

# VIRTUELLES INSTITUT "STROM ZU GAS UND WÄRME" BAND II

LEBENSZYKLUSORIENTIERTE ANALYSEN UND KRITIKALITÄTSANALYSE VON POWER-TO-X-OPTIONEN

GEMEINSAMER ABSCHLUSSBERICHT DES KOMPETENZZENTRUMS (2018 – 2022)



Der gemeinsame Abschlussbericht des Kompetenzzentrums "Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme" umfasst insgesamt sechs Bände:

Band I: Systemmodellierung zur Identifikation von innovativen PtX-Anwendungen

Band II: Lebenszyklusorientierte Analysen und Kritikalitätsanalyse von Power-to-X-Optionen

Band III: Bewertung des Einsatzes und der Auswirkungen alternativer Kraftstoffe für die Entwicklung

der zukünftigen regionalen Infrastruktur

Band IV: PtX-Versuchsplattform - Optimierung, Modellierung und Scale-up von Flexibilitätsoptionen

Band V: Smart Heating - Bivalente Power-to-Heat-Systeme in Wohngebäuden

(voraussichtlich September 2022)

Band VI: Power2C4 (voraussichtlich September 2022)

#### Fördermittelgeber:

Das Kompetenzzentrum "Virtuelles Institut - Strom zu Gas und Wärme" wird gefördert durch das "Operationelle Programm zur Förderung von Investitionen in Wachstum und Beschäftigung für Nordrhein-Westfalen aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung" (OP EFRE NRW) sowie durch das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen.





Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen



#### **Empfohlene Zitierweise:**

Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme NRW, Abschlussbericht Kompetenzzentrum Virtuelles Institut – Strom zu Gas und Wärme, Band II - Lebenszyklusorientierte Analysen und Kritikalitätsanalyse von Power-to-X-Optionen, März 2022

Titelbild: © Gina Sanders / Fotolia

Datum: 01.03.2022

Website: <a href="http://strom-zu-gas-und-waerme.de/">http://strom-zu-gas-und-waerme.de/</a>

#### Autoren:



Forschungszentrum Jülich Institut für Energie- und Klimaforschung Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) Jan Christian Koj, Dr. Freia Harzendorf



Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI) Ole Zelt, Ansgar Taubitz

## **I**NHALTSVERZEICHNIS

In	haltsv	/erzeich	nis	1
Αl	kürzı	ungen		IV
M	anage	ement S	ummary	1
1	Ν	lotivatio	n und Zielsetzung	2
2	Α	nalysem	ethoden und PtX-Technologieauswahl	4
	2.1	Analys	emethoden und ihr Zusammenwirken	4
	2.2	Auswa	hl relevanter PtX-Technologiepfade	6
	2	.2.1	PtX-Eingangsstoffe	9
	2	.2.2	PtX-Technologien (Herstellungsverfahren)	10
3	Le	ebenszy	klusorientierte Analysen - Life Cycle Assessment und Life Cycle Costing	12
	3.1	Metho	dische Grundlagen zu LCA und LCC	13
	3	.1.1	Methodische Grundlagen zu LCA	13
	3	.1.2	Methodische Grundlagen zu LCC	14
	3.2	Ziele u	nd Vorgehensweise	15
	3	.2.1	Festlegung Zielsetzung und Untersuchungsrahmen	16
	3	.2.2	Datenquellen für die PtX-Vordergrundsysteme	18
	3	.2.3	Grundlegende Annahmen	19
	3.3	Direct	Air Capture (DAC, Kohlenstoffversorgung)	21
	3	.3.1	Gemeinsame Datengrundlage für LCA und LCC	22
	3	.3.2	Ergänzende Sachbilanzdaten für LCA	22
	3	.3.3	Ergänzende Daten für LCC	24
	3	.3.4	LCA-Ergebnisse	24
	3	.3.5	LCC-Ergebnisse	26
	3.4	Elektro	olyse-Technologien	28
	3	.4.1	Gemeinsame Datengrundlage für LCA und LCC	28
	3	.4.2	Ergänzende Sachbilanzdaten für LCA	29
	3	.4.3	Ergänzende Daten für LCC	30
	3	.4.4	LCA-Ergebnisse	31

	3	3.4.5	LCC-Ergebnisse	34
	3.5	Co-Ele	ktrolyse	36
	3	3.5.1	Gemeinsame Datengrundlage für LCA und LCC	36
	3	3.5.2	Ergänzende Sachbilanzdaten für LCA	37
	3	3.5.3	Ergänzende Daten für LCC	37
	3	3.5.4	LCA-Ergebnisse	38
	3	3.5.5	LCC-Ergebnisse	40
	3.6	Vered	elung gasförmig - Methanisierung	41
	3	3.6.1	Gemeinsame Datengrundlage für LCA und LCC	41
	3	3.6.2	Ergänzende Sachbilanzdaten für LCA	43
	3	3.6.3	Ergänzende Daten für LCC	43
	3	3.6.4	LCA-Ergebnisse	44
	3	3.6.5	LCC-Ergebnisse	45
	3.7	Vered	elung flüssig – Fischer-Tropsch-Synthese	47
	3	3.7.1	Gemeinsame Datengrundlage für LCA und LCC	47
	3	3.7.2	Ergänzende Sachbilanzdaten für LCA	48
	3	3.7.3	Ergänzende Daten für LCC	49
	3	3.7.4	LCA-Ergebnisse	49
	3	3.7.5	LCC-Ergebnisse	52
	3.8	Ausge	wählte Pfadanalysen für das Jahr 2050	52
	3	3.8.1	LCA-Ergebnisse zur Methanisierung	53
	3	3.8.2	LCC-Ergebnisse zur Methanisierung	54
	3	3.8.3	LCA-Ergebnisse zur Fischer-Tropsch-Synthese	55
	3	3.8.4	LCC-Ergebnisse zur Fischer-Tropsch-Synthese	56
	3	3.8.5	Fazit zu den Pfadanalysen	56
	3.9	Ergänz	zende Erkenntnisse aus lebenszyklusorientierten Analysen	57
	3	3.10	Fazit zu den lebenszyklusorientierten Analysen	59
4	ŀ	Kritikalitä	itsanalyse	61
	4.1	Ziele u	nd Vorgehensweise	61
	4.2	Bestin	nmung/Recherche kritischer Rohstoffe der ausgewählten PtX-Technologien	64
	4	1.2.1	Alkalische Elektrolyse	64
	4	1.2.2	PEM-Elektrolyse	65
	_	1.2.3	SOEC	66

	4.2.4	Direct Air Capture (Kohlenstoffversorgung)	. 67
	4.2.5	Veredelung gasförmig: Katalytische Methanisierung	. 67
	4.2.6	Veredelung flüssig: Fischer-Tropsch-Synthese	. 68
4.3	Benöti;	gte kumulierte Rohstoffmengen bis 2050	. 69
	4.3.1	Benötigte kumulierte Rohstoffmengen Deutschland	. 71
	4.3.2	Benötigte kumulierte Rohstoffmengen Europa	. 73
	4.3.3	Qualitative Einordnung des angepassten Europa-autark-Szenarios	. 74
4.4	Einord	nung Kritikalität	. 76
	4.4.1	Graphit	. 77
	4.4.2	Iridium	. 78
	4.4.3	Kalium	. 80
	4.4.4	Kobalt	. 81
	4.4.5	Lanthan	. 83
	4.4.6	Nickel	. 85
	4.4.7	Platin	. 87
	4.4.8	Titan	. 89
	4.4.9	Yttrium	. 90
	4.4.10	Zirkonium	. 92
4.5	Fazit d	er Kritikalitätsanalyse	. 93
5	Diskussio	n und Schlussfolgerungen	. 96
Litera	turangabe	en	100
Abbild	dungsverz	eichnis	104
Tabell	lenverzeic	hnis	106
Anhar	ng		107

## **ABKÜRZUNGEN**

AEC Alkaline Electrolysis Cell (alkalische Elektrolyse)

AP Arbeitspaket Äq./äq. Äquivalent

BGR Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

bpd Barrel pro Tag

DAC Direct-Air-Capture (CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Umgebungsluft)

DE Deutschland

DERA Deutsche Rohstoffagentur

DHG Direct Hydrogenation (direkte Hydrierung)

DIN Deutsches Institut für Normung

DRM Dry Reforming of Methane (trockene Reformierung von Methan)

ECR Electrochemical Reduction (elektrochemische Reduktion)
EWI Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

FeTiO<sub>3</sub> Ilmenit

FT Fischer-Tropsch HT Hochtemperatur

IHG Indirect Hydrogenation (indirekte Hydrierung)
ISO International Organization for Standardization

K<sub>2</sub>O Kaliumoxid

KM Katalytische Methanisierung KOH Kaliumhydroxid-Lösung

LCA Life Cycle Assessment (ökologische Lebenszyklusanalyse)

LCC Life Cycle Costing (Lebenszykluskostenrechnung)
LCIA Life Cycle Impact Assessment (Wirkungsabschätzung)

MTO Methanol-zu-Olefinen (Methanol-to-Olefins)

NT Niedertemperatur

OME Oxymethylene ether (Oxymethylenether)

PEMEC Proton Exchange Membrane Electrolysis Cell (PEM-Elektrolyse)

PtX Power-to-X

rWGS reverse Water Gas Shift (reverse Wassergas-Shift-Reaktion)

SEO Seltenerdoxide

SNG Synthetic/Substitute natural gas (synthetisches Erdgas/Methan)

SOEC Solid Oxide Electrolyzer Cell (Hochtemperatur-Festoxid-Elektrolyseurzelle)

TiO<sub>2</sub> Rutil

USGS United States Geological Survey

Y<sub>2</sub>O<sub>3</sub> Yttriumoxid

YSZ Yttriumstabilisiertes Zirkonium

Zr Zirkonium
ZrO<sub>2</sub> Zirkoniumdioxid

ZrSiO<sub>4</sub> Zirkon

## **MANAGEMENT SUMMARY**

Power-to-X-Technologien werden als Möglichkeit zur Dekarbonisierung des Industrie-, Strom-, Wärme- und Verkehrssektors diskutiert. Es wird erwartet, dass der Einsatz dieser Technologien beträchtlich zunehmen und einen umfangreichen Materialbedarf nach sich ziehen wird. Die vorliegende Studie untersucht, inwieweit der voraussichtliche Einsatz von Power-to-X-Technologien (PtX) den Rohstoffbedarf in Bezug auf Produktionsmengen und Reserven sowie die Umweltauswirkungen beeinflusst.

Mit den Methoden Life Cycle Assessment (LCA), Life Cycle Costing (LCC) und Kritikalitätsanalyse werden in diesem Bericht die Nachhaltigkeitspotenziale der folgenden Technologien analysiert: Direct Air Capture, Elektrolyse, Hochtemperatur-Co-Elektrolyse, Methanisierung und Fischer-Tropsch-Synthese. Es werden Umweltwirkungen, Kosten und Rohstoffkritikalitäten bis zum Jahr 2050 ermittelt. Geografischer Schwerpunkt ist Deutschland, für die Kritikalitätsanalyse werden ergänzend europäische Gegebenheiten betrachtet.

Der vorliegende Bericht zeigt auf, dass PtX-Technologien und -Produkte langfristig mit geringen Treibhausgasemissionen und sinkenden Kosten einhergehen.

Die LCA-Ergebnisse werden von mehreren Faktoren bestimmt. Die Strombereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien kann gegenüber der Verwendung des gegenwärtigen Netzstroms (Strommix) zu Reduktionen der Treibhausgasemissionen der PtX-Produkte führen. So lässt sich beispielsweise das Treibhauspotenzial der Herstellung von PtX-Produkten zukünftig bei der Verwendung von Windenergie fallabhängig um mehr als 90 % reduzieren. Durch die für den Anlagenbau benötigten Materialien ergeben sich zudem geringe Beiträge zum Treibhauspotenzial im Vergleich zu den durch die Betriebsphase bedingten Beiträgen. Deutliche Veränderungen der Umweltwirkungen bis zum Jahr 2050 ergeben sich insbesondere für Festoxid-Elektrolysezellen, da ihre Lebensdauer deutlich gesteigert wird. Das LCC zeigt technologieübergreifend ein großes Potenzial zur Senkung der PtX-Gestehungskosten auf. Die Gestehungskosten für PtX-Produkte können bis zum Jahr 2050 gegenüber gegenwärtigen Bedingungen technologieabhängig bis über 80 Prozent reduziert werden. Reduktionen der Gestehungskosten in dieser Größenordnung werden hierbei insbesondere für die Festoxid-Elektrolysezellen festgestellt. Die Kosten der verwendeten Energieträger (Strom und/oder Wärme) bestimmen die Gestehungskosten einer Vielzahl von PtX-Technologien deutlich.

Im Rahmen der Kritikalitätsanalyse werden zehn verschiedene Rohstoffe identifiziert, welche in der Literatur als potenziell kritisch angesehen und für den Bau der betrachteten PtX-Technologien benötigt werden. Gemessen am erwarteten zukünftigen PtX-Ausbau zeigt sich vor allem ein kritischer Bedarf an Iridium, Platin, Nickel sowie Lanthan und Yttrium, der hauptsächlich auf dem Zubau von Elektrolyseuren beruht. Die Nachfrage nach Graphit, Kalium, Kobalt, Titan und Zirkonium durch den PtX-Ausbau erreicht dagegen kein als kritisch zu bewertendes Niveau. Die Ergebnisse legen nahe, dass zukünftig verschiedene Elektrolyse-Technologien parallel zum Einsatz kommen könnten. Mögliche Risiken in der zukünftigen Rohstoffversorgung werden so insgesamt gestreut und abgemildert. Eine kombinierte Verwendung unterschiedlicher Technologievarianten erweist sich daher hinsichtlich Umweltwirkungen und Lebenszykluskosten als vertretbar und aus Kritikalitätssicht sinnvoll.

## 1 MOTIVATION UND ZIELSETZUNG

Bearbeitet durch: Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung am Forschungszentrum Jülich (IEK-STE) und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

Der Klimaschutz stellt gegenwärtig eine der größten globalen Herausforderungen dar. Vor dem Hintergrund des Pariser Klimaschutzabkommens hat Deutschland seine Klimaschutzziele verschärft. Die 2021 verabschiedete Novelle des Klimaschutzgesetzes sieht eine Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 vor. Um dies zu erreichen, bedarf es insbesondere der Abkehr von der Nutzung fossiler Energieträger und deren Substitution durch erneuerbare Energien. Als technische Lösung zur verbesserten Integration der erneuerbaren Energien und als Ersatz für fossilbasierte Energieträgerbereitstellung werden sogenannte Power-to-X (PtX) Technologien angesehen. Diese wandeln den Strom z.B. in gasförmige oder flüssige Energieträger oder Chemikalien um. Daher wird PtX als wichtiges Instrument zur Transformation und Dekarbonisierung der Industrie, des Energie- und des Verkehrssektors angesehen [1]. Um langfristig zu einer Dekarbonisierung der Sektoren in Deutschland beitragen zu können müssen diese jedoch technologisch ausgereift, ökonomisch und ökologisch sowie hinsichtlich ihres Rohstoffbedarfs tragfähig sein [2]. So entstehen auch bei der Nutzung erneuerbarer Energien und abgeschiedenen Kohlendioxids bei der Bereitstellung von PtX-Produkten Umweltbelastungen, Kosten und Rohstoffkritikalitäten. Insbesondere in niedrigen technologischen Entwicklungsstadien können diese Wirkungen ausgeprägter sein als bei marktreifen Technologien. Somit bedarf es einer technologischen Entwicklung der PtX-Technologien, die durch Studien mittels Life Cycle Assessments (LCA, Lebenszyklusanalysen), Life Cycle Costings (LCC, Lebenszykluskostenrechnungen) und Kritikalitätsanalysen unterstützt werden. Nachhaltigkeitspotenziale auszuschöpfen. Techno-ökonomische Studien allein sind für eine ganzheitliche Bewertung nicht ausreichend.

An dieser Stelle setzt dieser Bericht an. Zu den genannten drei Analysemethoden erfolgen eng verzahnte Analysen der PtX-Technologien und -Pfade, deren Zusammenwirken in Kapitel 2 genauer beschrieben wird.

Die wesentliche Zielsetzung besteht in einer ganzheitlichen Analyse und Bewertung der betrachteten PtX-Optionen. Dabei werden Umweltwirkungen, Kosten und Rohstoffkritikalitäten vom Jahr 2020 an bis zum Jahr 2050 dargestellt. Geografischer Schwerpunkt ist dabei Deutschland, für die Kritikalitätsanalyse erfolgt ergänzend eine Betrachtung europäischer Gegebenheiten. Entlang der betrachteten PtX-Pfade können mittels der drei Analysemethoden Betriebsstoffe, Anlagenkomponenten oder Rohstoffe mit besonderer Relevanz herausgestellt und miteinander verglichen werden.

Eine ausgeprägte Verbindung der Analysen in diesem Arbeitspaket (AP 2) ist auch zu weiteren Arbeitspaketen des Projektes gegeben. Die Ergebnisse des *DIMENSION*-Modells des

Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln gGmbH (EWI) aus dem AP 1 dieses Projekts sind besonders relevant für die Kritikalitätsanalyse. Das LCA in diesem Arbeitspaket ist zudem eng mit weiteren ökologischen Analysen in AP 3 des Projekts verzahnt. Ziel des Arbeitspakets und des gesamten Projekts ist daher auch die Gewährleistung der AP-übergreifenden Konsistenz und die Nutzung vorhandener Synergien. Hinweise auf AP-übergreifende Verknüpfungen werden an entsprechenden Textstellen genauer beschrieben.

Die Transparenz der Daten soll zudem ermöglichen, dass nicht nur Vor- und Nachteile und Einflussfaktoren auf die Performance unterschiedlicher PtX-Pfade aufgezeigt werden, sondern die Analysen für weitere Forschung und Entscheidungsunterstützung reproduzierbar sind.

## 2 ANALYSEMETHODEN UND PTX-TECHNOLOGIEAUSWAHL

Bearbeitet durch: Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung am Forschungszentrum Jülich (IEK-STE) und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

#### HIGHLIGHT BOX: WICHTIGSTE ERKENNTNISSE DES KAPITELS

Die drei Analysedimensionen LCA, LCC und Kritikalitätsanalyse sind eng verzahnt.

Schnittmengen bestehen insbesondere hinsichtlich gemeinsam genutzter Daten zu den Technologien und Prozessketten.

LCA und LCC greifen gemeinsam auf Daten im Zusammenhang zum PtX-Anlagenbetrieb (z.B. Energie- und Stoffströme sowie technologische Annahmen wie Lebensdauer, Leistung und analysierte Volllaststunden) zurück. Für LCA und Kritikalitätsanalyse ergibt sich eine Schnittstelle hinsichtlich der Daten zu den für den Anlagenbau erforderlichen Rohstoffen.

Für die PtX-Technologie- und Pfadauswahl wurden mehre Aspekte und Kriterien berücksichtigt. Die Relevanz im vorausgegangen VI SGW-Projekt und in den Szenarien des aktuellen Projekts (Arbeitspaket 1/Band I) wurde beachtet. Zudem waren eine Relevanz in Studien mit Deutschland als Analyseraum und eine ausreichende Datenverfügbarkeit für einen Analysehorizont bis zum Jahr 2050 für die Auswahl von Bedeutung.

Nachfolgende Technologien wurden für weitergehende Analysen in diesem Bericht ausgewählt: Direct Air Capture (DAC), Elektrolyse, Co-Elektrolyse, Methanisierung und Fischer-Tropsch-Synthese. Seitens der PtX-Eingangsstoffe wurde eine besondere Aufmerksamkeit auf Strom-, Wasser- und Kohlendioxid-Bereitstellung gelegt. Als PtX-Produkte wurden Wasserstoff, Synthesegas (Gemisch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff), synthetisches Erdgas (SNG bzw. Methan) und ein Fischer-Tropsch Produktgemisch betrachtet.

## 2.1 Analysemethoden und ihr Zusammenwirken

Die im Rahmen dieses Berichtes betrachteten Analysemethoden sind LCA, LCC und Kritikalitätsanalyse. Abbildung 1 zeigt ein vereinfachtes Konzept des Zusammenwirkens der verschiedenen methodischen Analysekonzepte.

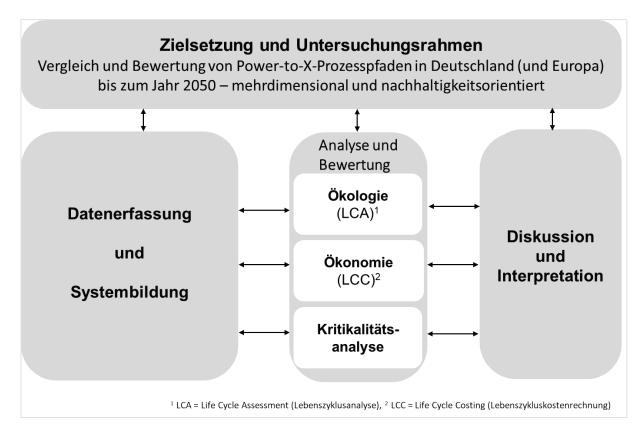


Abbildung 1: Grundkonzept des Zusammenwirkens der drei Analysemethoden für die mehrdimensionale und nachhaltigkeitsorientierte Analyse und Bewertung der PtX-Prozesspfade

Der iterative Aufbau der gesamten Arbeiten für diesen Bericht wird in Abbildung 1 verdeutlicht. Beispielsweise kann eine Anpassung der Annahmen in einem vorgelagerten Arbeitsschritt basierend auf den Erkenntnissen des folgenden Arbeitsschritts nötig sein. Vor allem im Bereich der Datenzusammenstellung greifen die Analysekonzepte stark ineinander. lebenszyklusorientierten Analysedimensionen (LCA und LCC) Deutschland als klaren geografischen Fokus haben, berücksichtigt die Kritikalitätsanalyse darüber hinaus europäische Gegebenheiten. Das Zusammenwirken der drei Analyse-Dimensionen und die Schnittstellen hinsichtlich der Datenverwendung werden in Abbildung 2 verdeutlicht. Die beiden lebenszyklusorientierten Analysedimensionen greifen, entsprechend der Darstellung in Abbildung 2, auf gemeinsam nutzbare Daten zurück. Bei diesen Daten handelt es sich um relevante Energie- und Stoffströme, sowie technologische Annahmen wie Lebensdauer, Leistung und Volllaststunden. Die gemeinsamen Daten sind somit primär Informationen, welche sich auf die Betriebsphase der PtX-Technologien beziehen. Daten gemeinsamen sowie weitere Annahmen der lebenszyklusorientierten Analysedimensionen sind technologieweise in Kapitel 3 aufgeführt. Über die datenbezogene Basis von LCA und LCC hinaus existiert eine Schnittstelle zwischen LCA und Kritikalitätsanalyse. Für LCA und Kritikalitätsanalyse sind Kennwerte bzgl. der in den PtX-Anlagen verbauten Rohstoffe erforderlich. Dennoch bestehen für die beiden Analysedimensionen unterschiedliche Anforderungen an diese Daten. Eine Bilanzierung auf einzelnen möglichst transparenten und aufgeschlüsselten Materialinventaren wird mittels LCA durchgeführt. Für die LCA-Bilanzierungen sind alle Rohstoffbedarfe, also auch nicht kritische Rohstoffe, von Interesse. Die Kritikalitätsanalyse betrachtet hingegen ausschließlich potenziell kritische Rohstoffe. Weil ihre Ergebnisse damit auf der Nutzung einiger weniger Materialien mit oft nur geringen spezifischen Einsatzmengen und entsprechend hoher Unsicherheit für die zukünftigen Bedarfe beruhen, berücksichtigt die Kritikalitätsanalyse auch mögliche Bandbreiten der Materialmengen.

