net/en.

Verdegaal, Wolfgang Michael; Becker, Sebastian; Olshausen, Christian von (2015): Power-to-Liquids: Synthetisches Rohöl aus CO 2, Wasser und Sonne. In: *Chemie Ingenieur Technik* 87 (4), S. 340–346. DOI: 10.1002/cite.201400098.

WateReuse Association (2011): Seawater Desalination Power Consumption. WateReuse Association. Online verfügbar unter https://watereuse.org/wp-content/uploads/2015/10/Power_consumption_white_paper.pdf.

WRI (2019): Aqueduct Global Maps 3.0. World Resource Institute (WRI). Washington, DC. Online verfügbar unter https://www.wri.org/data/aqueduct-global-maps-30-data.