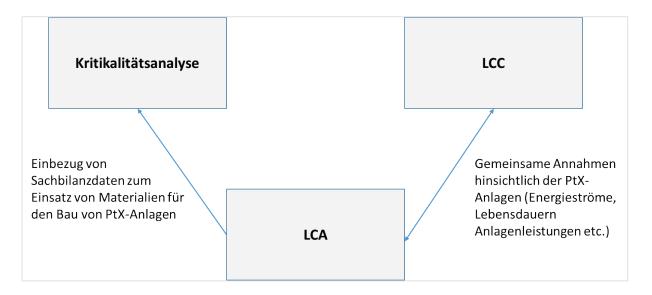


Abbildung 2: Schnittstellen hinsichtlich der Datenverwendung der drei Analysedimensionen

## 2.2 Auswahl relevanter PtX-Technologiepfade

Die Festlegung der im Rahmen dieser Arbeit zu analysierenden Technologien und Pfade erfolgte aufgrund des zuvor beschriebenen Zusammenwirkens in enger Abstimmung zwischen den drei Analysedimensionen des Arbeitspakets. Ausgangspunkt dieser Auswahl war eine umfangreiche Literaturrecherche, im Rahmen derer die bisher in lebenszyklusorientierten Analysen aufgeführten PtX-Pfade identifiziert wurden. Differenzierung der PtX-Pfade sind insbesondere hinsichtlich ihrer Eingangsstoffe (Energie und Materialien), Prozesse, Umwandlungstechnologien, Produkte und Emissionen möglich. Eine Übersicht, über die in der Literaturrecherche von 32 verschiedenen LCA-Studien identifizierten PtX-Pfadvarianten findet sich in Abbildung 3.

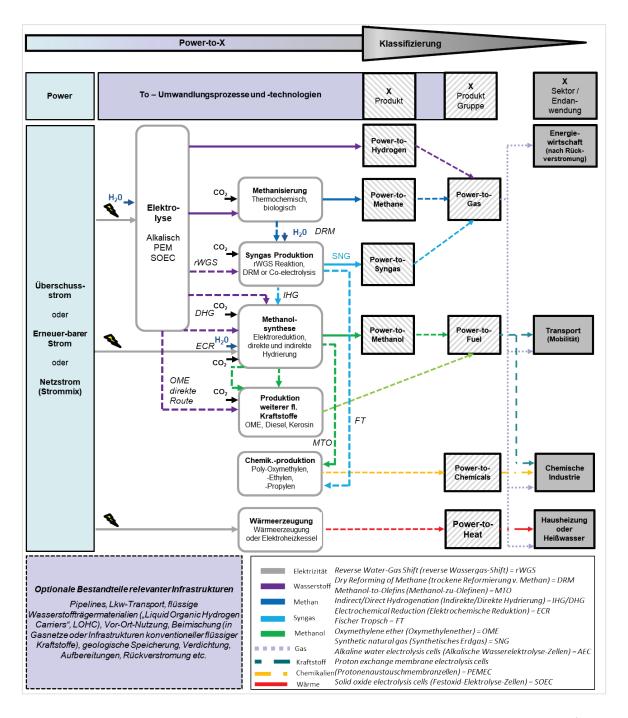


Abbildung 3: Schematische Darstellung der wesentlichen in der LCA-Literaturübersicht zu PtX identifizierten Pfadvarianten und deren Klassifizierung (basierend auf Koj et al. [3])

Die Technologieauswahl stützt sich auf mehre Aspekte und Kriterien, welche nachfolgend kurz erläutert werden. Die Auswahl ist einerseits in Bezug auf die Relevanz von PtX-Produkten und - Technologien in den Analysen des Vorgängerprojekts "Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme" [4] getroffen. Auch die Technologiewahl des *DIMENSION*-Modells des Arbeitspakets 1 findet

Berücksichtigung. Literaturbasiert wurde ergänzend die Bedeutsamkeit in Szenarien für Deutschland, mit einem Analysehorizont bis zum Jahr 2050, berücksichtigt. Zudem ist eine ausreichende Datenverfügbarkeit vorhandener Studien berücksichtigt worden. Auf dieser Grundlage wurde die nachfolgend dargestellte Technologieauswahl AP 2-intern abgestimmt.

Im Ergebnis sind die in Abbildung 4 aufgeführten Einzeltechnologien mit ihren wesentlichen Produkten als Untersuchungsgegenstand des Arbeitspakets festgelegt worden. Eine Abweichung zwischen den Analysedimensionen ergibt sich dabei in Bezug auf die biologische Methanisierung: Diese Technologie ist in diesem Bericht Gegenstand des LCA und LCC, um vergleichende Aussagen zur katalytischen Methanisierung treffen zu können. In der Kritikalitätsanalyse bleibt die biologische Methanisierung dagegen unberücksichtigt, weil das *DIMENSION*-Modell des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln gGmbH (EWI) die Technologie biologische Methanisierung nicht in ihrem Technologieportfolio abbildet. Folglich ist für Deutschland und Europa im *Energie-Autark-Szenario* aus AP 1 (Band I [5]) kein Ausbau vorgesehen, aus dem sich Rohstoffbedarfe ableiten ließen.

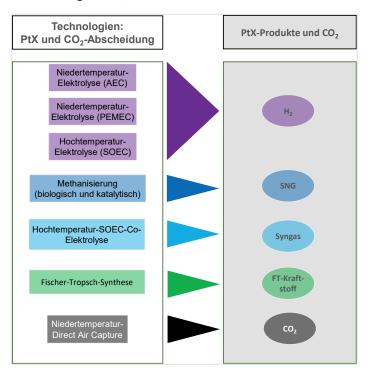


Abbildung 4: Für Analysen des AP 2 ausgewählte PtX-Technologien und -Produkte

Die drei in Abbildung 4 illustrierten Wasserelektrolyseverfahren dienen zur Versorgung mit Wasserstoff - insbesondere grünem Wasserstoff, der mittels Stroms aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird - und die DAC-Technologie zur Bereitstellung von nicht-fossilem Kohlenstoff. Die drei übrigen Technologien gelten als die Hauptrouten zur weiteren Veredelung des grünen Wasserstoffs und Kohlendioxids zu gasförmigen (katalytische und biogene Methanisierung) und flüssigen Produkten (FT-Synthese).

#### 2.2.1 PtX-Eingangsstoffe

#### Strom-Bereitstellung für PtX

Strom ist der elementare Eingangsstoff aller PtX-Pfade. Ausgestaltungsformen der Stromversorgung können vielfältig sein. Im Hinblick auf Energie-Szenarien wird PtX insbesondere für Energiesysteme diskutiert, die zukünftig weitgehend oder vollständig erneuerbare Energiequellen zur Stromerzeugung nutzen [6]. Ein wesentliches Merkmal von PtX-Anlagen sind deren Volllaststunden, die bei einer direkten Kopplung mit variablen erneuerbaren Energien stark von der Charakteristik des fluktuierenden Angebots beeinflusst werden. Alternativ sind Zwischenspeicherung oder der Betrieb mit Netzstrom möglich, um einen kontinuierlicheren Betrieb und daraus resultierend höhere Volllaststunden zu erreichen. Im Rahmen dieser Studie werden für LCA und LCC verschiedene Stromversorgungssituationen untersucht. So werden der gegenwärtige und der im Projekt prognostizierte künftige Netzstrommix für das Jahr 2050 analysiert. Zudem wird der Betrieb mit Windstrom (onshore) betrachtet, da sich dieser in den Szenarien des Projektes als wesentliche künftige Stromquelle zeigt. Die genauen Annahmen zu den für die Analysen verwendeten Stromquellen finden sich in den einzelnen Abschnitten von Kapitel 3. Für den künftigen Strommix im Jahr 2050 wird die übermittelte Zusammensetzung Europa-autark-Szenarios projekt-intern des Weitergehende Informationen zu den getroffenen Annahmen zum Strommix und gewählten LCA-Datensätzen finden sich ebenfalls in Kapitel 3 sowie im Anhang (Tabelle A 2).

Neben dem Strom sind weitere wesentliche Eingangsparameter für den Betrieb von PtX-Technologien erforderlich. Abhängig vom jeweiligen PtX-Pfad sind insbesondere Wasser und Kohlendioxid von großer Bedeutung.

#### Wasserbereitstellung für PtX

Auch Wasser ist ein Eingangsstoff der betrachteten PtX-Prozessketten. Wasser wird durch die Wasserelektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespaltet.

Die Verwendung von Leitungswasser kann aufgrund seiner natürlichen Verunreinigungen zu Komplikationen bei der Wasserelektrolyse führen. Daher ist eine Wasseraufbereitung erforderlich, um eine hohe Reinheit zu erreichen, bevor es für die Elektrolyse verwendet werden kann [3]. In der Literatur wird typischerweise de-ionisiertes Wasser als geeigneter Wasserstandard genannt [7, 8].

Da für die großskalige Wasserelektrolyse große Mengen an Wasser benötigt werden, können die Wasserressourcen standortabhängig ein begrenzender Faktor sein. Die Wasserbereitstellung sollte in Analysen zu PtX-Technologien berücksichtigt werden, um Knappheit zu vermeiden [3].

#### Kohlendioxidbereitstellung für PtX mittels DAC

Die Abscheidung von Kohlendioxid aus der Umgebungsluft bietet die Möglichkeit die Kohlendioxid-Konzentration in der Atmosphäre zu senken und es in PtX-Prozessketten zu integrieren. Die Co-Elektrolyse, die Methanisierung und die Fischer-Tropsch-Synthese benötigen Kohlendioxid als Eingangsstoff.

Für Deutschland ist aufgrund der selbstgesteckten Klimaschutzziele langfristig (bis zu den Jahren 2045 und 2050) zu bedenken, dass mit fossilen Energieträgern betriebene Kraftwerke zukünftig nicht oder nur noch in sehr geringem Umfang als Kohlendioxid-Quelle zur Verfügung stehen werden. Die alternative Kohlendioxid-Quellen (biogenen Ursprungs oder Umgebungsluft) nutzenden Technologien, wie die DAC, werden im internationalen wissenschaftlichen Kontext auch hinsichtlich einer möglichen Kohlendioxid-Speicherung zur Erreichung von Klimaneutralität diskutiert.

Aufgrund der zukünftig großen Potenziale der Technologie und aufgrund der Tatsache, dass DAC als einzige Kohlenstoffquelle im *Europa-autark-Szenario* (AP 1, Band I [5]) Anwendung findet, wird DAC als Verfahren ausgewählt und in den lebenszyklusorientierten Analysen (LCA und LCC) berücksichtigt.

Als DAC-Technologie wird die Niedertemperatur-DAC (NT-DAC) mit festem Sorptionsmittel betrachtet. Ergänzende Technologieinformation zur DAC sind den Technologiesteckbriefen des vorausgegangenen Projekts "Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme zu entnehmen" [9] sowie Arbeiten des Wuppertal Instituts [10, 11] zu entnehmen.

#### 2.2.2 PtX-Technologien (Herstellungsverfahren)

Dieser Abschnitt enthält Beschreibungen für die PtX-Technologien:

- Wasserelektrolyse,
- Co-Elektrolyse,
- Methanisierung und
- Fischer-Tropsch-Synthese

#### Wasserelektrolyse

Die elektrolytische Wasserstoffproduktion kann als ein Schlüsselelement von PtX angesehen werden [3]. Folgende drei Wasserelektrolyse-Technologien werden aktuell für eine großskalige Produktion intensiv diskutiert [12]:

- Alkalische Elektrolyse (engl. Alkaline Electrolysis Cell, AEC),
- PEM-Elektrolyse (engl. Proton Exchange Membrane Electrolysis Cell, PEMEC) und
- SOEC Hochtemperaturdampf-Festoxid-Elektrolyse (engl. Solid Oxide Electrolyzer Cell, SOEC).

Grundlegend haben alle drei betrachteten Optionen gemein, dass sie unter Zufuhr von elektrischer Energie Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufspalten. Allerdings bedienen sie sich hierbei unterschiedlicher Reaktionsmechanismen, Zellstrukturen und eingesetzter Elektrolyte. So kommt bei der AEC insbesondere Kalilauge, bei der PEMEC eine protonenleitende Membran und bei der SOEC eine keramische ionenleitende Membran als Elektrolyt zum Einsatz [13, 14]. Aufgrund dieser Verschiedenartigkeit ergeben sich unterschiedliche Stärken und Schwächen der Elektrolysetechnologien. Die höchste technologische Reife ist bei der alkalischen Elektrolyse gegeben. Die PEMEC zeichnet sich hingegen durch die besten Eigenschaften beim flexiblen Betrieb aus, da sie

die kürzeste Anlauf- und schnellste Reaktionszeit aufweist. Für die SOEC werden langfristig die höchsten Wirkungsgrade erwartet.

Zusätzliche Technologie-Informationen zu den drei Elektrolysetechnologien sind den Technologiesteckbriefen des vorausgegangenen Projekts "Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme" zu entnehmen [9]. Experimentell gewonnene Erfahrungen und Erkenntnisse mit der Elektrolyse im Rahmen der PtX-Versuchsplattform des gegenwärtigen Projekts finden sich in Band IV [15].

#### **Co-Elektrolyse (Co-SOEC)**

Für die Co-Elektrolyse werden in diesem Bericht die Zellen und Stacks der Hochtemperatur-SOEC betrachtet. Die Zellen der SOEC können so betrieben werden, dass in ihr Wasser und Kohlendioxid zu einem Synthesegas (Gemisch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff) reagiert.

#### Methanisierung

Bei der Methanisierung werden in einer Anlage Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid mit Wasserstoff in einer chemischen Reaktion in Methan (Synthetisches Erdgas, SNG) umgewandelt. Im Rahmen dieser Studie werden zwei Technologien für diesen Schritt betrachtet: katalytische (thermo-chemische) und biologische Methanisierung. Es existieren unterschiedliche Formen der biologischen Methanisierung. Für die Einbindung in ein Power-to-Gas-System ist die ex-situ Methanisierung besonders geeignet, da sie Wasserstoff und Kohlendioxid als Edukte benötigt. Daher wird für diesen Bericht das ex-situ Verfahren zur biologischen Methanisierung betrachtet, bei welchem Mikroorganismen (Archaeen) in einem Reaktor Wasserstoff und Kohlendioxid in SNG umwandeln. Bei der katalytischen Methanisierung erfolgt die Umwandlung mithilfe von thermischer Energie und eines Katalysators. Auch die Methanisierung ist in die experimentelle PtX-Versuchsplattform des gegenwärtigen Projekts eingebunden, weitere Informationen dazu enthält Band IV [15].

#### Fischer-Tropsch-Synthese

Die FT-Synthese ist ein großtechnisches und etabliertes Verfahren, welches auf Basis von Kohlenmonoxid und Wasserstoff Kohlenwasserstoffe bereitstellt. Im Wesentlichen setzt sich das FT-Produktgemisch aus Diesel, Benzin, Wachs und Naphta zusammen. Zentrale Komponente des Verfahrens ist der FT-Reaktor. Die erforderlichen Eingangsstoffe Kohlenmonoxid und Wasserstoff können dem FT-Reaktor über eine Co-SOEC oder über eine sogenannte reverse Wassergas-Shift-Reaktion (reverse Water Gas Shift (rWGS)) als Synthesegas bereitgestellt werden. Gegenüber den zuvor genannten Technologien, welche gasförmige Produkte erzeugen, handelt es sich bei der FT-Synthese um eine Power-to-Liquid-Technologie. Das FT-Produktgemisch wird anschließend durch weitere Aufbereitung z.B. zur Bereitstellung von Benzin, Diesel und Kerosin genutzt.

Weiterführende technologische Informationen sowie LCA-Angaben (Annahmen und Ergebnisse) zur FT-Synthese finden sich im Rahmen dieses Projekts zudem im Bericht des AP 3 (Band III [16]).

## 3 LEBENSZYKLUSORIENTIERTE ANALYSEN - LIFE CYCLE ASSESSMENT UND LIFE CYCLE COSTING

#### HIGHLIGHT BOX: WICHTIGSTE ERKENNTNISSE DES KAPITELS

Als Rahmen der lebenszyklusorientierten Analysen wurden Deutschland und die Analysejahre 2020 und 2050 gewählt. Betrachtete Technologien sind DAC, Elektrolysetechnologien (AEC, PEMEC und SOEC), Methansierungstechnologien (katalytisch und biologisch) und die Fischer-Tropsch-Synthese. Der Fokus liegt auf der Ermittlung von Effekten auf die Indikatoren Treibhauspotenzial (LCA) und PtX-Gestehungskosten (LCC). Ergänzende Hinweise zur ökologischen Wirksamkeit sind durch LCA-Berechnungen weiterer Umweltwirkungen gegeben.

Im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen und Produkten ist für PtX ein Potenzial zur Verringerung der Treibhausgasemissionen gegeben. Es müssen aber Voraussetzungen erfüllt sein, damit die PtX-Produkte weniger zum Klimawandel beitragen. Von herausragender Bedeutung ist die Strombereitstellung. Bezogen auf Deutschland sollte die Strommixnutzung für die Produktion von PtX-Produkten vermieden werden. Für die Herstellung der PtX-Produkte Wasserstoff, SNG, und FT-Produktgemisch kann in Deutschland insbesondere die Windstromnutzung mit sehr geringen Treibhauspotenzialwerten einhergehen. Die für PtX gegenüber fossilen Referenzprodukten hinsichtlich des Treibhauspotenzials gegebenen Vorteile zeigen sich nicht zwingend bei weiteren Umweltwirkungskategorien. Wesentliche Beiträge zu anderen Kategorien ergeben sich aus den Wirkungen des für die Wasserstoffproduktion verwendeten Stroms. Insbesondere Stahl, Aluminium und Kupfer für die Stromerzeugung sind dabei relevant.

Im Rahmen der LCC-Analysen sind PtX- und Kohlendioxid-Gestehungskosten ermittelt worden. Diese Gestehungskosten zeigen technologie- und produktübergreifend eine klare Reduzierung zwischen den Jahren 2020 und 2050 auf. Die Energiekosten sind im Normalfall die bestimmenden Bestandteile der Gestehungskosten. Kosten für Elektrolysestacks spielen bei der SOEC und Co-SOEC im Jahr 2020 noch eine deutliche Rolle, da diese eine noch geringe Lebensdauer haben. Bis zum Jahr 2050 wird für diese Technologien eine Verneunfachung der Lebensdauer erwartet, wodurch der Kostenbeitrag für die Zellstacks deutlich abnimmt. Investitionskosten für die PtX-Technologien nehmen zwischen den Analysezeitpunkten stark ab.

Für beide lebenszyklusorientierten Analysen (LCA und LCC) zeigen sich zukünftig abnehmende Wirkungen und Kosten für PtX-Technologien und -Produkte. Hinsichtlich der Methansierungstechnologien sehen beide Analysekonzepte Vorteile für die katalytische Methanisierung. Bei den Elektrolysetechnologien ermittelt die LCC im Jahr 2050 leichte Vorteile für die SOEC. In der LCA sind im Jahr 2050 alle Elektrolysetechnologien auf nahezu gleichem Niveau, mit geringfügig niedrigeren Treibhauspotenzial-Ergebnissen für die PEMEC.

#### 3.1 Methodische Grundlagen zu LCA und LCC

Für Untersuchungen weitreichender ökologischer Fragestellungen wird im Wissenschaftskontext meistens das, mittels der DIN ISO 14040 und 14044 [17, 18], standardisierte Verfahren der Lebenszyklusanalyse verwendet. Mittels LCA werden in diesem Bericht die Umweltwirkungen entlang des Lebenszyklus der untersuchten PtX-Pfade analysiert. Mittels LCC werden die Geldflüsse über die gesamte Lebensdauer der verschiedenen PtX-Anlagen bilanziert.

Die folgenden Abschnitte führen ergänzend zu den vorherigen Informationen wesentliche methodische Grundlagen der beiden lebenszyklusorientierten Analyse-Konzepte, LCA und LCC, auf.

#### 3.1.1 Methodische Grundlagen zu LCA

In mehreren Arbeitsphasen werden mittels LCA die Umweltwirkungen von Produkten oder Systemen ermittelt.

Nach ISO 14040 [17] wird die LCA in folgende Phasen unterteilt:

- Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens,
- Sachbilanz,
- Wirkungsabschätzung und
- Auswertung.

Die Abfolge und das Zusammenwirken der verschiedenen LCA-Phasen sind in Abbildung 5 aufgeführt.

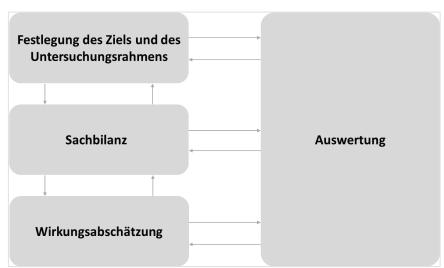


Abbildung 5: Phasen der LCA nach ISO 14040 [17]

Die in unterschiedliche Richtungen weisenden Pfeile in Abbildung 5 verdeutlichen, dass das Vorgehen iterativ erfolgt. Das bedeutet, dass einzelne Phasen aufgrund von Erkenntnissen aus den Folgephasen

modifiziert werden können. Ein solches Vorgehen ist von der Norm ISO 14040 ausdrücklich vorgesehen.

Zuerst ist die Definition der Zielsetzung und des Untersuchungsrahmens erforderlich. Die Zieldefinition dient dabei insbesondere der Beschreibung des Anwendungsbereichs und des Erkenntnisinteresses [18]. Die ergänzende Definition des Untersuchungsrahmens dient der Festlegung der Systemgrenzen, einer Beschreibung der analysierten Prozesskette, der Angabe der funktionellen Einheit (engl. Functional Unit) sowie der Angabe der Wirkungskategorien für die Wirkungsabschätzung (engl. Life Cycle Impact Assessment, LCIA).

In der anschließenden Sachbilanz werden Eingangsstoffe (Energie, Roh- und Hilfsstoffe und andere physische Inputs) und Ausgangsstoffe (Produkte, Nebenprodukte, Abfälle, Emissionen in die Luft, Boden, Wasser) zusammengestellt und quantifiziert. Aufgrund der, durch die Pandemie bedingten Verzögerungen der Versuche musste auf die Nutzung von Primärdaten aus dem Projekt verzichtet werden. Für die Sachbilanzgenerierung kommen in diesem Projekt daher insbesondere generische Daten aus einer LCA-Datenbank zum Einsatz. Die im Rahmen dieses Arbeitspakets des Projekts genutzte Datenbank "ecoinvent" (Version 3.7.1) und die Nutzung der dort enthaltenen generischen Datensätze ist besonders weit verbreitet und etabliert.

Von den Stoff- und Energieflüssen ausgehend, die bei der LCA systematisch mittels der Sachbilanz erfasst werden, können Umweltbelastungen berechnet werden. Dies erfolgt in der Phase der Wirkungsabschätzung (engl. Life Cycle Impact Assessment, LCIA). Die gesammelten Daten zu den Einund Ausgangsstoffen (Material, Energie und Emissionen) werden kategorisiert, den Umweltwirkungen zugeordnet und es werden verschiedenen Wirkungskategorien zugewiesene potenzielle Umweltwirkungen berechnet. [18]

Außerhalb des vorliegenden AP 2-Berichts werden innerhalb des Projektes im Bericht zu Arbeitspaket 3 LCA-Ergebnisse präsentiert. Dort werden Technologien und Kraftstoffe analysiert, welche von jenen in diesem Arbeitspaket und Bericht abweichen. Die LCA-Ergebnisse in den Berichten zu beiden Arbeitspaketen basieren auf den gleichen methodischen Annahmen.

#### 3.1.2 Methodische Grundlagen zu LCC

Ein häufiger Ansatz zur wirtschaftlichen Analyse technischer Systeme ist die techno-ökonomische Analyse. Dabei werden ausgewählte wirtschaftliche Indikatoren auf der Grundlage einer technischen Analyse berechnet. Eine Alternative ist der LCC-Ansatz, ein lebenszyklusorientiertes Verfahren, das in den vergangenen Jahren an Popularität gewonnen hat.

Nach Khzouz et al. [19] umfasst das LCC-Konzept Kosten von Produkten von frühen Lebenszyklusphasen (insbesondere Entwicklung und Herstellung), über mittlere Lebenszyklusphasen (z.B. Lagerung und Transport) bis hin zu einer finalen Lebenszyklusphase. Hierbei können verschiedene Indikatoren für die Ermittlung der Lebenszykluskosten verwendet werden. In einer Literaturübersicht

von Valente et al. [20] über LCC-Indikatoren, die für Wasserstoffproduktionssysteme besonders häufig Anwendung finden, werden Wasserstoffgestehungskosten (engl. Levelised Costs of Hydrogen, LCOH), Investitionsaufwendungen/Anlagekosten (CAPEX) und Betriebsausgaben (OPEX oder O&M-Kosten) als häufigste Indikatoren identifiziert. CAPEX und OPEX werden somit einerseits häufig losgelöst betrachtet, sind aber auch Teil der Gestehungskosten. Valente et al. [20] bezeichnen die LCOH bzw. allgemein die LCOE (engl. Levelised Costs of Energy, LCOE) ausdrücklich als LCC-Ansatz.

Der Gestehungskosten-Indikator ist somit weitreichender als CAPEX und OPEX im Einzelnen, weshalb CAPEX und OPEX in den LCC-Analysen nicht ergänzend ausgewiesen werden. Im Rahmen dieses Berichts wird der LCOE-Ansatz als Hauptteil der LCC-Analyse ausgewählt und nachfolgend beschrieben. LCOE dient innerhalb einer LCC-Analyse der Wirkungsabschätzung, vergleichbar mit der LCIA-Phase der LCA. Somit ist wie auch bei LCA-Studien mittels LCC ein Vergleich verschiedener Technologien möglich, der einerseits eine Rangfolge der verglichenen Optionen aufzeigt und anderseits Aufschlüsse über die zu den Gesamtgestehungskosten beitragenden Kostenkomponenten liefert.

Für die Bilanzierung von Geldflüssen, welche über die Lebensdauer der verschiedenen PtX-Anlagen entstehen, wird die Bewertungsgröße Gestehungskosten von PtX-Produkten eingeführt. Diese ist an die im Energiebereich bekannte Vergleichsgröße der Strom-Gestehungskosten angelehnt (vgl. Kost et al. [21]). Bilanziert wird über alle während der Lebensdauer von PtX-Anlagen entstehenden Kosten. Die Kosten werden auf den Zeitpunkt der Investition diskontiert und auf die im Betrachtungszeitraum erzeugten Mengen des PtX-Produkts bezogen. Formel (1) fasst dies mathematisch zusammen:

$$LCOPtX = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{O_{t,fix} + O_{t,var}}{(1+i)^t} + \frac{I_{EoL}}{(1+i)^n}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{MPtX_t}{(1+i)^t}}$$
(1)

 $I_0$  stellt hierbei die Summe aller Investitionskosten in  $\mathfrak C$  dar. Mit  $O_{t,fix}$  werden die jährlichen fixen Betriebskosten in  $\mathfrak C/a$  berücksichtigt.  $O_{t,var}$  steht für die jährlichen variablen Betriebskosten in  $\mathfrak C/a$ .  $I_{EoL}$  umfasst die Rückbaukosten in  $\mathfrak C$  der Technologie, die am Ende deren Lebensdauer anfallen. Mit n wird die Gesamtlebensdauer der PtX-Anlage berücksichtigt, t steht für das jeweilige Betrachtungsjahr. Die Variable i steht für den Zinssatz, mit dem auf den Zeitpunkt der getätigten Investition abgezinst wird. Mit  $MPtX_t$  wird die jährlich bereitgestellte Energiemenge in kWh des jeweils betrachteten PtX-Produktes berücksichtigt.

## 3.2 Ziele und Vorgehensweise

In diesem Abschnitt werden zunächst die Zielsetzung und der Untersuchungsrahmen der lebenszyklusorientierten Analysen definiert. Anschließend wird das Vorgehen bei der Datensammlung mittels Literaturrecherche erläutert. Grundlegende und dabei technologieübergreifende Annahmen,

die für LCA und LCC relevant sind, werden im nächsten Schritt beschrieben. Danach werden technologieweise die wesentlichen verwendeten Daten und daraus gewonnen Ergebnisse präsentiert.

#### 3.2.1 Festlegung Zielsetzung und Untersuchungsrahmen

Wesentliche Zielsetzungen der lebenszyklusorientierten Analysen sind folgende:

- die Herausstellung ökologischer und ökonomischer Hotspots von Einzeltechnologien und Pfaden,
- Vergleichsmöglichkeiten ökonomischer und ökologischer Ergebnisse, z.B. Abgleich der Vorteilhaftigkeiten von Technologien oder Beiträgen zu Kosten und Umweltwirkungen,
- die Verwendung detaillierter Sachbilanzen (Life Cycle Inventory, LCI), nicht nur für die Betriebsphase, sondern auch hinsichtlich der Bauphase, sowie
- im Zusammenspiel mit der Kritikalitätsanalyse eine mehrdimensionale und nachhaltigkeitsorientierte Bewertung der PtX-Technologien zu ermöglichen.

Analysiert werden die in Abschnitt 2.2 beschriebenen Technologien und Technologiepfade.

#### **Funktionelle Einheit**

Als Funktionelle Einheit wird im Rahmen der lebenszyklusorientierten Analysen jeweils "1 kg PtX-Produkt" betrachtet. Für jedes der PtX-Produkte sind damit die verschiedenen PtX-Technologien zur Herstellung der jeweiligen Produkte, sowie PtX-Pfade, hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen und Lebenszykluskosten vergleichbar.

#### **Analyserahmen**

Aufgrund der Ausrichtung des Projektes KoVI SGW auf einen Analysezeitrahmen bis zum Jahr 2050 werden neben den aktuellen Gegebenheiten (bzw. jenen des Jahres 2020) auch zukünftige Entwicklungen mit LCA und LCC analysiert. Geografisch wird entsprechend der Verortung des Projekts der Analyseschwerpunkt auf Deutschland gelegt.

#### Ansatz, Daten und eingesetzte Software

Für diesen Bericht wird ein attributiver Cradle-to-Gate-LCA Ansatz gewählt. Als LCA-Software wird openLCA der Firma GreenDelta in der Version 1.10.3 eingesetzt. Hintergrunddaten für die Sachbilanzerstellung stammen aus der LCA-Datenbank "ecoinvent" in der Version 3.7.1 im Systemmodell "cut-off by classification". Nach Klöpfer und Grahl [22] basieren Hintergrunddaten immer auf einer spezifischen Analyse der Stoff- und Energieströme in definierten Anlagen. Zudem sind sie mittels Mittelwertbildung so aufbereitet, dass sie als Prozessmodule in LCAs nutzbar sind.

Die für LCA und LCC herangezogenen Vordergrunddaten zu Energie- und Stoffströmen werden für die einzelnen Technologien ab Kapitel 3.3 aufgeführt.

Die LCC-Analysen nutzen eine Excel-Datenbank mit zahlreichen ökonomischen Parametern der betrachteten PtX-Technologien, welche aus einer breiten Literaturanalyse abgeleitet wurde. In dem LCC-Excel-Tool sind zudem sämtliche relevanten Formeln für die Kostenberechnungen hinterlegt, um die in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen Gestehungskosten als Endergebnisse ermitteln zu können.

#### Methodik und Indikatoren für die ökologische Wirkungsabschätzung und LCC-Berechnungen

Bei der LCA wird, aufgrund der Bedeutsamkeit des Klimawandels, eine besondere Aufmerksamkeit auf die Analysen der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (Global Warming Potential, GWP) gelegt. Hinsichtlich des Treibhauspotenzials in kg CO<sub>2äq.</sub> wurde dabei der Bezug auf einen Zeitraum von 100 Jahren gewählt (GWP<sub>100</sub>). Neben diesem Indikator wurden drei weitere Wirkungskategorien nach der etablierten ReCiPe-Methodik für die Wirkungsabschätzung in der Version 2016 v1.1 Midpoint (Hierarchist) [23] analysiert:

- Feinstaubbildung (Fine Particulate Matter Formation, PM) in kg PM<sub>2.5äq.</sub>
- Terrestrische Versauerung (Terrestrial Acidification Potential, AP) in kg SO<sub>2äq.</sub>
- Eutrophierung (Freshwater Eutrophication, EP) in kg Paq./PO4aq.

Ein wesentlicher Grund für diese Auswahl besteht darin, dass für diese Umweltwirkungen gute Vergleichsmöglichkeiten zu ähnlichen Studien gegeben sind. Hinsichtlich der LCC-Analyse wird die Bewertungsgröße Gestehungskosten von PtX-Produkten verwendet, zu welcher sich detaillierte Informationen in Abschnitt 3.1.2 finden.

#### Systemgrenzen

Für die cradle-to-gate LCA und LCC werden alle Prozesse und Lebenszyklusstufen von der Extraktion der Rohstoffe, über den Anlagenbau und die Energieumwandlung bis hin zur Bereitstellung der PtX-Produkte (frei Anlage) berücksichtigt. Nachgelagerte Verwendungen der Produkte, z.B. als Kraftstoffe in Fahrzeugen, liegen außerhalb der in diesem Bericht untersuchten Systemgrenzen. Abbildung 6 stellt die wesentlichen Systemgrenzen technologieübergreifend und schematisch dar. Technologiespezifische Darstellungen und Details finden sich in den technologiebezogenen Abschnitten (ab Kapitel 3.3).

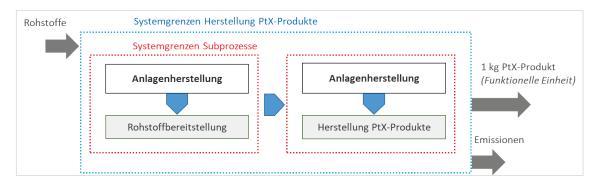


Abbildung 6: Technologieübergreifendes Schema der betrachteten Systemgrenzen

#### 3.2.2 Datenquellen für die PtX-Vordergrundsysteme

Die lebenszyklusorientierten Analysen benötigen als Ersatz für Daten aus experimentellen Analysen des Projekts, die durch die Pandemie bedingt verzögert und für dieses Arbeitspaket zu spät zur Verfügung stehen, eine umfassende Bestandsaufnahme auf Basis von Literaturrecherchen.

Ergänzend zu der bereits erwähnten LCA-Datenbank "ecoinvent" sind insbesondere Sachbilanzdaten einiger Publikationen relevant. Die Ergebnisse und Erkenntnisse der grundlegenden LCA-Literaturrecherche zu PtX-Technologien für dieses Projekt wurden bereits im Jahr 2019 von Koj et al. [3] veröffentlicht und hier herangezogen. Bis ca. Ende des Jahres 2020 publizierte LCA-Studien werden im Falle der Nutzbarkeit von Daten ebenfalls berücksichtigt. Zudem werden Daten zur Wahrung einer weitgehenden AP-internen Konsistenz in enger Abstimmung mit der Kritikalitätsanalyse und der LCC ausgewählt. Schnittpunkte zu der Kritikalitätsanalyse (s. Kapitel 4) bestehen dabei insbesondere hinsichtlich der Annahmen über verwendete Materialien für den Anlagenbau. Mit der LCC werden hingegen besonders technologische Parameter abgestimmt, die primär für die Energie- und Massenbilanzen der Betriebsphase der Anlagen eine ökologische und ökonomische Relevanz zeigen.

Um Umweltwirkungen und PtX-Gestehungskosten für die einzelnen Prozesspfade bewerten zu können, sind die technologiespezifischen Ausprägungen verschiedener Variablen zu ermitteln. Hierbei wird auf verfügbare Literaturwerte zurückgegriffen. Dafür wird eine Datenbank an Publikationen mit Parametern der betrachteten PtX-Technologien (Elektrolyse, Methanisierung, DAC und Fischer-Tropsch-Synthese) erstellt, welche insbesondere auch die wesentliche LCC-Datengrundlage darstellt. Für das LCC und die Bilanzierung der Betriebsphase der LCA werden die zehn aktuellsten Publikationen, welche relevante Kosten und technologische Parameter der jeweiligen PtX-Technologien analysieren, identifiziert und in die Excel-Datenbank aufgenommen. Jedoch zeigt sich, dass die verschiedenen Parameter mit einer großen Bandbreite an Ausprägungen in der Literatur zu finden waren. Darüber hinaus sind nicht immer alle getroffenen Annahmen in den Publikationen transparent dargestellt. Zurückzuführen ist dieser Umstand vor allen Dingen auf den Entwicklungsstand der PtX-Technologien, welche bisher zumeist in Form von Demonstrations- oder Pilotanlagen erprobt sind. Daher werden in einem zweiten Schritt für jede PtX-Technologie jeweils Publikationen identifiziert, die sich hinsichtlich der Kriterien Aktualität, Transparenz der Annahmen und verfügbarer Detailgrad gegenüber anderen Publikationen hervorheben. Dies geschieht in Abstimmung zwischen LCA und LCC, sodass eine Übertragbarkeit der Ergebnisse gewährleistet ist. Tabelle 1 zeigt die jeweils verwendeten Publikationen für die verschiedenen PtX-Technologien.

Tabelle 1: Übersicht über Publikationen, die als wesentliche Datenquellen für die lebenszyklusorientierten Analysen (LCA und LCC) der betrachteten Technologien herangezogen wurden

PtX-Technologie	Wasserelektrolyse	Co-	Methan-	DAC	Fischer-Tropsch-
		Elektrolyse	isierung		Synthese
Literaturquelle	[24-26]	[25, 27]	[13, 14, 24, 28]	[29]	[25, 30]

Für die Wasserelektrolyse und Methanisierung werden Böhm et al. [24] gewählt, da dort besonders detaillierte und reproduzierbare Daten enthalten sind. Zudem basiert die Projektion zukünftiger Investitionskosten in der Publikation auf umfangreichen Skalierungs- und Lernkurvenansätzen, welche im Rahmen eines Forschungsprojektes erarbeitet wurden und ist daher transparent in den Annahmen. Für die Stoffströme der Elektrolyse werden die Werte von Pichlmaier et al. [26] verwendet. Ausfelder et al. [25] stellen in ihrem technischen Anhang [31] eine sehr ausführliche Beschreibung, u.a. ökonomischer und technologischer Parameter der Co-Elektrolyse (Co-SOEC), bereit. Die dort verwendeten Daten basieren z.T. auf den Aussagen des Industrieunternehmens Sunfire GmbH. Aufgrund der umfassenden Beschreibung ist diese Quelle als zu berücksichtigende Publikation gewählt worden. Sie wird ergänzend zu Böhm et al. [24] für die Investitionskosten der SOEC verwendet und ist wesentliche Literaturquelle für die Co-SOEC zur Bereitstellung von Synthesegas. Die Stoffströme bei der Synthesegasbereitstellung durch die Co-SOEC basieren auf Schreiber et al. [27]. In den Investitionskosten unterscheiden sich die SOEC und die Co-SOEC nicht. Bei der biologischen Methanisierung wird ergänzend Wettstein et al. [28] für die Annahmen der Stoffströme verwendet, bei der katalytischen Methanisierung werden Daten aus [13, 14] herangezogen. Die Quelle Fasihi et al. [29] wird als zu berücksichtigende Publikation für die DAC-Technologien gewählt. Gründe dafür liegen in den enthaltenen zeitlich differenzierten Daten, ausgehend vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2050, unterschiedlichen Volllaststundenannahmen und transparenten Kostenannahmen für betrachteten Technologien. Hinsichtlich der Fischer-Tropsch-Technologien werden die Veröffentlichung von Schemme et al. [30] in Kombination mit Ausfelder et al. [25] als berücksichtigenswerte Publikationen verwendet. Die Publikation Schemme et al. [30] zeichnet sich durch die detailliertesten Annahmen zu Kosten und Stoffströmen unter den identifizierten Veröffentlichungen zur Fischer-Tropsch-Synthese aus. Annahmen aus der Studie von Ausfelder, et al. [25] werden ergänzend verwendet, um die Investitionskosten eindeutig auf das Zieljahr 2050 zu projizieren. Im Ergebnis liegt eine umfangreiche und für beide lebenszyklusorientierten Analyse-Dimensionen nutzbare Datenbank an ökonomischen und technologischen Parametern vor. Eine daraus getroffene Auswahl an Ausprägungen bildet die Grundlage für die Analysen der verschiedenen Technologien und wird in den jeweiligen Abschnitten dieses Berichts aufgeführt.

#### 3.2.3 Grundlegende Annahmen

In den folgenden Unterabschnitten werden die technologiespezifischen Annahmen sowie die Analyseergebnisse für die einzelnen Technologien präsentiert. Es werden jeweils Vergleiche zwischen den Jahren 2020 und 2050 durchgeführt. Für 2020 wird der aktuelle deutsche Strommix als Stromquelle herangezogen, die Strombezugskosten basieren auf Böhm et al. [24]. In die LCA-Sachbilanz wird für den Strommix 2020 der aktuelle ecoinvent-Datensatz "DE: electricity, high voltage, production mix" verwendet. Für 2050 wird für LCA und LCC eine direkte Kopplung mit Onshore-Windparks angenommen. Für die LCA wird zudem teilweise zur Verdeutlichung bestimmter Erkenntnisse ergänzend auch für das Jahr 2020 die Anbindung an Onshore-Windparks betrachtet. Für

die Windpark-Anbindung wird für die LCC-Analysen der Strombezugspreis von Böhm et al. [24] benutzt. In Tabellen und Diagrammen wird zur besseren Lesbarkeit der Begriff Mix kombiniert mit der entsprechenden Jahreszahl verwendet. Hierbei handelt es sich jeweils um den deutschen Strommix. Für die Onshore-Windparks wird in den entsprechenden Tabellen und Diagrammen vereinfachend das Wort Wind in Kombination mit der Angabe des jeweiligen Analysezeitpunkts verwendet. Durch die direkte Kopplung mit Onshore-Windparks können die Anlagen eine maximale Volllaststundenzahl von 4.000 h/a aufweisen, diese Annahme basiert auf speziell im Kontext der PtX-Demonstrationsanlage in Werlte vorherrschenden Dimensionierungs- und Standortgegebenheiten [32]. Für die elektrische Anbindung einer PtX-Anlage an einen Onshore-Windpark in Deutschland stellt dies eine sehr positive Annahme dar, welche jedoch beispielsweise durch Überdimensionierung der Winderzeugungsleistung (in MW) gegenüber den PtX-Kapazitäten (in MW) erfolgen kann. Im weiteren Verlauf des Berichts wird daher außer mit dieser Basisannahme auch mit Variationen der Volllaststunden bei direkter Windpark-Anbindung gerechnet. Ergänzend wird in einem Teil der LCC-Analysen auch mit dem deutschen Stromnetzmix im Jahr 2050 basierend auf Böhm et al. [24] gerechnet. Aufgrund sehr schlechter Datenverfügbarkeit wird der Rückbau keiner der PtX-Technologien berücksichtigt. Sauerstoff als Produkt einzelner Prozesse wird allgemein vernachlässigt, da es aktuell keinen Markt dafür gibt und es somit nicht monetär abbildbar ist. Aufgrund seiner Unbedenklichkeit für die Umwelt wird es auch für das LCA als unschädliche Emission ohne weitere Verwertung betrachtet.

Für die Stoffströme Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid werden für beide Betrachtungsjahre die durchschnittlichen in diesem Bericht berechneten Kosten angenommen, sofern sie Eingangsstoffe für weitere Prozessschritte darstellen. Für Wasserstoff wird hierbei eine Elektrolysetechnologieverteilung, angelehnt an Böhm et al. [24], angenommen. Grundlegende Annahmen, welche an verschiedenen Stellen der lebenszyklusorientierten Analysen von Relevanz sind, werden in Tabelle 2 gezeigt.

Tabelle 2: Allgemeine Annahmen/Werte für die Berechnungen

Beschreibung	Einheit	Ausprägung	Quelle
	Bezug von	Betriebsmitteln	
Preis Wasser	€/m³	1,15	[24]
Preis Netzstrom 2020	€-ct/kWh <sub>el</sub>	3,5	[24]
Preis Netzstrom 2050	€-ct/kWh <sub>el</sub>	8	[24]
Preis Windstrom 2050	€-ct/kWh <sub>el</sub>	4	[24]
Preis Wärme	€-ct/kWh <sub>th</sub>	0,0055	[24]
Stromquelle 2020		Netzstrom (Mix)	
		2020 sowie	
		Wind onshore	
		(Werlte)	
Stromquelle 2050		Wind onshore	
		(Werlte) sowie	

		Netzstrom (Mix) 2050	
Eigenschaften Medie	en (bei Standardraum	temperatur (25 °C) und einem Druck	von 1 bar)
Dichte Wasser	$kg/m^3$	997	
Dichte Wasserstoff	$kg/m^3$	0,083	
Dichte Methan	$kg/m^3$	0,648	
Dichte Kohlenstoffdioxid	$kg/m^3$	1,785	
Heizwert Wasserstoff	kWh/ $kg_{H_2}$	33,3	
Heizwert Methan	kWh/ $kg_{CH_4}$	13,9	
Spezifische Wärmekapazität Wasser	kJ/kgK	4,184	
Standardraumtemperatur	°C	25	
	Wirtschaf	liche Faktoren	
Inflation (2017 – 2020)		0,038	[33]

## 3.3 Direct Air Capture (DAC, Kohlenstoffversorgung)

Für die DAC-Technologien werden Systemgrenzen betrachtet, die in Abbildung 7 dargestellt sind. Als gemeinsame Zielgröße von LCA und LCC wird die funktionelle Einheit "1 kg per DAC abgeschiedenen Kohlendioxids" betrachtet.

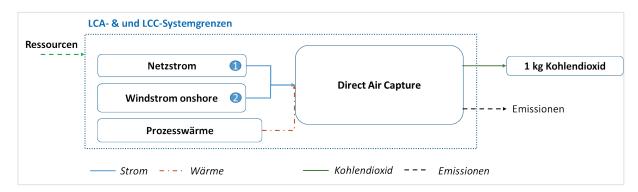


Abbildung 7: DAC - LCA- und LCC-Systemgrenzen

Daten, Annahmen und daraus gewonnene Ergebnisse für die DAC-Technologien werden in nachfolgenden Abschnitten beschrieben.

#### 3.3.1 Gemeinsame Datengrundlage für LCA und LCC

In Tabelle 3 sind die getroffenen Annahmen zur Beschreibung der DAC-Technologie für die zwei Betrachtungsjahre dargestellt. Die Werte und Annahmen wurden weitestgehend von Fasihi et al. [29] übernommen. Im Rahmen dieser Quelle wurde eine sehr umfassende Literaturstudie zum technischen Stand und zur aktuellen ökonomischen Entwicklung der DAC-Technologie durchgeführt. Darüber hinaus wurden mit Standardlernkurvenansätzen und Sensitivitätsstudien zukünftige Entwicklungen abgeschätzt. Betrachtet werden alle Schritte bis zur Ausbringung von Kohlendioxid. Die installierte Größe der Anlagen wird in der jährlichen Ausbringungsmenge  $t_{{\it CO}_2}$  gemessen. Beim Betrieb der DAC-Anlage mit dem aktuellen Strommix wird ein kontinuierlicher Betrieb mit 8.000 Volllaststunden angenommen.

Ein Überblick über die verwendete gemeinsame Datengrundlage für LCA und LCC ist in Tabelle 3 aufgeführt.

Tabelle 3: DAC - verwendete Charakteristika für die Jahre 2020 und 2050

Vergleichsgröße	Einheit	2020	2050	Quelle
DAC Technologie	-	NT	NT	-
Produktionskapazität	$t_{CO_2}/a$	360.000	Wind:	[29] und
			180.000	eigene Ann.
			Strmix:	
			360.000	
Lebensdauer	a	20	30	[29]
Volllaststunden	h/a	8.000	Wind: 4.000	[29, 32]
			Strmix:	
			8.000	
Strombedarf	$kWh_{el}/t_{CO_2}$	250	182	[29]
Wärmebedarf	$kWh_{th}/t_{CO_2}$	1.750	1.102	[29]
Temperatur	°C	100	100	[29]
Wärmebedarf				

#### 3.3.2 Ergänzende Sachbilanzdaten für LCA

In Anlehnung an die Beschreibung der LCC werden auch für die LCA-Erstellung einige Literaturquellen herangezogen, die auch technologieübergreifend als Datenquellen dienen. Darunter sind solche Quellen zu verstehen, deren Annahmen aufgrund eines hohen Detailgrads und hinreichender

Aktualität der Informationen in besonderem Maße in die vorliegenden Analysen eingeflossen sind. Die Anzahl der Publikationen mit Sachbilanzdaten für den Bau von DAC-Anlagen ist gering. In einigen der verfügbaren Publikationen wird vereinfachend für die Sachbilanz (der DAC-Kollektoreinheit) mit der Materialzusammensetzung von Pkws gerechnet [34, 35]. Transparente Sachbilanzdaten, die auf Herstellerangaben zurückgehen, sind für die Niedertemperatur-DAC (NT-DAC, z.B. vom Hersteller Climeworks) bisher selten verfügbar. Die Publikation von Schreiber et al. [27] zeigt transparente Daten für die NT-DAC auf, weshalb diese als Grundlage für die Sachbilanzerstellung des DAC-Anlagenbaus in diesem Bericht dient. Auf Grundlage dieser Arbeit wird das Materialinventar abgleitet, welches in Tabelle A 1 im Anhang zu finden ist. Dieses weicht von der Vorlage von Schreiber et al. nur dadurch die Verwendung aktuellerer ecoinvent-Datensätze ab. An dieser Stelle sei zum Verständnis der LCA-Auswertungen darauf hingewiesen, dass neben dem DAC-Anlagenbau auch noch der Einsatz des für die NT-DAC erforderliche Sorptionsmittels auf Aminbasis mitbilanziert wird. Entsprechend der von Schreiber et al. [27] genutzten Sachbilanzdaten wurde auch für die LCA der NT-DAC der für Europa gültige ecoinvent-Datensatz "market for anionic resin" zur Berücksichtigung der Herstellung des aminbasierten Sorptionsmittels herangezogen.

Neben der Niedertemper-DAC gibt es auch Hochtemperatur-DAC-Anlagen, wie sie von der Firma Carbon Engineering Ltd. gebaut werden. Aufgrund der Detailtiefe und hinsichtlich des Baus mangelnden Aktualität der Daten wird diese Variante im vorliegenden Bericht jedoch nicht zum Vergleich mitbilanziert.

Weil DAC-Anlagen modular aufgebaut sind, können diese entsprechend eines LCA-Leitfadens [26] vollständig linear auf die in diesem Bericht benötigte Anlagenkapazität skaliert werden. Der Anteil des Anlagenbaus wird je betrachtetem Fall über die während des Betrachtungszeitraums abgeschiedene Kohlendioxid-Menge auf ein Kilogramm umgerechnet. Bei Komponenten, deren Lebensdauer kürzer als der Betrachtungszeitraum ist, wurde ein zwischenzeitlicher Austausch mitbilanziert.

Über den Bau hinaus ist hinsichtlich der Sachbilanz-Annahmen für die Betriebsphase, die in Tabelle 3 aufgeführt wurden, eine Kenntnis der eingesetzten ecoinvent-Datensätze zu deren Bilanzierung von Bedeutung. Für die DAC-Technologie sind die verwendeten Datensätze hinsichtlich des Stromeinsatzes von großer Relevanz. Für den gegenwärtigen Strommix wird der auf Deutschland bezogene Datensatz "Electricity, high voltage, production mix" genutzt. Der künftige Strommix für das Jahr 2050 wurde entsprechend der projekt-intern übermittelten Zusammensetzung des "Europa-autark-Szenarios" mit verschiedenen ecoinvent-Datensätzen nachgebildet und findet sich mitsamt Beschreibung im Anhang (Tabelle A 2). Zudem sind die Annahmen zur Wärme von Relevanz. Für die NT-DAC liefert die verwendete Literaturquelle eine differenziert ausgewiesene Angabe zum Wärmebedarf. Gegenwärtig erfolgt Prozesswärmebereitstellung typischerweise über Erdgas, was in der LCA-Sachbilanz für NT-DAC im Jahr 2020 mittels des für europäische Gegebenheiten verfügbaren aktuellen ecoinvent-Datensatzes "heat, district or industrial, natural gas" abgebildet werden kann. Eine ökologischere Form der Wärmebereitstellung kann z.B. aus biogenen Quellen erfolgen. Aufgrund der Notwendigkeit im Jahr 2050 Energie einzusetzen, die THG-arm bzw. THG-frei ist, wird für die Wärme ein für Europa (ohne die Schweiz) geltender ecoinvent-Datensatz eingesetzt, der nicht auf fossilem Energieeinsatz beruht

("heat, central or small-scale, biomethane"). Zudem wird aufgrund der hohen Bedeutsamkeit des Wärmeeinsatzes für diese Technologien auch eine Variation gerechnet und dargestellt, bei der eine vollständige Wärmeintegration durch überschüssige Wärme aus einer PtX-Anlage erfolgt. Die katalytische Methanisierung und die Fischer-Tropsch-Synthese können den Wärmebedarf der NT-DAC vollständig decken. Die biologische Methanisierung kann den Wärmebedarf der NT-DAC bis auf einen geringen Restwärmebedarf abdecken.

#### 3.3.3 Ergänzende Daten für LCC

Ergänzend zu den für den Betrieb verwendeten Angaben nach Tabelle 2 werden spezifische Investitionskosten und fixe Betriebskosten nach Fasihi et al. [29] für die LCC-Analysen zu DAC verwendet. Als Zinssatz wird die Annahme von Ausfelder et al. [25, 31] übernommen. Die verwendeten ergänzenden ökonomischen Daten sind in Tabelle 4 einzusehen.

Tabelle 4: DAC - ergänzende LCC-Daten für die Jahre 2020 und 2050

Vergleichsgröße	Einheit	2020	2050	Quelle
DAC Technologie	-	NT	NT	-
Spezifische	€2020/	730	199	[29]
Investitionskosten	$t_{CO_2}/a$			
Fixe Betriebskosten	% der	4	3,7	[29]
	Invest.			
Zinssatz	%	5	5	[25]

#### 3.3.4 LCA-Ergebnisse

Die LCA-Ergebnisse bezüglich des Treibhausgaspotenzials sind in Abbildung 8 für die NT-DAC sowie die Jahre 2020 und 2050 illustriert. Hinsichtlich der Wärmequelle der NT-DAC sind die zuvor beschriebenen Variationen aufgezeigt.

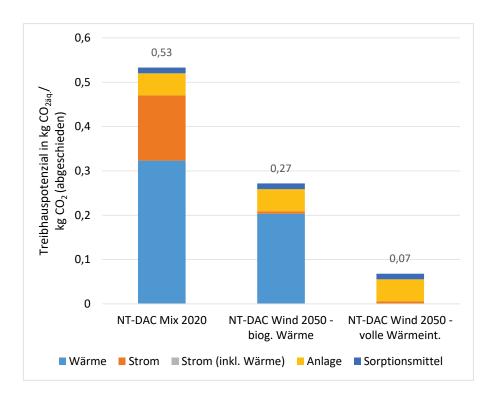


Abbildung 8: DAC - Treibhauspotenzial in den Jahren 2020 und 2050 mit Variationen der Wärmeversorgung (prokg per DAC abgeschiedenem Kohlendioxid)

Entsprechend Abbildung 8 ist bei der NT-DAC-Anlage die Wärmeversorgung bestimmend, falls diese aus Erdgas erzeugt wird. Wird für diese Anlage stattdessen biomassebasierte Wärmeerzeugung verwendet, kann das gesamte Treibhauspotenzial deutlich reduziert werden, die Wärme bestimmt diese Umweltwirkung aber weiterhin. Eine vollständige Deckung des Wärmebedarfs ist möglich, wenn die weitergehende PtX-Produktion in Form der katalytischen Methanisierung und der Fischer-Tropsch-Synthese einbezogen wird. Für diese integrierten Konzepte wird der Wärmebereitstellung somit kein Treibhauspotenzial mehr zugeordnet, wie für den Fall der vollständigen Wärmeintegration in Abbildung 8 zu sehen ist. Die vollständige Wärmeintegration führt gegenüber der Nutzung der biogenen Wärmequelle zu einer Reduktion des gesamten Treibhauspotenzials um ca. drei Viertel. Eine fast vollständige Deckung des Wärmebedarfs ist durch die Nutzung der Abwärme aus der biologischen Methanisierung bei einem integrierten Konzept mit der NT-DAC möglich.

Durch den Bau der NT-DAC werden ca. 50 g CO<sub>2āq.</sub>/kg abgeschiedenem CO<sub>2</sub> hervorgerufen. Insbesondere die Produktion und Bereitstellung von Aluminium, Stahl und Beton bestimmen das Treibhauspotenzial der Bauphase. Hinsichtlich der für NT-DAC notwendigen Sorptionsmittel zeigt sich unter den Gegebenheiten mit Windstrom und vollständiger Wärmeintegration im Jahr 2050 ein nicht mehr zu vernachlässigender Anteil von über 15 % am Treibhauspotenzial.

In Summe zeigt sich ein signifikantes Potenzial geringerer zukünftiger Umweltwirkungen. Bei der NT-DAC-Anlage kann das Treibhauspotenzial bei vollständiger Wärmebedarfsdeckung (z.B. durch die Fischer-Tropsch-Synthese) um über 87 % gesenkt werden.

Tabelle 5 zeigt einen Überblick und Vergleich der über das Treibhauspotenzial hinaus betrachteten Umweltwirkungskategorien für die DAC-Technologie im Jahr 2020 und 2050.

Tabelle 5: DAC - weitere Umweltwirkungen für die Jahre 2020 und 2050 (pro kg per DAC abgeschiedenem Kohlendioxid)

		NT-DAC Mix 2020	NT-DAC Wind 2050 volle Wärmeint.
Eutrophierung	g P <sub>äq.</sub>	0,24	0,03
Versauerung	g SO <sub>2äq.</sub>	0,61	0,27
Feinstaub	g PM <sub>2,5äq.</sub>	0,26	0,15

Derweil die Werte für weitere Umweltwirkungen bei den betrachteten PtX-Technologien in diesem Bericht mit Referenzwerten von Liebich et al. [14] abgeglichen werden können, liegen für die DAC-Technologien keine Referenzwerte vor.

Eindeutig erkennbar sind hier höhere Umweltwirkungen bei Eutrophierung, Versauerung und Strommix, wenn der Strommix 2020 und nicht Windenergie eingesetzt wird. Wesentliche Ursache hierfür ist die Nutzung von Kohlekraftwerken für die Strommixerzeugung im Jahr 2020 und die mit ihnen einhergehenden Umweltwirkungen. Die Reduktion bei der Eutrophierung kann bei Einsatz von Wind im Jahr 2050 mehr als 85 % gegenüber der Strommix-Nutzung im Jahr 2020 betragen. Das Reduktionspotential beim Fall Windstrom im Jahr 2050 gegenüber Strommix im Jahr 2020 fällt bei der Versauerung und beim Feinstaub merklich niedriger aus. Am niedrigsten ist das Feinstaub-Reduktionspotential mit weniger 45 %. Als Ursache für die Umweltwirkungen zeigen sich insbesondere Materialien wie Kupfer, Stahl und Aluminium sowie auf Komponentenbasis elektronische Bauteile, als bedeutende Verursacher für Eutrophierung und Versauerung bei Verwendung von Windstrom. Zu der Feinstaubbildung tragen wiederum Stahl- und Kupfer-Produktion im wesentlichen Maße bei. Ergänzend trägt auch noch Beton, der beispielsweise als Fundament der vorgelagerten Windenergie eingesetzt wird, merklich zu der Feinstaubbildung bei.

#### 3.3.5 LCC-Ergebnisse

Für das LCC von DAC wird die Bewertungsgröße Kohlendioxid-Gestehungskosten herangezogen. Kohlendioxid-Gestehungskosten werden in Anlehnung an Formel (1) bestimmt. Abbildung 9 zeigt die Kohlendioxid-Gestehungskosten auf. Aufgrund der hohen Bedeutsamkeit der Wärmequelle und

0,25

(o,20

(o,

0,00

NT-DAC - Mix 2020

wegen der Möglichkeit zur Wärmeintegration sind in den LCC-Analysen für NT-DAC mit Windstrom im Jahr 2050 zwei Fälle berücksichtigt.

Abbildung 9: DAC - Kohlendioxid-Gestehungskosten in den Jahren 2020 und 2050 mit Variationen der Wärmeversorgung (pro kg per DAC abgeschiedenem Kohlendioxid)

Investitionskosten

Kosten WärmeFixe Betriebsausgaben

NT-DAC - Wind 2050

■ Kosten Strom inkl. Nebenagregate

NT-DAC Wind - vollst. Wärmeintegration

Für die NT-DAC-Technologie entfällt 2020 der höchste Anteil der Gestehungskosten auf die (erdgasbasierte) Wärme. Die Investitionskosten sind der zweithöchste Posten, gefolgt von den fixen Betriebsausgaben. Bis zum Jahr 2050 können die Kohlendioxid-Gestehungskosten der NT-DAC um über 50 % reduziert werden, wenn Windstrom verwendet wird und keine vollständige Wärmeintegration erfolgt. Zum größten Teil ist dies auf Reduktionen der Investitionskosten zurückzuführen, mit einer Reduktion von ca. 80 %. Ergänzend können die fixen Betriebsausgaben um ca. 70 % gesenkt werden. Eine Möglichkeit die Kosten im Jahr 2050 noch deutlich weiter zu reduzieren ist die Einbindung von überschüssiger Wärme bei der Nutzung eines integrierten PtX-Konzepts, bestehend aus DAC-Anlage und Fischer-Tropsch- oder Methanisierungsanlage. Entsprechend den Beschreibungen der LCA-Ergebnisse ist es für NT-DAC möglich mit Fischer-Tropsch-Synthese oder Methanisierung den NT-DAC-Wärmebedarf vollständig zu decken. Kann die Wärme in einem integrierten Anlagenkonzept genutzt werden, fallen keine Kosten für den Wärmekauf an und es können die niedrigsten Gestehungskosten der betrachteten DAC-Varianten erreicht werden. Hier sei jedoch auch drauf hingewiesen, dass die Fischer-Tropsch-Synthese oder die Methanisierung überschüssige Wärme verkaufen und damit Erlöse

erzielen könnten. Zudem sind die Prognosen für das Jahr 2050 mit Unsicherheiten behaftet, da bisher nur Pilotprojekte vorhanden sind und die Technologie-Skalierung noch erfolgen muss. Die technologischen Verbesserungen sind daher unter Vorbehalt zu betrachten.

#### 3.4 Elektrolyse-Technologien

Für alle drei betrachteten Elektrolyse-Technologien werden die in Abbildung 10 dargestellten Systemgrenzen betrachtet. Als gemeinsamer Output von LCA und LCC wird die Funktionelle Einheit "1 kg Wasserstoff" betrachtet.

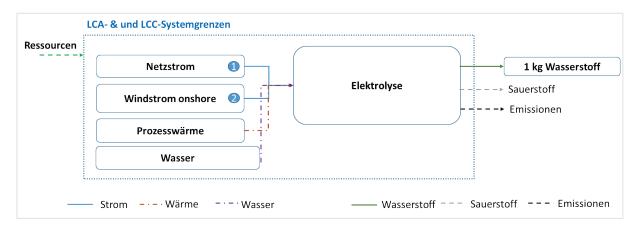


Abbildung 10: Elektrolyse-Technologien - LCA- und LCC-Systemgrenzen

Die verwendeten Daten und Annahmen sowie daraus folgende Ergebnisse für die Elektrolyse-Technologien werden in nachfolgenden Abschnitten beschrieben.

#### 3.4.1 Gemeinsame Datengrundlage für LCA und LCC

Die folgenden Beschreibungen liefern einen tiefergehenden Einblick in die Datenauswahl zu den Elektrolyse-Technologien für LCA und LCC. Die auswählte gemeinsame Datengrundlage für LCA und LCC wird in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Elektrolyse-Technologien - verwendete Charakteristika für die Jahre 2020 und 2050

Vergleichsgröße	Einheit		2020			2050		Quelle
Elektrolysetyp	-	AEC	PEM	SOEC	AEC	PEM	SOEC	
Nennleistung	MW <sub>el</sub>	5	5	5	50	50	50	[24]
Lebensdauer Stack	h	75.000	50.000	10.000	90.000	80.000	90.000	[26]

Volllaststunden	h/a	7000	7000	7000	4000	4000	4000	[6], [22]
(Strommix (M) / Wind (W))		(M) 4000 (W)	(M) 4000 (W)	(M) 4000 (W)	(W)	(W)	(W)	
Strombedarf	kWh/kg H <sub>2</sub>	51,9	54,3	40,7	44,4	46,9	38,4	[7]
Wasserbedarf bzw. Dampfbedarf mit 150 °C bei SOEC	kg H <sub>2</sub> 0/kg H <sub>2</sub>	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	[26]
Kaliumhydroxid- Bedarf	kg KOH/kg H <sub>2</sub>	8,5 E-04	-	-	8,5 E-04	-	-	[7]

In Tabelle 6 sind grundlegende Annahmen für alle betrachteten Elektrolyse-Technologien, beide Analysezeitpunkte und die beiden betrachteten Varianten der Stromversorgung angegeben. Derweil es für alle drei Elektrolyse-Technologien Strom- und Wasserbedarf gibt, bestehen jedoch Unterschiede bei den weiteren Betriebsmitteln (Dampf und Kaliumhydroxid). Für die SOEC ist die Zuführung von Dampf eine wichtige Voraussetzung. Es werden bezüglich der Menge an Wasserdampf (mit 150 °C) und der Dampferzeugung erforderlichen Wärmemenge (0,9825 kWh<sub>th</sub>/kg Wasserdampf) Annahmen von Pichlmaier et al. [26] verwendet. Die AEC benötigt hingegen keinen Dampf, dafür aber Kaliumhydroxid (KOH) für die Elektrolytlösung.

Für einige der Annahmen in Tabelle 6 kann eine gewisse Bandbreite der Ausprägungen in der Literatur festgestellt werden. Nachfolgend werden insbesondere Ausprägungen für die Nennleistung kritisch vor dem Hintergrund der Literaturdaten eingeordnet. Für das Jahr 2020 wurde für alle Technologien eine Nennleistung von 5 MW<sub>el</sub> angenommen. Für AEC und PEMEC gab es im Jahr 2020 bereits realisierte Demonstrationsanlagen in dieser Größenordnung [8]. Aktuell befinden sich die angenommenen 5 MW<sub>el</sub> für die SOEC noch deutlich oberhalb der Leistung der bisher realisierten Anlagen [8]. Aus Konsistenzgründen ist in dieser Analyse der Wert von 5 MW<sub>el</sub> auch für die SOEC übernommen worden. Geplante Projekte zeigen, dass diese Größenordnung in wenigen Jahren erreicht oder übertroffen werden kann [8]. Aufgrund der für die Zukunft angekündigten oder bereits geplanten kommerziellen Großanlagen wird für das Jahr 2050 von einer Nennleistung von 50 MW für alle drei Elektrolysetechnologien ausgegangen.

#### 3.4.2 Ergänzende Sachbilanzdaten für LCA

Die Sachbilanz der Bauphase der Elektrolysetechnologien basiert auf den nachfolgend benannten Literaturquellen. Zur AEC beinhaltete die LCA von Koj et al. [36] eine nutzbare Datenbasis. Die für den AEC-Anlagenbau verwendeten Daten sind im Anhang zu finden. Die Daten sind in Angaben pro Zelle in Tabelle A 3 und pro Stack in Tabelle A 4 zu finden. Sachbilanz-Daten für die PEMEC beruhen auf Bareiß et al. [37] und sind in Tabelle A 5 des Anhangs aufgeführt. Eine Veröffentlichung von Schreiber et al.

[27] dient als Grundlage für die Sachbilanz des Baus der SOEC. Die dort verwendeten Daten beziehen sich auf eine SOEC-Co-Elektrolyse. Nach Beschreibungen von Wang et al. [38] kann der gleiche Zellstack für SOEC-HT-Dampfelektrolyse und SOEC-Co-Elektrolyse verwendet werden. Der wesentliche Unterschied besteht hier nur in den ablaufenden Reaktionen mit unterschiedlichen Edukten und Produkten. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass sich ein ähnlicher Materialbedarf für die Herstellung von Wasserstoff und Synthesegas ergibt. Die Sachbilanz für den Bau der SOEC ist für die Zellen in Tabelle A 6 und für Stacks in Tabelle A 7 im Anhang aufgeführt.

Hinsichtlich der Bilanzierung der Bauphase in der Sachbilanz ist wie weiter oben beschrieben zudem festzuhalten, dass sowohl die Nebenaggregate (Balance of Plant) als auch die Stacks potenziell umgebende Container keine Berücksichtigung fanden. Aufgrund unterschiedlicher Auslegungen oder verschiedenartiger und geringer Verfügbarkeit dieser Daten war eine Betrachtung dieser Komponenten ohne erhöhte Datenunsicherheit nicht möglich und eine Nichtberücksichtigung und damit einhergehende Vereinfachung notwendig. Das stellt eine vereinfachende Annahme dar, die in besonderem Maße eine konsistente Betrachtung der drei Elektrolysetechnologien ermöglicht.

Der Anteil des Anlagenbaus wird je betrachtetem Elektrolyse-Fall über die während des Betrachtungszeitraums produzierte Wasserstoffmenge auf ein Kilogramm umgerechnet. Für Komponenten, deren Lebensdauer kürzer als der Betrachtungszeitraum ist, wurde ein Austausch mitbilanziert.

#### 3.4.3 Ergänzende Daten für LCC

Die wesentliche Datenquelle, die ergänzend zu den zuvor in Tabelle 6 aufgeführten Daten für die LCC-Berechnungen der Elektrolysetechnologien herangezogen wurde, ist durch die Analyse von Böhm et al. [24] gegeben. Einzig eine weitere Quelle findet hierbei ergänzend Berücksichtigung. Für die spezifischen Investitionskosten der SOEC wird anders als für die anderen beiden Technologien die Studie von [25, 31] zur Bestimmung der spezifischen Investitionskosten herangezogen. Hierbei handelt es sich um detaillierte Beschreibungen, die auf Aussagen des größten Herstellers dieser noch wenig verbreiteten Technologie beruhen. Tabelle 7 führt alle ergänzend für die LCC-Berechnungen der Elektrolysetechnologien verwendeten Daten auf.

Tabelle 7: Elektrolyse-Technologien - ergänzende LCC-Daten für die Jahre 2020 und 2050

Vergleichsgröße	Einheit		2020			2050		Quelle
Elektrolysetyp	-	AEC	PEMEC	SOEC	AEC	PEMEC	SOEC	-
Spezifische Investitionskosten	€ <sub>2020</sub> /	1.097	1.188	5.733	521	314	491	[24, 25]

Anteil Stack an	%	50	60	30	44	36	10	[24]
Investitionskosten								
Fixe Betriebskosten	% von	4	4	4	2	2	2	[24]
	Invest.							
Versicherungs-	% von	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	[24]
kosten	Invest.							
Administrations-	% von	2	2	2	2	2	2	[24]
kosten	Invest.							
Elektrizitäts-	€ct/kWh	3,5	3,5	3,5	4	4	4	[24]
bezugspreis								
Zinssatz	%	4	4	4	4	4	4	[24]

#### 3.4.4 LCA-Ergebnisse

Die LCA-Ergebnisdarstellungen für Elektrolyse enthalten eine Gegenüberstellung der drei Elektrolysetechnologien, verschiedene Varianten der Stromversorgung sowie unterschiedliche Analysezeitpunkte und Anlagenleistungen. Da der mittels Elektrolyse hergestellte Wasserstoff auch Grundlage für den Betrieb der nachgelagerten PtX-Technologien Methanisierung und FT-Synthese ist erfolgt hier die Analyse einer großen Bandbreite an Varianten der Elektrolysetechnologien. Hinsichtlich der Stromversorgung werden zwei Varianten betrachtet. Zum einen wird der Elektrolyse-Betrieb mit Windstrom analysiert, in Form einer direkten Kopplung an einen Onshore-Windpark, und andererseits der Betrieb mit deutschem Netzstrom (Strommix). Als Analysezeitpunkte wird zwischen 2020 und 2050 unterschieden. Für das Jahr 2020 werden Anlagenleistungen von 5 MW angenommen, für das zukünftige Jahr 2050 wird jeweils eine Leistung der Elektrolyseanlagen von 50 MW zugrundgelegt. Bei der SOEC wurde zudem zwischen Wärme/Dampf auf Erdgasbasis im Jahr 2020 und aus biogener Quelle (Biomethan) im Jahr 2050 unterschieden. Die LCA-Ergebnisse für die verglichenen Elektrolysevarianten werden in Abbildung 11 illustriert.

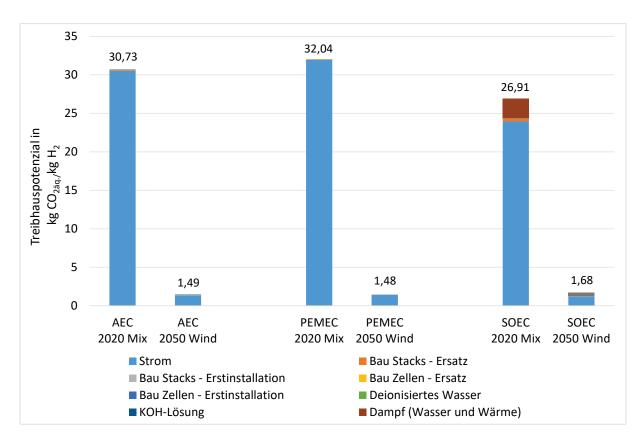


Abbildung 11: Elektrolyse-Technologien - Treibhauspotenzial verschiedener Varianten zur Wasserstoffproduktion (pro kg Wasserstoff)

Aus Abbildung 11 wird ersichtlich, dass die betrachteten Elektrolysetechnologien bei Nutzung des gegenwärtigen Netzstroms (Strommix 2020) das größte Treibhauspotenzial aufweisen. Für die für das Jahr 2050 betrachteten 50 MW Elektrolyse-Anlagen zeigen sich technologie- und fallübergreifend niedrigere Treibhauspotenzialwerte. Bei der Nutzung von Windstrom im Jahr 2050 werden sehr deutliche Reduktionen des Treibhauspotenzials erreicht. Die Reduktionen betragen knapp 95 % für die SOEC, was etwas unterhalb der Reduktionen bei der AEC und PEMEC liegt. Die etwas geringeren Reduktionen sind durch den Beitrag Wärme für Dampf bedingt, welcher nicht auf dem besonders emissionsarmen Windstrom basiert. Die Analysen in Abbildung 11 zeigen zudem auf, dass die Energiebereitstellung für die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse technologieübergreifend den größten Anteil an den gezeigten Umweltwirkungen aufweist. Bei den Technologien AEC und PEMEC ist der eingesetzte Strom bei allen Varianten die dominierende Größe. Wie die Analysen für die SOEC und das Jahr 2050 zeigen, besteht die Möglichkeit aber auch die durch Wärme-/Dampfbedarf verursachten Treibhauspotenzial-Ergebnisse durch eine alternative Wärmequelle stark zu reduzieren. Wird eine biogene Wärmequelle für SOEC eingesetzt kann das Treibhauspotenzial der Wärme-/Dampfbereitstellung von über 2,5 kg CO<sub>2äq.</sub>/kg H<sub>2</sub> auf unter 0,5 kg CO<sub>2äq.</sub>/kg H<sub>2</sub> reduziert werden. Über die dargestellten Ergebnisse hinaus kann die Wärmeintegration bei integrierten PtX-Konzepten mit weiteren der betrachteten PtX-Technologien ökologisch sehr sinnvoll sein. Beispielsweise kann die Abwärme der katalytischen Methanisierung für die Erzeugung des in der SOEC benötigten Dampfes genutzt werden und deren Umweltwirkungen reduzieren. Für die Bereitstellung der weiteren Betriebs-/Hilfsmittel, wie Wasser oder Kaliumhydroxid-Lösung (KOH) zeigt sich ein vernachlässigbarer Beitrag zum Treibhauspotenzial. Der Beitrag der Bauphase zu den Umweltwirkungen ist relativ gesehen, beim Betrieb mit dem Strommix, sehr gering. Über alle betrachteten Fälle mit dem Strommix hinweg entfällt maximal ein Anteil von 3,5 % des Treibhauspotenzials auf die Bauphase. Beim Betrieb mit Windstrom nimmt die relative Bedeutung dieser Lebenszyklusphase aufgrund des klimaschonenderen Betriebs etwas zu. Dennoch bleiben die Anteile der Bauphase am Treibhauspotenzial bei weniger als 3 % bis maximal knapp 11 %. Für den Analysezeitpunkt 2020 fällt für die SOEC aufgrund der noch geringen Lebensdauererwartungen der Beitrag des Baus gegenüber den alternativen Elektrolyse-Technologien etwas stärker auf. Bis 2050 ist aufgrund einer erwarteten Verneunfachung der Lebensdauer von einem abnehmenden spezifischen Beitrag des Baus auch für diese Technologie auszugehen. Der Vergleich der Technologien untereinander zeigt für den Fall des zukünftigen Betriebs mit Windstrom, der entsprechend den Ergebnissen ökologisch anzustreben ist, dass sich Treibhauspotenzial-Ergebnisse stark annähern und nur noch sehr geringe Unterschiede bestehen. Das Treibhauspotenzial für die PEMEC fällt mit 1,48 kg CO<sub>2āa.</sub>/kg H<sub>2</sub> am niedrigsten aus und das Ergebnis für die AEC liegt lediglich um 10 g CO<sub>2äq.</sub>/kg H<sub>2</sub> über diesem Wert. Auch das Ergebnisse für die SOEC liegt mit 1,68 kg CO<sub>2äq.</sub>/kg H<sub>2</sub> nur um 200 g CO<sub>2äq.</sub>/kg H<sub>2</sub> über dem Wert für die PEMEC und könnte durch Wärmeintegration bei integrierten PtX-Konzepten auf ein noch konkurrenzfähigeres Niveau gesenkt werden.

Die Ergebnisse für die analysierten Varianten der Wasserstoffproduktion mittels Wasserelektrolyse werden zudem der Referenztechnologie Wasserstoff aus Erdgas gegenübergestellt. Für die Referenztechnologie wird je Umweltwirkungskategorie ein Referenzwert aus der Studie von Liebich et al. herangezogen [14]. Die Ergebnisse der Elektrolysetechnologien und Referenztechnologie für die Umweltwirkungskategorien Eutrophierung, Versauerung und Feinstaub sind in Tabelle 8 aufgeführt.

Tabelle 8: Elektrolyse-Technologien - weitere Umweltwirkungen der Produktion von Wasserstoff (pro kg Wasserstoff)

		AEC 2020 Mix	AEC 2050 Wind	PEMEC 2020 Mix	PEMEC 2050 Wind	SOEC 2020 Mix	SOEC 2050 Wind	Referenz
Eutrophierung	g P <sub>äq.</sub>	45,36	1,49	47,39	1,5	35,99	1,35	1,08
Versauerung	g SO <sub>2äq.</sub>	43,39	6,46	46,07	7,1	43,3	6,75	5,88
Feinstaub	g PM <sub>2.5äq.</sub>	14,78	3,21	15,57	3,4	14,77	3,32	5,04

Die in Tabelle 8 wiedergegebenen Umweltwirkungen der Indikatoren Eutrophierung und Versauerung liegen teilweise um ein Vielfaches über den Referenzwerten der Dampfreformierung von Erdgas. Dies ist in besonderem Maße gegeben, wenn der deutsche Strommix des Jahres 2020 eingesetzt wird. Hierbei sind die Werte der Eutrophierung teils um mehr als Faktor 40 höher als der Referenzwert. Bei der Versauerung betragen die Werte beim Betrieb mit Strommix im Jahr 2020 teils fast das Achtfache des Referenzwerts. Die Feinstaubwerte erreichen bei dem Betrieb mit dem Strommix Ergebnisse, die

in etwa dem Dreifachen des Referenzwerts der Dampfreformierung von Erdgas entsprechen. In besonderem Maße werden diese hohen Ergebnisse, durch die in den Strommix des Jahres 2020 eingehende Kohlestromerzeugung verursacht. Z.B. zeigt sich diese für knapp 70 % des Feinstaub- und Versauerungs-Ergebnisses und über 90 % des Eutrophierungs-Ergebnisses verantwortlich.

Die Ergebnisse für Elektrolysebetrieb mit Windstrom im Jahr 2050 liegen für die betrachteten Umweltwirkungen sehr deutlich unterhalb der Ergebnisse, die durch den Strommix im Jahr 2020 hervorgerufen werden. Dennoch liegen die Werte für die Eutrophierung und Versauerung etwas über dem jeweiligen Referenzwert. Die Verwendung und Herstellung von Materialien wie Stahl und Kupfer für die Windenergieanlagen und mit der Strominfrastruktur einhergehende Umweltwirkungen sind wesentliche Ursachen für die höheren Eutrophierungswerte gegenüber der Referenztechnologie. Insbesondere die beiden Materialien Kupfer und Stahl, welche für die vorgelagerte Stromerzeugung benötigt werden, wirken sich auch stark auf die Ergebnisse des Indikators Versauerung aus. Die beiden Materialien sind die wesentlichen Verursacher der Versauerung bei Elektrolysebetrieb mit Windstrom.

Hinsichtlich des Vergleichs mit dem Feinstaubreferenzwert sei hier darauf hingewiesen, dass sich dieser auf eine höhere Feinstaubgröße (PM10 und nicht PM2,5) bezieht und der Vergleich nur eingeschränkt erfolgen kann. Da so bei den in der Tabelle 8 wiedergegebenen Feinstaub-Ergebnissen PM2,5 als Indikator aufgeführt ist, der eine Teilmenge von PM10 darstellt, ist dies auch ein Grund für Werte unterhalb des Referenzwertes. Dieser Feinstaub-Referenzwert wurde hier trotz der Einschränkungen verwendet, da er aus einer Veröffentlichung von Liebich et al. [14] stammt, die einen konsistenten Vergleich mit Referenzwerten zu mehreren ökologischen Indikatoren ermöglicht.

#### 3.4.5 LCC-Ergebnisse

Basierend auf den zuvor vorgestellten Annahmen konnten im Anschluss die Wasserstoff-Gestehungskosten in Anlehnung an Formel (1) bestimmt werden. Abbildung 12 illustriert die berechneten Wasserstoff-Gestehungskosten der verschiedenen Technologien in den beiden Betrachtungsjahren in €2020/kg H₂. Gegenüber der Auswahl an Elektrolysetechnologie-Varianten im Abschnitt zu den LCA-Ergebnissen fällt die hier getroffene Auswahl kleiner aus. Diese Auswahl erfolgt vor dem Hintergrund der Feststellung für LCA und LCC, dass die höchsten Kosten und Treibhauspotenziale im Jahr 2020 bei Betrieb mit dem Strommix auftreten und die niedrigsten Ergebnisse bei Windstromeinsatz im Jahr 2050. Diese beiden Fälle bilden somit die beiden Extreme der Analysen ab. Die Beschränkung auf die Extremfälle deckt trotz der geringen Fallzahl die ganze Bandbreite der Ergebnisse ab und liefert somit wesentliche Erkenntnisse, wie sich Einflussfaktoren und Gesamtergebnisse über die Zeit ändern. Zudem hilft diese Beschränkung bei einer schnellen und übersichtlichen Erfassung der Ergebnisse.

Für das Betrachtungsjahr 2020 und den Einsatz des Netzstroms (Strommix) für die Elektrolyse führt die AEC zu den mit Abstand geringsten Wasserstoff-Gestehungskosten, gefolgt von der PEMEC (+23 %) und mit größerem Abstand schließlich der SOEC (+371 %). Für die beiden Technologien mit einem

höheren Entwicklungsstand (AEC, PEMEC) sind die Strombezugskosten der größte Kostenfaktor im Jahr 2020. Für die SOEC sind dies die Stack-Austauschkosten, die dem geringen Entwicklungsstadium und der damit einhergehenden geringen Lebensdauer geschuldet sind. Für 2050 dreht sich dieses Bild. Für die SOEC ergeben sich die geringsten Wasserstoff-Gestehungskosten mit 2,18 €2020/kg H₂. Die PEMEC-Technologie weist die nächsthöheren Gestehungskosten auf (+ 13 %), gefolgt von der AEC (+23%). Alle Elektrolyse-Technologien erreichen im Jahr 2050 somit Werte unterhalb von 2,7 €2020/kg H₂. Technologieübergreifend wird insbesondere durch eine Verlängerung der Stack-Lebensdauer eine große Kostenreduktion bis 2050 möglich. Hervorzuheben ist hier die SOEC-Technologie, bei der eine Verneunfachung der Stack-Lebensdauer angenommen wird. Dadurch werden die Stack-Austauschkosten vernachlässigbar gering. Zudem spiegelt sich die Verzehnfachung der angenommenen Leistung für alle Elektrolyse-Technologien in reduzierten fixen Betriebskosten im Jahr 2050 wider. Technologieübergreifend sind 2050 die Strombezugskosten der größte Kostenbestandteil.

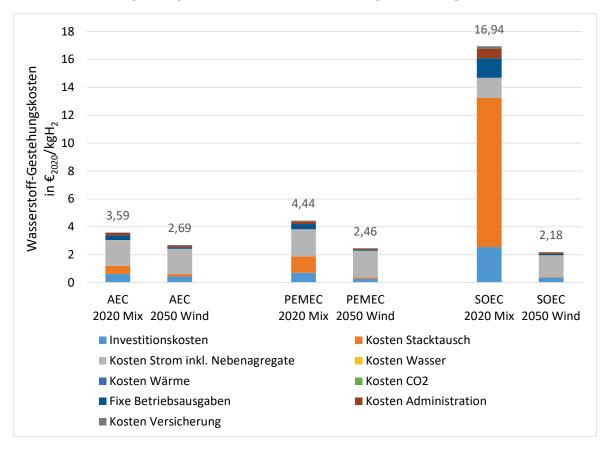


Abbildung 12: Elektrolyse-Technologien - Wasserstoff-Gestehungskosten in den Jahren 2020 und 2050 (pro kg Wasserstoff)

### 3.5 Co-Elektrolyse

Für die Co-Elektrolyse wird in dieser Studie die HT-SOEC-Technologie betrachtet. Hierbei wird sie als Co-SOEC so betrieben, dass in ihr Wasser und Kohlendioxid in einem Schritt zu einem Synthesegas bestehend aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff reagiert. Neben diesen stofflichen Eingangsstoffen und Produkten sind auch Strom und entsprechend der Bezeichnung als Hochtemperatur-Technologie Wärme zum Betrieb der HT-Co-SOEC erforderlich. Hinsichtlich des entstehenden Synthesegases wird wie in Schreiber et al. [27] ein Verhältnis von Wasserstoff zu Kohlenmonoxid von 2 (2:1) angenommen. Dieses Synthesegas kann z.B. als ein Eingangsstoff für eine angeschlossene Fischer-Tropsch Synthese zur Bereitstellung von synthetischen Kraftstoffen oder Basischemikalien genutzt werden. Die Systemgrenzen mitsamt wesentlicher In- und Outputs der Co-SOEC sind in Abbildung 13 illustriert.

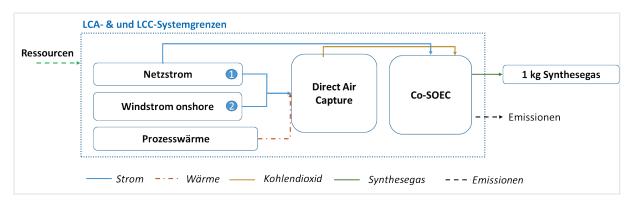


Abbildung 13: Co-SOEC - LCA- und LCC-Systemgrenzen

Neben den in Abbildung 13 dargestellten Energie-Inputs wird zudem zur Prozessdurchführung Wasser sowie Kühlwasser benötigt. Als Output wird die Funktionelle Einheit "1 kg Synthesegas" betrachtet. Konkrete Daten und Annahmen sowie daraus folgende LCA- und LCC-Ergebnisse für die Co-SOEC werden in nachfolgenden Abschnitten beschrieben.

#### 3.5.1 Gemeinsame Datengrundlage für LCA und LCC

In Tabelle 9 sind die getroffenen Annahmen zur Beschreibung der Co-SOEC für die zwei Analysezeitpunkte aufgeführt. Die Werte und Annahmen werden weitestgehend aus dem technischen Anhang von Ausfelder et al. [25, 31] übernommen. In dieser Quelle werden verschiedene PtX-Pfade u.a. auch ökonomisch bewertet. Die Quelle zeichnet sich durch den hohen Detailierungsgrad der betrachteten Parameter aus. Hinsichtlich der Stoffströme wurden Angaben von Schreiber et al. [27] herangezogen. Für beide Analysezeitpunkte wurde entsprechend von Angaben von Ausfelder et al. [25, 31] eine installierte Elektrolyseleistung von 100 MW<sub>el</sub> angenommen. Im vorliegenden Bericht wird diese Gesamtleistung von 100 MW<sub>el</sub> anhand einer (modularen) Zusammenstellung von Anlagen mit kleinerer Leistung, für welche Literaturangaben nutzbar sind, abgebildet. Die aktuell realisierten

Anlagengrößen kommen bei weitem nicht an diese installierte Leistung heran [39]. In der Literatur finden sich keine weiteren Quellen, welche eine Co-Elektrolyse für gegenwärtige Bedingungen in ähnlicher Größenordnung beschreiben. Für das Jahr 2050 könnte diese Größenordnung von 100 MW<sub>el</sub>/Anlage jedoch realistisch sein. Es erfolgt die Annahme leichter Effizienzsteigerungen und eines dadurch sinkenden Strombedarfs. Analog zur SOEC in der Elektrolyseanwendung wird die Stacklebensdauer für die Co-SOEC angenommen. In Tabelle 9 sind die getroffenen Annahmen zur Beschreibung der Technologie für die zwei Betrachtungsjahre dargestellt.

Tabelle 9: Co-SOEC - verwendete Charakteristika für die Jahre 2020 und 2050

Vergleichsgröße	Einheit	2020	2050	Quelle	
Installierte Leistung	$MW_{el}$	100	100	[25]	
Stacklebensdauer	h	10.000	90.000	[26]	
Strombedarf	$kWh_{el}/kg_{Syngas}$	4,87	4,26	[27]	
Wasserbedarf	$kg_{H2O}/kg_{Syngas}$	0,77	0,77	[27]	
Kohlendioxidbedarf	$kg_{CO2}/kg_{Syngas}$	0,7	0,7	[27]	
Volllaststunden	h/a	8.000	4.000	[25, 32]	
Lebensdauer	a	20	20	[25]	

### 3.5.2 Ergänzende Sachbilanzdaten für LCA

Die bereits erwähnte und beschriebene Veröffentlichung von Schreiber et al. (2020) [27] dient als Grundlage für die Sachbilanz des Baus der Co-SOEC. Die dort verwendeten Daten beziehen sich auf eine Co-SOEC. Die im Anhang befindlichen Tabellen (Tabelle A 6 und Tabelle A 7) zeigen die verwendeten Sachbilanzdaten zur Bauphase auf.

#### 3.5.3 Ergänzende Daten für LCC

Die zusätzlich für das LCC der Co-SOEC erforderlichen Daten entstammen allesamt den Analysen von Ausfelder et al. [25, 31]. Die auf dieser Studie aufbauend genutzten Daten sind in Tabelle 10 aufgeführt.

Tabelle 10: Co-SOEC - Ergänzende Daten für das LCC

Vergleichsgröße	Einheit	2020	2050	Quelle
Installierte Leistung	MW	100	100	[25, 31]
Spezifische Investitionskosten	€ <sub>2020</sub> /kW	5733	491	[25, 31]
Versicherungskosten	% der Invkosten	2	2	[25, 31]
Administrationskosten	% der Invkosten	2,5	2,5	[25, 31]
Fixe Betriebskosten	% der Invkosten	3,2	3,2	[25, 31]
Zinssatz	%	5	5	[25, 31]

Das größte Entwicklungspotential bis zum Jahr 2050 wird in den Investitionskosten gesehen. Für die spezifischen Investitionskosten wird für das Jahr 2050 eine Reduktion auf 8,6 % der spezifischen Investitionskosten im Vergleich zum Jahr 2020 abgeschätzt. Der Anteil der Stackkosten an den Investitionskosten für die Co-SOEC wird wie für die SOEC angenommen (s. Tabelle 7).

#### 3.5.4 LCA-Ergebnisse

Eine Darstellung der Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Co-SOEC und die drei betrachteten Fälle im Jahr 2020 und 2050 ist in Abbildung 14 zu sehen.

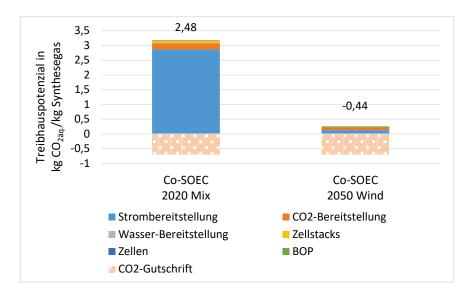


Abbildung 14: Co-SOEC – Treibhauspotenzial in den Jahren 2020 und 2050 (pro kg Synthesegas, kumulierte Werte unter Berücksichtigung von Gutschriften)

Bei der hierbei betrachteten Bereitstellung von Kohlendioxid mittels der NT-DAC-Technologie und Abscheidung aus der Umgebungsluft kann eine Kohlendioxid-Gutschrift über das abgeschiedene Kohlendioxid erfolgen, die hier dargestellt ist. Die sich unter Berücksichtigung der Gutschrift ergebenden Treibhauspotenzial-Ergebnisse der verglichenen Optionen sind oberhalb der jeweiligen Säule aufgeführt. In Abbildung 14 werden, entsprechend vorherigen Erläuterungen, nur die beiden Extremfälle des Co-SOEC-Betriebs basierend auf dem deutschen Strommix im Jahr 2020 und einem Betrieb mit Windstrom im Jahr 2050 verglichen.

Die Strombereitstellung geht hinsichtlich des Betriebs der Co-SOEC gegenwärtig und zukünftig mit dem größten Beitrag zu den Umweltwirkungen einher. Die Kohlendioxidbereitstellung weist den zweithöchsten Einfluss auf das Treibhauspotenzial auf. Künftig nimmt die relative Bedeutung der Kohlendioxidbereitstellung aufgrund der insgesamt abnehmenden absoluten Umweltwirkungen zu. So zeigt sich die Kohlendioxidbereitstellung für mehr als ein Drittel des Treibhauspotenzials der Synthesegas-Produktion mit Onshore-Wind im Jahr 2050 verantwortlich. Demgegenüber zu halten ist jedoch der positive Effekt der Kohlendioxidgutschrift, welche aufgrund der Abscheidung und Einbindung des Kohlenstoffs in die Synthesegas-Herstellung mittels Co-SOEC gutgeschrieben wird. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Menge an Kohlendioxid, deren Abscheidung aus der Atmosphäre durch DAC erfolgt, als Kohlendioxidgutschrift der Prozesse betrachtet.

Bei dem für das Jahr 2050 betrachteten Fall mit Einsatz von Onshore-Wind ist es unter Berücksichtigung der Kohlendioxid-Gutschrift möglich, nicht nur die Netto-Null-Grenze hinsichtlich des Treibhauspotenzials zu erreichen, sondern darüber hinaus negative Werte zu erzielen. In diesem Fall ist die Kohlendioxid-Gutschrift höher als das Treibhauspotenzial aus der Produktion des Synthesegases.

Die Beiträge des Anlagenbaus auf das Treibhauspotenzial belaufen sich für den Fall der Verwendung des deutschen Strommix im Jahr 2020 auf weniger als 5 %. Aufgrund um den Faktor 9 geringerer Lebensdauern der Co-SOEC in der Gegenwart gegenüber des späteren Analysezeitpunkts (Jahr 2050) ist der Beitrag der während des Betrachtungszeitraums mehrfach zu wechselnden Zellstacks dennoch erkennbar.

Für die Co-SOEC gibt die Tabelle 11 einen Überblick und Vergleich der über das Treibhauspotenzial hinaus nach der ReCiPe (2016)-Methodik ermittelten Umweltwirkungen im Jahr 2020 und 2050. Tabelle 11 verdeutlicht einen eindeutigen Trend hin zu niedrigeren Umweltwirkungen beim Windstromeinsatz im Jahr 2050 im Vergleich zur Strommix-Nutzung im Jahr 2020. Bei der Eutrophierung fällt die Reduktion mit über 95 % am höchsten aus. Bei der Versauerung liegt die Reduktion bei ca. 80 %. Die Reduktion der Feinstaubwerte liegt bei rund 72 %. Verantwortlich für diese weiteren Umweltwirkungen sind wiederum insbesondere die Materialien Stahl, Kupfer und Aluminium, welche für die Anlagen und Infrastrukturen der Stromversorgung erforderlich sind. Ausführlichere Erläuterungen zu den ökologischen Effekten dieser Materialien finden sich auch in den anderen LCA-Analyse-Abschnitten dieses Berichts.

Tabelle 11: Co-SOEC - Ergebnisse für weitere Umweltwirkungen und die Jahre 2020 und 2050 (pro kg Synthesegas)

		Mix 2020	Wind 2050
Eutrophierung	g P <sub>äq</sub> .	4,5	0,19
Versauerung	g SO <sub>2äq</sub> .	5,44	1,1
Feinstaub	g PM <sub>2.5äq</sub> .	1,93	0,54

### 3.5.5 LCC-Ergebnisse

Die Synthesegas-Gestehungskosten werden in Anlehnung an Formel (1) bestimmt. Abbildung 15 illustriert die Synthesegas-Gestehungskosten für die beiden Betrachtungsjahre (2020 und 2050) auf Basis der in Tabelle 9 und Tabelle 10 dargestellten Annahmen.

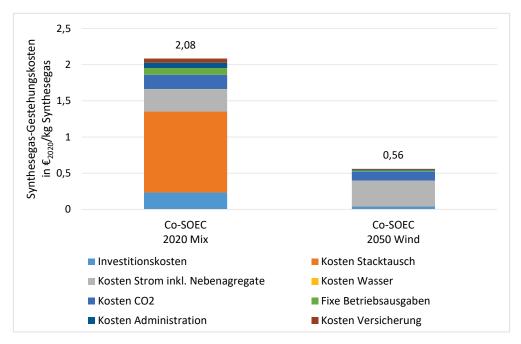


Abbildung 15: Co-SOEC - Synthesegas-Gestehungskosten in den Jahren 2020 und 2050 (pro kg Synthesegas)

Für das Analysejahr 2020 und den Betrieb mit dem Strommix haben die Kosten, welche für einen bzw. mehrere Wechsel der Stacks über die Lebensdauer anfallen, den größten Anteil an den Gestehungskosten. Den zweitgrößten Einflussfaktor stellen die Stromkosten dar. Einen geringfügig niedrigeren Anteil an den Gestehungskosten für den Fall im Betrachtungsjahr 2020 haben die

Investitionskosten. Auf ähnlichem Niveau hinsichtlich des Anteils fallen Kosten für fixe Betriebsausgaben sowie Administration und Versicherung an. Die Kosten für den Wasserbezug sind im Vergleich zu den anderen Posten nahezu vernachlässigbar niedrig.

Bis zum Jahr 2050 kann unter den getroffenen Annahmen von einer Reduktion der Synthesegas-Gestehungskosten auf ca. ein Viertel des Wertes von 2020 ausgegangen werden. Den größten Einfluss hat hier, wie bei der SOEC zur Wasserstoffproduktion, die Steigerung der Lebensdauer des Stacks. Die Kosten für Stackwechsel sind im Jahr 2050 vernachlässigbar gering. Den zweitgrößten Einfluss hat die Reduktion der spezifischen Investitionskosten für die Co-SOEC, die wie Tabelle 10 erwähnt auf 8,6 % ihres ursprünglichen Wertes von 2020 reduziert werden können. Ausgehend vom aktuell geringen technischen Reifegrad ist diese starke Reduktion auf technische Verbesserungen und weitere Lerneffekte zurückzuführen. Im Jahr 2050 stellen die Strombezugskosten mit einem Anteil von ca. 63 % den größten Ausgabeposten für die Synthesegasbereitstellung dar. Den nächsthöheren Anteil machen im Jahr 2050 beim Betrieb mit Onshore-Windstrom die Kosten für das Kohlendioxid aus. Die übrigen Gestehungskostenanteile sind mit Anteilen, die maximal im niedrigen einstelligen Prozentbereich liegen, nahezu vernachlässigbar gering.

### 3.6 Veredelung gasförmig - Methanisierung

Im Rahmen dieser Arbeit werden die biologische und die katalytische (thermo-chemische) Methanisierung berücksichtigt. Beide Technologien produzieren Methan (synthetisches Erdgas) durch eine Reaktion von Wasserstoff und Kohlendioxid. Die Systemgrenzen mitsamt wesentlicher In- und Outputs der Methanisierung sind in Abbildung 16 illustriert.

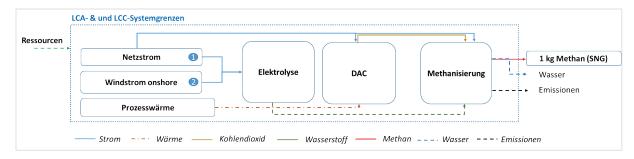


Abbildung 16: Biologische und katalytische Methanisierung - LCA- und LCC-Systemgrenzen

Als Ausgangsgröße wird die Funktionelle Einheit "1 kg Methan (SNG)" festgelegt.

Daten und weitere Annahmen sowie daraus folgende Ergebnisse für die Methanisierung werden in nachfolgenden Abschnitten beschrieben.

### 3.6.1 Gemeinsame Datengrundlage für LCA und LCC

Genau wie bei den Elektrolysetechnologien wird die Publikation von Böhm et al. [24] als Grundlage für die ökonomischen Annahmen zur Methanisierung herangezogen (vgl. Tabelle 12). Da die biologische Methanisierung bisher nur sehr selten mittels LCA analysiert wurde, konnte keine geeignete Quelle gefunden werden, die konsistente Stoffstromangaben für beide Technologien beinhaltet. Daher ist die Datenbasis dieses Vergleichs nicht in Gänze konsistent. Für die Stoffströme der katalytischen Methanisierung werden die Analysen von Liebich et al. [13, 14] genutzt. Bei den Energie- und Stoffströmen der biologischen Methanisierung werden die Annahmen von Wettstein et al. [28] herangezogen. Dort finden sich Angaben für biologische Methanisierung mit einem Rührreaktor und mit einem Rieselbettreaktor. Diese Daten zu den Stoffströmen sind für beide Reaktortypen identisch. Lediglich der Strombedarf divergiert zwischen den beiden Reaktortypen. Für das LCC wird nur der Rieselbettreaktor, welcher einen geringeren Strombedarf aufweist, betrachtet. Im Rahmen der LCA werden beide Reaktortypen berücksichtigt. Bei einer Projektion in die Zukunft (Jahr 2050) beließen Liebich et al. [13, 14] die Stoffströme unverändert. Für die biologische Methanisierung wird aufgrund fehlender Information die gleiche Annahme getroffen. Insgesamt ist zu erkennen, dass in Wettstein et al. [28] für die biologische Methanisierung geringere Mengen an Ausgangsstoffen (Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid) angenommen werden, jedoch ein höherer Strombedarf besteht. Im Gegensatz zu der katalytischen Methanisierung wird bei der biologischen Methanisierung nicht davon ausgegangen, dass sie bis 2050 auf eine Leistungsklasse von 50 MW<sub>SNG</sub> skaliert werden kann. Daher wird hier eine installierte Leistung von 5 MW<sub>SNG</sub> unterstellt. Die katalytische Methanisierung wird in der Literatur als skalierbar angesehen, daher gilt hier die Annahme einer installierten Leistung von 50 MW im Jahr 2050.

Tabelle 12: Biologische und katalytische Methanisierung - verwendete Charakteristika für die Jahre 2020 und 2050

Vergleichs- größe	Einheit	2020		20	2050	
Methanisierung	-	katalytisch	biologisch	katalytisch	biologisch	-
Installierte Leistung	$MW_{SNG}$	5	5	50	5	[24]
Lebensdauer Reaktor	а	20	20	20	20	[24]
Volllaststunden	h/a	8.000	8000	4.000	4.000	[28, 32]
Strombedarf	kWh <sub>el</sub> /kg <sub>SNG</sub>	0,24	2,27 (Rührr.) 1,05 (Rieselr.)	0,24	2,27 (Rührr.) 1,05 (Rieselr.)	[28, 40]
Wasserstoffbedarf	kg <sub>H2</sub> /kg <sub>SNG</sub>	0,49	0,59	0,49	0,59	[28, 40]
Kohlendioxidbedarf	kg <sub>CO2</sub> /kg <sub>SNG</sub>	2,67	3,18	2,67	3,18	[28, 40]
Wärme-Output	kWh <sub>th</sub> /kg <sub>SNG</sub>	4,94	3,15	4,94	3,15	[28, 40]

Wasser-Output	kg <sub>H2O</sub> /kg <sub>SNG</sub>	2,16	2,48	2,16	2,48	[28, 40]

### 3.6.2 Ergänzende Sachbilanzdaten für LCA

Bei den Sachbilanzen des Baus der Methanisierungsanlagen wurden insbesondere die verschiedenartigen Reaktoren, inklusive der enthaltenen Katalysatoren, mitberücksichtigt. Die Datengrundlage bietet Wettstein et al. [28]. Für die katalytische Methanisierung wird ein katalytischer Adsorptionsreaktor eingesetzt. Als Katalysatormaterial wird hierbei eine Zeolith-Nickel-Mischung betrachtet. Die verwendeten Sachbilanzdaten der verschiedenen Reaktoren finden sich in Tabellen im Anhang (Tabelle A 8,Tabelle A 9 und Tabelle A 10). Ergänzend wird für den Anlagenbau der ecoinvent-Datensatz "Synthetic gas factory" zur Berücksichtigung weiterer Anlagenteile genutzt.

#### 3.6.3 Ergänzende Daten für LCC

Die weiteren, für die LCC-Analysen erforderlichen, ökonomischen Daten zur Methanisierung orientieren sich vollständig an Böhm et al. [24]. Bei beiden Technologien wird eine starke Weiterentwicklung angenommen, die sich in beiden Fällen in einer Halbierung der spezifischen Investitionskosten widerspiegelt. Die verwendeten und nach biologischer und katalytischer Methanisierung differenzierten Daten sind in Tabelle 13 aufgeführt.

Tabelle 13: Biologische und katalytische Methanisierung – ergänzende LCC-Daten für die Jahre 2020 und 2050

Vergleichs- größe	Einheit	2	020	20	50	Quelle
Methanisierung	-	katalytisch	biologisch	katalytisch	biologisch	-
Spezifische	€2020/	600	649	338	280	[24]
Investitionskosten	$kg_{SNG}$					
Fixe Betriebskosten	% der	5	5	5	5	[24]
	Invest.					
Versicherungskosten	% der	0,5	0,5	0,5	0,5	[24]
	Invest.					
Administrative Kosten	% der	2,5	2,5	2,5	2,5	[24]
	Invest.					
Zinssatz	%	4	4	4	4	[24]

#### 3.6.4 LCA-Ergebnisse

Die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für den Indikator Treibhauspotenzial und im Hinblick auf die untersuchten Methanisierungstechnologien biologische und katalytische Methanisierung sind für die Analysejahre 2020 und 2050 in Abbildung 17 dargestellt.

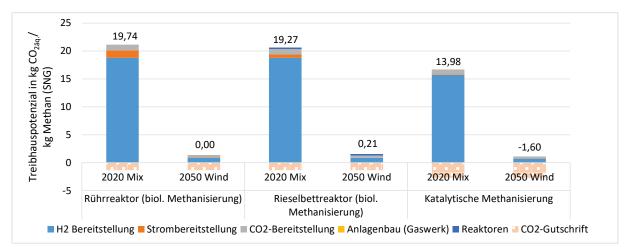


Abbildung 17: Biologische und katalytische Methanisierung - Treibhauspotenzial der unterschiedlichen Technologien und ihrer Eingangsstoffe in den Jahren 2020 und 2050 (pro kg SNG, kumulierte Werte unter Berücksichtigung von Gutschriften)

Für alle drei betrachteten Systeme ergeben sich ähnliche Trends. Die Wasserstoffbereitstellung und der dafür eingesetzte deutsche Strommix bestimmen das für das Jahr 2020 analysierte Treibhauspotenzial deutlich. Die Anteile der Wasserstoffbereitstellung am verursachten Treibhauspotenzial macht in Abhängigkeit des Methanisierungskonzepts 89-94 % des Treibhauspotenzials aus. Eine Analyse der Methanisierung auf Basis von Onshore-Wind im Jahr 2050 führt immer noch zu bestimmenden Anteilen der Wasserstoffbereitstellung am Treibhauspotenzial in der Höhe von 56-67 %. Die relative Bedeutung der Wasserstoffbereitstellung nimmt jedoch ab, derweil die relative Bedeutung der Kohlendioxidbereitstellung aus DAC bei den Umweltwirkungen auf einen Anteil von 26-32 % deutlich zunimmt. Insgesamt nimmt das Treibhausgaspotenzial bis 2050 aber signifikant ab. Relevant sind zudem Kohlendioxidgutschriften bei der Integration der DAC-Anlagen, die den Methanisierungsanlagen für die Kohlendioxidnutzung angerechnet werden können. Im Jahr 2050 bewirken diese Kohlendioxidgutschriften für die katalytische Methanisierung und die zugrundeliegende Onshore-Wind Nutzung einen negativen Gesamtwert des Treibhauspotenzials. Für den Fall der biologischen Methanisierung basierend auf einem Rührreaktor und der Nutzung von Windenergie wird für das Jahr 2050 ein Wert geringfügig über 0 kg CO<sub>2äq.</sub>/kg SNG erreicht. Das auf einem katalytischen Adsorptionsreaktor aufbauende System weist sowohl für das Jahr 2020, als auch für das Jahr 2050, tendenziell geringere Treibhauspotenzial-Ergebnisse als die Varianten der biologischen Methanisierung auf. Im Jahr 2050 sind die Vorteile noch vorhanden, fallen jedoch geringer aus. Gründe für die Vorteilhaftigkeit des katalytischen Adsorptionsreaktors sind ein geringerer Wasserstoff- und Strombedarf sowie ein höherer Kohlendioxidbedarf, welcher als Kohlendioxidgutschrift verbucht wird.

In Tabelle 14 findet sich ein Vergleich für die drei Methanisierungskonzepte und das Referenzprodukt Erdgas (inkl. Vorkette) anhand dreier ergänzend nach der ReCiPe 2016-Methodik ermittelten Umweltwirkungen.

Tabelle 14: Biologische und katalytische Methanisierung - Ergebnisse für weitere Umweltwirkungen und die Jahre 2020 und 2050 (pro kg SNG)

		Rührreak	tor	Rieselbet	treaktor	Katalytiso	Katalytische	
		(biol. Methanis	sierung)	(biol. Methanis	Methanisierung isierung)		<ul><li>Erdgas inkl.</li><li>Vorkette</li></ul>	
		Mix 2020	Wind 2050	Mix 2020	Wind 2050	Mix 2020	Wind 2050	
Eutrophier- ung	g P <sub>äq.</sub>	30,6	1,1	29,58	1,1	24,15	0,87	0,075
Versauerung	g SO <sub>2äq.</sub>	31,1	5,81	30,72	6,27	24,66	4,65	1,6
Feinstaub	g PM <sub>2.5äq.</sub>	10,79	2,84	10,73	3,05	8,57	2,27	1,1

Tabelle 14 verdeutlicht, dass fallübergreifend geringere Umweltwirkungen im Jahr 2050 festzustellen sind, wenn Onshore-Windenergie verwendet wird. Im Vergleich der Methanisierungskonzepte zeigen sich deutliche Vorteile für die katalytische Methanisierung. Dies ist auf den deutlich geringeren Strombedarf der katalytischen Methanisierung gegenüber den alternativen Methanisierungskonzepten zurückzuführen. Denn auch für die Methanisierungstechnologien zeigen sich wieder bestimmte Materialien wie Stahl, Kupfer und Aluminium, die für die vorgelagerte Stromproduktion zum Einsatz kommen als besonders relevant für diese weiteren Umweltwirkungen. Im Vergleich zum Referenzprodukt Erdgas, inkl. Vorkette, zeigen sich deutlich höhere Umweltwirkungen der Methanisierungskonzepte. Auch dies ist weitestgehend durch die bei diesen Konzepten vorgelagerte Stromproduktion und die dafür notwendigen Materialien und Komponenten (z.B. elektronische Bauteile) bedingt.

#### 3.6.5 LCC-Ergebnisse

Die SNG-Gestehungskosten werden analog zu den anderen PtX-Gestehungskosten in Anlehnung an Formel (1) bestimmt. Im Gegensatz zu den LCA-Annahmen und -Ergebnissen ermöglichen die zur Verfügung stehenden ökonomischen Literaturdaten keine Differenzierung zweier Konzepte der biologischen Methanisierung. Abbildung 18 zeigt die SNG-Gestehungskosten der biologischen und katalytischen Methanisierungstechnologien auf Basis der in Tabelle 12 und Tabelle 13 vorgestellten Annahmen.

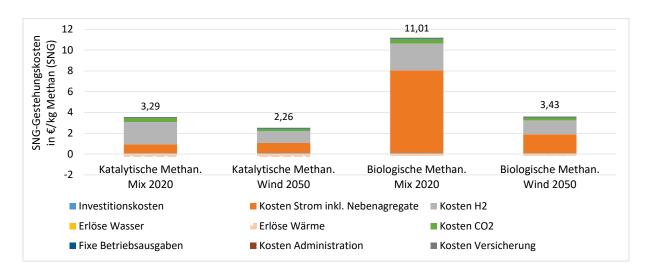


Abbildung 18: Biologische und katalytische Methanisierung - SNG-Gestehungskosten für die Betrachtungsjahre 2020 und 2050 (pro kg SNG, kumulierte Werte unter Berücksichtigung von Erlösen)

Abbildung 18 illustriert, dass es im Jahr 2020 unter den getroffenen Annahmen möglich ist, mit der katalytischen Methanisierung SNG zu, im Vergleich zur biologischen Methanisierung, um über 7,70 €/kg SNG reduzierten Kosten zu erzeugen. Für das Jahr 2020 ist aus Kostenperspektive (Gestehungskosten) die katalytische Methanisierung, auf Basis der getroffenen Annahmen, somit eindeutig zu bevorzugen. Die Strombezugskosten machen mit 72 % den größten Anteil der SNG-Gestehungskosten bei der biologischen Methanisierung im Jahr 2020 aus. Den nächsthöchsten Anteil haben die Wasserstoffbezugskosten (ca. 24 %) sowie mit Abstand Kohlendioxidbezugskosten, die einen Anteil von 4 % an den Gestehungskosten haben. Bei der katalytischen Methanisierung fällt jedoch der Beitrag der Wasserstoffbezugskosten für die Jahre 2020 und 2050 am stärksten aus. Die Größenordnung der bestimmten SNG-Gestehungskosten für die katalytische Methanisierung stimmt mit dem Intervall von 20 – 30 ct/kWh für 2022 aus einer Agora-Studie überein [41]. Hinsichtlich der gewählten Stoffströme wird auf Basis der gewählten Daten im Zeitraum zwischen den Jahren 2020 und 2050 keine Verbesserung angenommen. Die dargestellten Veränderungen zwischen den den Analysezeitpunkten resultieren aus Verbesserungen in der Wasserstoff-Kohlenstoffdioxidbereitstellung der in den vorherigen Kapiteln vorgestellten Technologien. Zu allen Analysezeitpunkten werden von den Methanisierungsanlagen aufgrund der exothermen Reaktionen Wärmemengen produziert, zudem entsteht überschüssiges Wasser. In Abbildung 18 werden Erlöse für beide Stoffe dargestellt. In Bezug auf die gesamten Gestehungskosten fallen diese Erlöse jedoch nicht ins Gewicht. Die SNG-Gestehungskosten der biologischen Methanisierung nähern sich denen der katalytischen Methanisierung im Jahr 2050 an. Dennoch liegen die Gestehungskosten der biologischen Methanisierung um fast 1,20 €/kg SNG über den Gestehungskosten der katalytischen Methanisierung. Hauptursache ist hierbei vor allem der deutlich höhere Strombedarf der biologischen Methanisierung und die damit verbundenen Kosten.

## 3.7 Veredelung flüssig – Fischer-Tropsch-Synthese

Mittels der Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) wird ein Produktgemisch erzeugt, was in diesem Bericht als "FT-Produkt" bezeichnet wird. Hauptfraktionen des FT-Produktgemischs sind die synthetisch erzeugten Kraftstoffe Diesel und Kerosin. Die beiden wesentlichen Inputs sind Wasserstoff und Kohlendioxid. Hinsichtlich der Wasserstoffbereitstellung wird die Bereitstellung über PEMEC und für DAC über das NT-Verfahren (Climeworks) betrachtet. Eine Darstellung der Systemgrenzen der FT-Synthese mitsamt wesentlicher In- und Outputs findet sich in Abbildung 19.

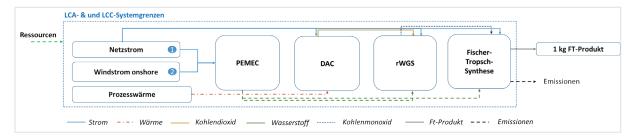


Abbildung 19: Fischer-Tropsch-Synthese: LCA- und LCC-Systemgrenzen

Die LCA und LCC zur FT-Synthese beziehen sich auf "1 kg FT-Produkt" als Output und Funktionelle Einheit.

Die verwendeten Daten und Annahmen sowie daraus folgende Ergebnisse für die Fischer-Tropsch-Synthese werden in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben.

### 3.7.1 Gemeinsame Datengrundlage für LCA und LCC

Die wesentliche Datengrundlage für LCA und LCC zur FT-Synthese ist die Publikation von Schemme et al. [30]. In der Veröffentlichung wird die FT-Synthese mit rWGS als Vorstufe dargestellt und analysiert. Zudem gibt es die Möglichkeit die FT-Synthese ohne rWGS und mit Einbindung von Co-SOEC und dem von dieser Technologie produzierten Synthesegas zu erzeugen. Für LCA und LCC in diesem Bericht wird wegen besserer Literatur- und Datenverfügbarkeit und Reife des Verfahrens einzig die Variante der FT-Synthese mit rWGS betrachtet. Ergänzend zu der Publikation von Schemme et al. [30] wurde insbesondere für die Analysen des Jahres 2050 auf einige Annahmen der Veröffentlichungen von Ausfelder et al. [25, 31] zurückgegriffen. Analog zur Publikation von Schemme et al. [30] und der dem Artikel zugrundeliegenden Dissertation von Schemme werden in dieser Arbeit Fischer-Tropsch-Kraftstoffe (FT-Kraftstoffe) als ein Gemisch angenommen, das weitestgehend aus FT-Diesel (0,588 kg Diesel/kg FT-Kraftstoff) und Kerosin (0,353 kg Kerosin/kg FT-Kraftstoff) besteht. Eine Auflistung der wesentlichen Annahmen zur FT-Synthese für LCA und LCC ist in Tabelle 15 aufgeführt.

Tabelle 15: Fischer-Tropsch-Synthese - verwendete Charakteristika für die Jahre 2020 und 2050

Vergleichsgröße	Einheit	2020	2050	Quellen
Installierte Leistung	$MW_{FT}$	300	300	[30]
Strombedarf	$kWh_{el}/kg_{FT}$	1,09	1,09	[25, 30]
Wasserstoffbedarf	$kg_{H2}/kg_{FT}$	0,48	0,48	[30]
Kohlendioxid-Bedarf	$kg_{CO2}/kg_{FT}$	3,06	3,06	[25, 30]
Kohlenmonoxid-Bedarf	$kg_{CO}/kg_{FT}$	0	0	[25, 30]
Wärme-Output	$kWh_{th}/kg_{FT}$	5,58	5,58	[30]
Wasser-Output	$kg_{H2O}/kg_{FT}$	2,95	2,95	[25, 30]
Volllaststunden	h/a	8.000	4.000	[30, 32]
Lebensdauer	a	20	20	[30]

### 3.7.2 Ergänzende Sachbilanzdaten für LCA

Hinsichtlich der für den Bau der FT-Anlagen verwendeten LCI-Daten finden sich in den LCA-Veröffentlichungen häufig keine Angaben. Eine geringe Anzahl an Veröffentlichungen verwendet den ecoinvent-Datensatz "chemical factory construction, organics", um den Anlagenbau zu berücksichtigen. Da keine transparenteren Daten gefunden wurden, wird auch hier mit diesem Datensatz gerechnet. Über die dem Datensatz zugrundeliegende Produktionskapazität wird vereinfachend eine lineare Anpassung der Materialmengen für den Bau an die in diesem Bericht betrachtete Produktionskapazität vorgenommen.

Entsprechend der Betrachtung von kobaltbasierten Katalysatoren im Rahmen der Kritikalitätsanalyse (s. Kapitel 5) werden auch für die Sachbilanz diese Katalysatoren berücksichtigt. Liu et al. und von der Giesen et al. [42, 43] differenzieren in ergänzenden Informationen zu ihren Artikeln (Supplementary Information) zwischen Kupfer-Katalysatoren, die für den rWGS-Reaktor verwendet werden, und Kobalt-Katalysatoren, die für den eigentlichen FT-Reaktor verwendet werden. Als Materialzusammensetzung für rWGS-Katalysatoren werden Angaben nach van der Giesen et al. angenommen [43]. Demnach besteht der Katalysator aus 57% CuO, 31% ZnO und 11% Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. Für den Kobalt-Katalysator, welcher im FT-Reaktor zum Einsatz kommt, ist nicht nur Kobalt erforderlich. Bei diesem Katalysator ist ergänzend Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> als tragendes Gerüst des aktiven Katalysatormaterials (Kobalt) erforderlich und macht 80 % der Katalysator-Masse aus [44].

### 3.7.3 Ergänzende Daten für LCC

Speziell für das LCC orientieren sich die Annahmen an zwei Veröffentlichungen, die Kostendaten zu Fischer-Tropsch enthalten [25, 30]. Gegenüber den Angaben in Tabelle 15 ergänzend für die LCC-Analysen erforderlichen Kostenangaben sind in Tabelle 16 aufgelistet.

Tabelle 16: Fischer-Tropsch-Synthese – ergänzende LCC-Daten für die Jahre 2020 und 2050

Vergleichsgröße	Einheit	2020	2050	Quellen
Spezifische Investitionskosten	€ <sub>2020</sub> /kW	666	437	[25, 30]
Fixe Betriebskosten	€ <sub>2020</sub> /kg <sub>FT</sub>	0,102	0,102	[25, 30]
Zinssatz	%	8	8	[30]

Die in Tabelle 16 angegebenen spezifischen Investitionskosten der FT-Synthese mit rWGS basieren auf Schemme et al. [30]. Ergänzend erfolgt mittels Angaben von Veröffentlichungen von Ausfelder et al. [25, 31] auf Basis von Industriedaten eine Ableitung, mit welcher Kostendegression gerechnet werden könnte (Reduktion um 34,4 % zwischen 2020 und 2050). Mittels der ermittelten Kostendegression und dem Bezug auf den spezifischen Wert von Schemme et al. [30] ergeben sich die für das Jahr 2050 in Tabelle 16 aufgeführten spezifischen Investitionskosten. In Bezug auf die Betriebskosten wurde bei Ausfelder et al. [25, 31] keine Entwicklung zwischen 2020 und 2050 angenommen, sodass die Annahme konstanter Betriebskosten auf die Werte von Schemme et al. [30] übernommen wurde. Die bereitstellbare Wärmemenge wurde in der Quelle zwar auf verschiedenen Temperatur- und Druckniveaus angegeben, jedoch wurden diese der Einfachheit halber zusammengeführt mit aufgenommen. Die Aspekte Wasserstoff- und Strombedarf sowie Wärme-Output werden sehr vereinfachend wie in Tabelle 15 angenommen. Der angesetzte Zinssatz ist höher als bei den anderen Technologien. Da kein direkter Vergleich mit den anderen Technologien stattfindet und diese Zinssatz-Angabe für die FT-Angabe verfügbar und die Arbeiten von Schemme et al. teils im Kontext des vorliegenden Projekts entstanden und auch im Band III zu AP 3 des vorliegenden Projektes [16] genutzt werden, wird diese Annahme hier verwendet.

#### 3.7.4 LCA-Ergebnisse

Wirkungsabschätzungsergebnisse für den Indikator Treibhauspotenzial sind für die Fischer-Tropsch-Synthese und die Jahre 2020 und 2050 in Abbildung 20 dargestellt.

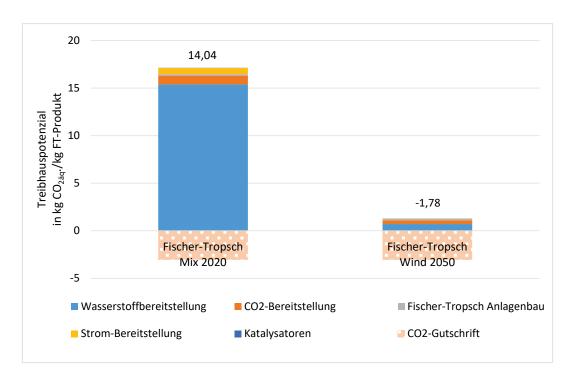


Abbildung 20: Fischer-Tropsch-Synthese - LCA-Ergebnisse für den Indikator Treibhauspotenzial in den Jahren 2020 und 2050 (pro kg FT-Produkt, kumulierte Werte unter Berücksichtigung von Gutschriften)

Bei der Fischer-Tropsch-Synthese trägt die Wasserstoffbereitstellung zu beiden Analysezeitpunkten am stärksten zum Treibhauspotenzial bei. Bei dem Betrieb mit dem Strommix im Jahr 2020 beträgt der Anteil der Wasserstoffbereitstellung zum hervorgerufenen Treibhauspotenzial 90 %. Für den Fall mit Wind im Jahr 2050 nimmt die Bedeutung relativ gesehen ab, der Anteil beträgt aber immer noch über 55 % am verursachten Treibhauspotenzial. Den nächsthöheren Anteil weist die Kohlendioxid-Bereitstellung durch DAC auf, deren Anteil am gesamten Treibhauspotenzial für die Strommix-Nutzung im Jahr 2020 nur 5 % beträgt, sich im Jahr 2050 aber auf über 30 % beläuft. Die Treibhausgaspotenzial-Ergebnisse der Erzeugung des FT-Kraftstoffgemischs können, falls eine Kohlendioxidgutschrift möglich ist, deutlich reduziert werden. Im Zusammenhang der insgesamt sinkenden Treibhauspotenzial-Ergebnisse und niedriger Volllaststunden bei Betrieb mit Windstrom im Jahr 2050 steigt die relative Bedeutung des Baus der FT-Anlage an. Der Beitrag der Bauphase an dem hervorgerufenen Treibhauspotenzial beträgt für den Fall im Jahr 2050 über 12 %. Wird eine DAC-Anlage in die FT-Produktion integriert ist eine Kohlendioxidgutschrift möglich. Für beide betrachteten Fälle ist durch eine solche Kohlendioxidgutschrift ein einheitlicher Beitrag, der das Treibhausgaspotenzial reduziert, gegeben. Im Fall der FT-Synthese auf Windstrombasis kann das Treibhauspotenzial-Ergebnis auf weniger als 0 kg CO<sub>2āq.</sub>/kg FT-Kraftstoff reduziert werden. Aufgrund geringfügig anderer Annahmen und Betrachtungsfälle im Band 3 des Projektes [16] und einer anderen Bezugsgröße fallen die LCA-Ergebnisse dort etwas anders aus, weisen jedoch ähnliche Tendenzen auf.

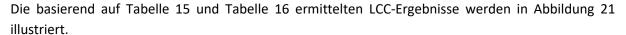
Tabelle 17 zeigt die Ergebnisse für weitere Umweltwirkungen nach der ReCiPe 2016-Methodik für die FT-Kraftstoffproduktion auf. Zudem werden zum Vergleich der betrachteten Fälle Referenzwert-Angaben, die den Mittelwert von Benzin und Diesel nach Liebich et al. [14] entsprechen, berücksichtigt.

Tabelle 17: Fischer-Tropsch-Synthese - Ergebnisse für weitere Umweltwirkungen und die Jahre 2020 und 2050 (pro kg FT-Kraftstoff)

		FT	FT	Referenz –
		Mix 2020	Wind 2050	Mittelw. Benzin/Diesel
Eutrophierung	g P <sub>äq.</sub>	24,74	1,12	0,92
Versauerung	g SO <sub>2äq</sub> .	25,95	5,63	3,26
Feinstaub	g PM <sub>2.5äq</sub> .	9,17	2,78	2,86

Tabelle 17 verdeutlicht, dass die Eutrophierung für die FT-Kraftstoffherstellung auf Basis von mit dem deutschen Strommix 2020 hergestellten Wasserstoffs um ein Vielfaches über dem Niveau des Referenzwerts (Mittelwert von Diesel/Benzin) liegt. Insbesondere die Kohle-Anteile im Strommix zeigen sich mit einem Beitrag von über 85 % maßgeblich dafür verantwortlich. Bei der FT-Synthese mit Wasserstoff basierend auf Windstrom im Jahr 2050 wird hingegen fast das Niveau des Referenzwerts erreicht. Die Eutrophierungswerte liegen hier noch ca. 20 % über der Referenz. Der Einsatz der Materialien Stahl und Kupfer für den Strom aus Windenergie trägt stark zu den höheren Eutrophierungswerten gegenüber der Referenz bei. Bezogen auf den Indikator Versauerung zeigt sich ein um den Faktor acht höheres Ergebnis für die FT-Synthese basierend auf mit dem Strommix des Jahres 2020 hergestelltem Wasserstoff gegenüber der Referenz. Auch hier bestimmt die der FT-Synthese vorgelagerte Kohlestromerzeugung die betrachtete Umweltwirkung, die Eutrophierung, im höchsten Maße. Für FT-Kraftstoff der mittels durch Windstrom erzeugten Wasserstoff im Jahr 2050 produziert wird, reduzieren sich die Eutrophierungsergebnisse deutlich. Dennoch liegen die Werte noch ca. 70 % oberhalb des Referenzwerts. Auch für dieses PtX-Produkt zeigt sich wieder, dass die Kupfer- und Stahlproduktion in der Vorkette für die Elektrolyse und nachfolgende FT-Synthese die höchsten Beiträge aufweist. Auch die Feinstaubbildung der beiden betrachteten FT-Synthese-Fälle wird im Wesentlichen durch die vorgelagerte Strombereitstellung verursacht. Bei dem auf dem Strommix des Jahres 2020 basierenden Fall stammen besonders hohe Beiträge aus der Kohlestromproduktion. Für die FT-Synthese mittels aus Windstrom erzeugten Wasserstoffs geht auch hier wieder die vorgelagerte Stahl- und Kupfer-Produktion in die Feinstaubbildung ein. Hinsichtlich des Feinstaubreferenzwertes sei hier wie auch bei den anderen PtX-Produkten darauf hingewiesen, dass sich dieser in der zugrundeliegenden Literaturquelle [14] auf eine höhere Feinstaubgröße (PM10 und nicht PM 2.5) bezieht. Der Wert jedoch verwendet, da die Quelle darüberhinausgehend in besonderem Maße eine konsistente Betrachtung ermöglicht.

#### 3.7.5 LCC-Ergebnisse



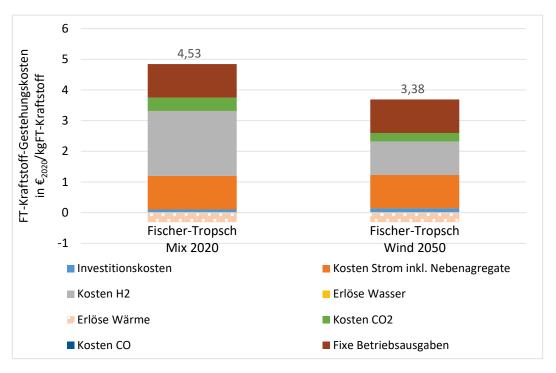


Abbildung 21: Fischer-Tropsch-Synthese – FT-Kraftstoff-Gestehungskosten für die Betrachtungsjahre 2020 und 2050 (pro kg FT-Produkt, Summenwerte unter Berücksichtigung von Erlösen)

Abbildung 21 zeigt auf, dass die Wasserstoffkosten für die beiden Analysezeitunkte den größten Anteil für die FT-Synthese aufweisen. Der Beitrag der Wasserstoffkosten nimmt im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2020 absolut und relativ ab. Dies führt zu den stärksten Veränderungen der FT-Kraftstoff-Gestehungskosten zwischen den Betrachtungsjahren. Im Jahr 2050 liegen die Wasserstoffkosten nur noch sehr leicht über den Kosten für Strom und den fixen Betriebsausgaben, die alle dann jeweils mit knapp 1,10 € zu den Gestehungskosten beitragen. Zudem sind Erlöse für überschüssige Wärme und Wasser berücksichtigt, mit deren Hilfe die gesamten Gestehungskosten jeweils um über 0,30 € reduziert werden können.

## 3.8 Ausgewählte Pfadanalysen für das Jahr 2050

In den vorherigen lebenszyklusorientierten Analysen zu FT-Synthese und Methanisierung in den Abschnitten 3.6 und 3.7 wird hinsichtlich der vorgelagerten Wasserstoffbereitstellung die PEMEC analysiert. Die Verwendung der PEMEC-Technologie als Wasserstoffquelle begründet sich auf den zukünftig in der Literatur als besonders hoch erwarteten Kapazitätsausbau sowie das niedrigste

Treibhauspotenzial bei Betrieb mit Windstrom im Jahr 2050. Die nachfolgenden Pfadanalysen sollen ergänzend aufzeigen, wie sich die LCA- und LCC-Ergebnisse ggf. verändern, wenn die Wasserstoffbereitstellung alternativ über SOEC, anstatt über die PEMEC, erfolgt. Zudem wurde die LCC zur Methanisierung in Unterabschnitt 3.6.5 nur für die katalytische Methanisierung demonstriert. Daher werden in diesem Abschnitt auch Ergebnisse für die biologische Methanisierung einbezogen. Aufgrund der niedrigeren Umweltwirkungen im Jahr 2050 bei Nutzung der Variante mit Rührreaktor wird diese Form der biologischen Methanisierung auch für die Pfadanalysen betrachtet. Auf Basis der bereits gewonnenen Erkenntnisse, wie sich Ergebnisse für das Jahr 2020 gegenüber denen im Jahr 2050 verhalten sowie der höheren Relevanz von PtX im Jahr 2050 sind die Pfadanalysen auf diesen zukünftigen Zeitpunkt beschränkt.

#### 3.8.1 LCA-Ergebnisse zur Methanisierung

Basierend auf den Daten und Analysen in den Abschnitten 3.4 und 3.6 werden in Abbildung 22 die LCA-Ergebnisse für eine Analyse von insgesamt vier Pfaden wiedergegeben. Dabei wird die Methanisierungstechnologie variiert (biologische und katalytische Methanisierung) und der Einsatz der beiden Elektrolysetechnologien PEMEC und SOEC verglichen.

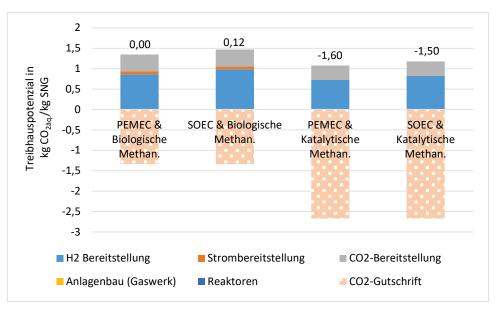


Abbildung 22: Pfadanalysen für die biologische und katalytische Methanisierung in Kombination mit SOEC und PEMEC - LCA-Ergebnisse für den Indikator Treibhauspotenzial im Jahr 2050 (pro kg SNG, kumulierte Werte unter Berücksichtigung von Gutschriften)

Zum einen zeigt sich das in Abschnitt 3.4 ermittelte geringfügig niedrigere Treibhauspotenzial der Wasserelektrolyse mittels PEMEC gegenüber der SOEC. Zum anderen ist in Abbildung 22 die bereits in Abschnitt 3.6 festgestellte niedrigere Klimawirksamkeit der katalytischen Methanisierung erkennbar,

welche auf dem höheren massenbezogenen Kohlendioxid-Bedarf zurückzuführen ist. Somit sind beide Pfade mit katalytischer Methanisierung aufgrund der deutlich höheren Kohlendioxid-Gutschriften vorteilhafter als die beiden Pfade der biologischen Methanisierung.

#### 3.8.2 LCC-Ergebnisse zur Methanisierung

Im Rahmen der LCC-Pfadanalysen der Methanisierung werden die Gestehungskostenergebnisse für den Betrieb mit Windstrom im Jahr 2050 für vier Pfade betrachtet. Wie in Abschnitt 3.8.1 wird die eingesetzte Methanisierungstechnologie variiert und der Einsatz der Elektrolysetechnologien PEMEC und SOEC verglichen (s. Abbildung 23).

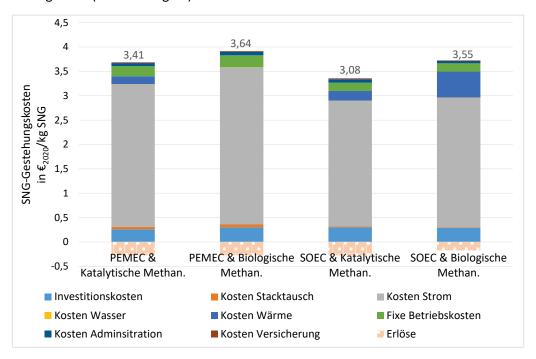


Abbildung 23: Pfadanalysen für die biologische und katalytische Methanisierung in Kombination mit SOEC und PEMEC - SNG-Gestehungskosten für das Betrachtungsjahr 2050 (pro kg SNG, kumulierte Werte unter Berücksichtigung von Erlösen)

Die Ergebnisse der LCC-Pfadanalyse zeigen im Vergleich zu der LCA-Pfadanalyse in Abschnitt 3.8.1 leicht geänderte Vorteilhaftigkeiten. Die LCC-Ergebnisse der Pfade mit SOEC gehen hierbei gegenüber den Pfaden mit PEMEC mit etwas geringeren SNG-Gestehungskosten einher. Pfadübergreifend stellen die Stromkosten den höchsten Anteil (76 - 88 %) der Gestehungskosten dar. Erlöse von 0,17 bis 0,27 €/kg SNG sind durch den Verkauf von Wärme und Wasser möglich. Die SNG-Gestehungskosten sind für die Pfade der katalytischen Methanisierung etwas geringer als bei den Pfaden der biologischen Methanisierung. Die SOEC in Kombination mit der katalytischen Methanisierung ist der Pfad mit den insgesamt niedrigsten SNG-Gestehungskosten. Im Vergleich zu dem Pfad mit den höchsten SNG-

Gestehungskosten, welcher bei der Kombination von biologischer Methanisierung und PEMEC gegeben ist, fallen die Gestehungskosten des günstigsten Pfades rund 15 % niedriger aus.

### 3.8.3 LCA-Ergebnisse zur Fischer-Tropsch-Synthese

Abbildung 24 veranschaulicht LCA-Ergebnisse für die FT-Synthese für zwei unterschiedliche Pfade. Diese LCA-Pfadanalyse basiert auf Daten und Analysen der Abschnitte 3.4 und 3.7.

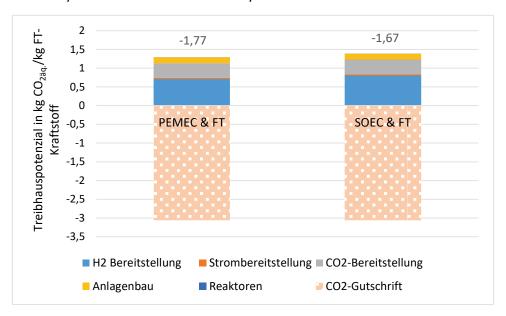


Abbildung 24: Pfadanalysen für die FT-Synthese in Kombination mit SOEC und PEMEC - LCA-Ergebnisse für den Indikator Treibhauspotenzial im Jahr 2050 (pro kg FT-Kraftstoff, kumulierte Werte unter Berücksichtigung von Gutschriften)

Als Ergebnis von Abbildung 24 sind geringfügig niedrigere Umweltwirkungen für den FT-Synthese-Pfad mit Wasserstoffbereitstellung durch PEMEC erkennbar. Die Wasserstoffbereitstellung hat mit 55-60 % den größten Anteil an dem verursachten Treibhauspotenzial. Die Kohlendioxid-Gutschrift, welche aufgrund der Kohlendioxid-Bereitstellung über eine integrierte NT-DAC-Anlage erfolgt, überwiegt die verursachten Umweltwirkungen jedoch. Beide Pfade weisen somit für die wiedergegebene Betrachtung des Jahres 2050, den Betrieb mit Windstrom und einer vollständigen Gutschrift für das eingebundene Kohlendioxid negative Umweltwirkungen (kumuliert: -1,67 bis -1,77 kg CO<sub>2äq</sub>/kg FT-Produkt) auf.

#### 3.8.4 LCC-Ergebnisse zur Fischer-Tropsch-Synthese

Für die FT-Synthese werden die Gestehungskosten für den Betrieb mit Windstrom im Jahr 2050 und Einsatz der PEMEC zur Wasserstofferzeugung den Ergebnissen mit SOEC in Abbildung 25 gegenübergestellt.

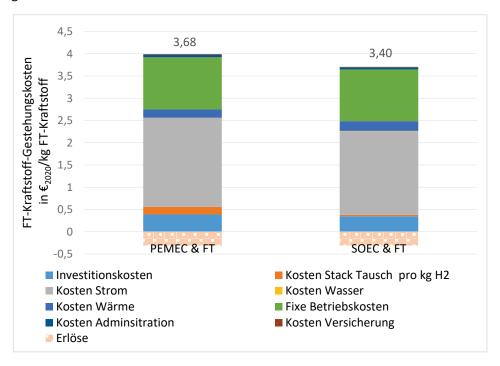


Abbildung 25: FT-Kraftstoffgestehungskosten für das Jahr 2050 und Pfadanalysen mit PEMEC und SOEC (pro kg FT-Kraftstoff, kumulierte Werte unter Berücksichtigung von Erlösen)

Abbildung 25 verdeutlicht, dass auch bei der FT-Synthese die Kombination mit SOEC die niedrigeren Gestehungskosten aufweist. Die Stromkosten sind mit einem Anteil von über 50 % an den Gestehungskosten ein wesentlicher Einflussfaktor. Fixe Betriebskosten stellen für dieses PtX-Produkt pfadübergreifend ca. je ein Drittel der FT-Kraftstoff-Gestehungskosten dar. Bedingt durch Erlöse, primär Wärmeerlöse, von über 0,30 €/kg FT-Kraftstoff können die gesamten Gestehungskosten auf unter 4 €/kg FT-Kraftstoff reduziert werden. Der Gestehungskostenvorteil des SOEC-Pfads gegenüber dem PEMEC-Pfad beträgt 8 %.

#### 3.8.5 Fazit zu den Pfadanalysen

Die Ergebnisse für alle Pfade liegen bei diesen Betrachtungen für das Jahr 2050 sowohl für LCA als auch für LCC nah beieinander. Dennoch sind leichte Tendenzen feststellbar. Die katalytische Methanisierung zeigt sich sowohl bei den LCA- als auch bei den LCC-Pfadanalysen gegenüber der biologischen

Methanisierung etwas vorteilhaft. Hinsichtlich der Elektrolysetechnologien erweist sich die PEMEC ökologisch mit leichten Vorteilen behaftet. Die SOEC geht hingegen mit niedrigeren Gestehungskosten und somit besseren LCC-Ergebnissen einher.

### 3.9 Ergänzende Erkenntnisse aus lebenszyklusorientierten Analysen

Ergänzend zu den in den vergangenen Abschnitten im Detail durchgeführten lebenszyklusorientierten Analysen wird nachfolgend auf darüberhinausgehende literaturbasierte Erkenntnisse aus lebenszyklusorientierten Analysen zu PtX eingegangen. Die nachfolgend wiedergegebenen Erkenntnisse, die hinsichtlich räumlicher Aspekte, Wirkungsbeiträgen und Umweltwirkungskategorien differenzierbar sind, sind ebenso für die ökologischen Analysen in Band III [16] relevant und findet sich in ähnlicher Form auch dort wieder.

Ein insbesondere für Anlagenbetreiber wichtiger Aspekt im Zusammenhang mit PtX-Anlagen ist die Standortfrage. Im zeitlichen Rahmen des vorangegangenen Projekts und als Grundlage für die LCA-Analysen in diesem Projekt wurde eine LCA-Veröffentlichung mit räumlich-differenzierten Analysen zum Elektrolysebetrieb an verschiedenen europäischen Standorten durchgeführt [36]. Konkret wurde der Elektrolysebetrieb von AEC für drei verschiedene Länder (Österreich, Deutschland und Spanien) betrachtet. Der jeweilige landesspezifische Netzstrommix wurde als Eingangsstoff für die AEC-Elektrolyseure berücksichtigt und die künftige Strommix-Zusammensetzung projiziert. Bei einem Vergleich der Umweltwirkungen der drei Ländern zeigte sich, dass die Wasserstoffproduktion mittels Wasserelektrolyse für die Analysejahre 2015 und 2035 in Österreich am umweltfreundlichsten betrieben werden kann. [36]

Eine in Form einer LCC-Analyse während der Projektlaufzeit durchgeführte räumlich stärker differenzierte lebenszyklusorientierte Analyse untersuchte die Herstellung von synthetischem Erdgas (SNG) [45]. Im Fokus der Analyse stand die Ermittlung des für LCC wichtigen Indikators der Gestehungskosten. Die Analyse bezog dabei einen geoinformationsbasierten Ansatz zur Identifikation vielversprechender Standorte mit ein. Als Grundlage für darauffolgende Auswertungen wurden unterschiedliche Kapazitätsfaktoren, bedingt durch die verschiedenen lokalen Verfügbarkeiten von Wind- und Sonnenenergie, für 45 verschiedene Standorte auf NUTS-2-Ebene (Basisregionen für regionalpolitische Maßnahmen; u.a. Regierungsbezirke) ermittelt. Anschließend wurde eine Auswahl von zwei besonders vielversprechenden Standorten zur direkten Einbindung lokaler Erneuerbarer Energien in die SNG-Produktion vorgenommen. Von den ursprünglich 45 möglichen Standorten wurden letztlich zwei ausgewählt, einer im Norden der Niederlande und einer in Andalusien. [45]

Diese räumlich-differenzierten lebenszyklusorientierten Analysen verdeutlichten, dass es für die Produktion von PtX-Produkten auch außerhalb Deutschlands interessante Standorte gibt. Dieses Ergebnis deckt sich auch mit Erkenntnissen alternativer Studien [46, 47]. Ein Transport der Kraftstoffe nach Deutschland und speziell nach NRW ist vor diesem Hintergrund auch aus LCA- und LCC-Perspektive eine Alternative zur Produktion in Deutschland.

Um den Beitrag des Transports und weiterer Faktoren nicht nur zum Treibhauspotenzial, sondern auch zu weiteren Umweltwirkungen quantitativ zu belegen, werden in Abbildung 26 die Ergebnisse einer Dominanzanalyse von Liebich et al. [13, 14] präsentiert. Damit werden die detaillierten Beitragsanalysen zum Treibhauspotenzial in der vorliegenden Studie durch Literaturerkenntnisse zu den Beiträgen zu anderen Umweltwirkungen ergänzt. In Abbildung 26 dargestellte Umweltwirkungskategorien sind das Treibhauspotenzial, die Versauerung und die Eutrophierung, für welche die Mediane aller in der Studie von Liebich et al. [13, 14] betrachteten Pfade zur Herstellung von PtX-Produkten und das Jahr 2050 wiedergegeben sind.

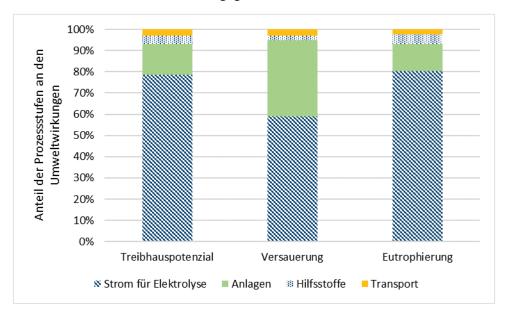


Abbildung 26: Dominanzanalyse für Mediane über alle Pfade zur Bereitstellung von PtX-Produkten für das Jahr 2050 und ausgewählte Umweltwirkungskategorien (Angaben aus Liebich et al. [13, 14])

Die in Abbildung 26 dargestellten und von Liebich et al. [13, 14] gewonnenen Ergebnisse zeigen, wie auch die Analysen der vorliegenden Studie, dass die vorgelagerte Stromerzeugung für die betrachteten Umweltwirkungskategorien höchste Beiträge (ca. 60 - 80 %) aufweist. Der beobachtete Beitrag des Anlagenbaus fällt in Abhängigkeit der betrachteten Umweltwirkung sehr verschieden aus. Je nach Wirkungskategorie liegt der Beitrag zwischen einem Achtel und einem Drittel der gesamten Umweltwirkungen. Als Ursachen für die Umweltwirkungen des Anlagenbaus werden auch von Liebich et al. [13, 14] insbesondere die für den Bau dieser Anlagen verwendet Materialien Stahl, Kupfer, Aluminium und Zement genannt. Der Beitrag des Transports und der Verteilung, mittels LKW, Schiffen, Pipelines etc. unter Berücksichtigung direkter Emissionen und erforderlicher Infrastrukturen, an den verschiedenen Umweltauswirkungskategorien beträgt auch bei Transportdistanzen von 5000 km weniger als 10 %. Auch für Transport- und Verteilungsinfrastrukturen sind die zuvor genannten Materialien in besonderem Maße verantwortlich. Der Beitrag von Hilfsstoffen (z.B. Katalysatoren, Waschflüssigkeiten und Adsorbermaterialien) zu den verschiedenen Umweltwirkungen ist gering und liegt zwischen 1 und 5 % der Auswirkungen je Umweltwirkungskategorie.

## 3.10 Fazit zu den lebenszyklusorientierten Analysen

Die lebenszyklusorientierten Analysen zeigten Einflussfaktoren und potenzielle Reduktionen der Umweltwirkungen und Gestehungskosten auf.

Die LCA- und LCC-Analysen zeigen insbesondere die große Bedeutsamkeit der Strombereitstellung auf. Insbesondere hinsichtlich des Treibhauspotenzials bei Verwendung von Windenergie statt des deutschen Netzstroms (Strommix im Jahr 2020) konnten im Rahmen der LCA sehr deutliche Reduktionen des Treibhauspotenzials festgestellt werden. Teilweise sind Reduktionen um mehr 90 % möglich. Zudem geht die Strommix-Verwendung mit vielfach höheren weiteren Umweltwirkungen, wie z.B. Eutrophierung, Versauerung und Feinstaubbildung, einher. Für den Strommix 2020 sind Kohlekraftwerke die Hauptverursacher dieser Umweltwirkungen. Daher sollte in Deutschland, zumindest gegenwärtig, die Strommix-Nutzung für die Produktion von PtX-Produkten vermieden und stattdessen insbesondere Windenergie genutzt werden. PtX-Technologien mit weiteren Umwandlungsschritten nach der Elektrolyse ermöglichen die Einbindung von Kohlendioxid in die Produktion der PtX-Produkte. Kann eine Kohlendioxidabscheidung und -verwertung berücksichtigt und eine Gutschrift dafür angerechnet werden, kann dies einen nennenswerten Einfluss auf das Treibhauspotenzial der PtX-Produkte haben. Die Treibhauspotenzial-Ergebnisse des jeweiligen Produkts auf Windstrom basierender Methanisierung und FT-Synthese können bei vollständiger Gutschrift des mittels DAC abgeschiedenen und genutzten Kohlendioxids auf ein Netto-Null-Niveau des Treibhauspotenzials oder sogar negative Werte gesenkt werden. Die auf den Anlagenbau bezogenen Anteile am verursachten Treibauspotenzial fallen im Vergleich zu den durch den Anlagenbetrieb verursachten Anteil unter gegenwärtigen Bedingungen sehr gering aus. Relativ gesehen nimmt der durch den Anlagenbau bedingte Anteil zumeist zu, bleibt jedoch deutlich schwächer als der durch Anlagenbetrieb bedingte Anteil ausgeprägt. Die Vorteile der PtX-Produkte hinsichtlich des Treibhauspotenzials gegenüber Referenz-Produkten, bei einer auf Windstrom basierten Herstellung, zeigt sich nicht notwendigerweise auch bei weiteren Wirkungskategorien. Dies ist besonders auf die vorgelagerte Produktion von Stahl, Aluminium, Kupfer und Beton für Windenergiebereitstellung zurückzuführen. Hinsichtlich der Technologien und Technologiepfade, die einen Wärmebedarf aufweisen (z.B. die DAC), kommt zudem der Wärmequelle und -integration eine besondere Bedeutung zu. Auch hier sollten zur Gewährleistung geringerer Umweltwirkungen erneuerbare den fossilen Wärmequellen vorgezogen werden. Bei kombinierten PtX-Konzepten, in welchen DAC-Anlagen integriert sind, können interne Wärmeströme genutzt werden. Beispielhaft könnte die katalytische Methanisierung als exothermer Prozess in einem integrierten Konzept als Wärmequelle für die DAC-Technologie verwendet werden.

Die Nutzung von überschüssiger Wärme aus einer PtX-Anlage für die DAC bewirkt auch hinsichtlich der Kohlendioxid-Gestehungskosten im Rahmen der LCC-Analyse umfassende Reduktionen. Die ermittelten PtX- und Kohlendioxid-Gestehungskosten fallen technologie- und produktübergreifend im Jahr 2050 deutlich niedriger als im Jahr 2020 aus. Den größten Anteil an den Gestehungskosten machen im Normalfall die Energiekosten aus. Zellstacks führen im Jahr 2020 bei der SOEC und Co-SOEC

noch zu hohen Anteilen an den Gestehungskosten, da diese PtX-Technologien eine noch geringe Lebensdauer haben. Durch die angenommene Verneunfachung der Lebensdauer bis zum Jahr 2050, nimmt der Kostenbeitrag für die Zellstacks dieser Technologien deutlich ab. Es wird zudem von abnehmenden Investitionskosten für die PtX-Technologien zwischen den Analysezeitpunkten ausgegangen.

Für beide lebenszyklusorientierten Analysen (LCA und LCC) zeigen sich zukünftig abnehmende Wirkungen und Kosten für PtX-Technologien und -Produkte. Im Vergleich von unterschiedlichen PtX Technologien zur Herstellung eines Produkts sind die Unterschiede für den Fall mit Windbetrieb im Jahr 2050 bei den Gestehungskosten (LCC) ausgeprägter als die Unterschiede zwischen den Treibhauspotenzial-Ergebnissen (LCA). Hinsichtlich der Methanisierungstechnologien sehen beide Analysekonzepte Vorteile für die katalytische Methanisierung. Bei den Elektrolysetechnologien ermittelt die LCC im Jahr 2050 leichte Vorteile für die SOEC. In der LCA sind im Jahr 2050 alle Elektrolysetechnologien auf nahezu gleichem Niveau, mit geringfügig niedrigeren Treibhauspotenzial-Ergebnissen für die PEMEC.

Die lebenszyklusorientierten Analysen konnten somit anhand der dargelegten Ergebnisse zu den Indikatoren Treibhauspotenzial (LCA) und PtX-Gestehungskosten (LCC) und weiteren Umweltwirkungsindikatoren die in Abschnitt 3.2.1 benannten Ziele adressieren. So wurden einerseits ökologische und ökonomische Hotspots aufgezeigt und anderseits Vergleichsmöglichkeiten ökonomischer und ökologischer Ergebnisse geschaffen, z.B. die Abgleichmöglichkeit von Vorteilhaftigkeiten von Technologien oder Beiträgen zu Kosten und Umweltwirkungen.

# 4 Kritikalitätsanalyse

Bearbeitet durch: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

#### HIGHLIGHT BOX: WICHTIGSTE ERKENNTNISSE DES KAPITELS

Im Rahmen der Kritikalitätsanalyse wurden sechs Power-to-X-Technologien untersucht: alkalische Elektrolyse, PEM-Elektrolyse, Festoxid-Elektrolyse (SOEC), chemisch-katalytische Methanisierung, FT-Synthese und Niedertemperatur-Direct-Air-Capture (DAC). Bis auf DAC sind für alle übrigen Technologien potenziell kritische Rohstoffe identifiziert sowie deren spezifische leistungsbezogene Rohstoffbedarfe ermittelt worden. Der in AP 1 für das Europa-Autark-Szenario ermittelte Ausbaubedarf an PtX-Kapazitäten wurde genutzt, um diese Rohstoffmengen auf den bis ins Jahr 2050 in Deutschland und Europa erwarteten Gesamtbedarf hochzurechnen und zu analysieren. Als kritisch sind hierbei insbesondere die erwartete Nachfrage nach Iridium (PEM-Elektrolyse), Nickel (vorrangig für die alkalische Elektrolyse) sowie Lanthan und Yttrium (SOEC) eingeordnet worden.

Im Folgenden werden die im Arbeitspaket 2 untersuchten Technologien in Hinblick auf ihre Bedarfe an mineralischen Rohstoffen untersucht. Hierzu werden zunächst die Ziele der Bewertung und das gewählte Vorgehen beschrieben und es wird ermittelt, welche potenziell kritischen Rohstoffe in den betrachteten Technologien zum Einsatz kommen. Im Anschluss wird für den angenommenen Ausbau der PtX-Technologien in Deutschland und Europa die erwartete kumulierte Rohstoffnachfrage ermittelt und bezüglich ihrer Kritikalität eingeordnet.

## 4.1 Ziele und Vorgehensweise

Übergeordnetes Ziel der Kritikalitätsanalyse ist es, die zu untersuchenden Technologien auf ihre kritischen Rohstoffbestandteile zu untersuchen und anhand der benötigten Rohstoffmengen abzuleiten, ob es zukünftig – bei hoher installierter Leistung der einzelnen Technologien – zu Engpässen bezüglich einzelner Rohstoffe kommen kann. Hierzu sind für jede Technologie zunächst die kritischen Rohstoffe und ihre leistungsbezogenen spezifischen Bedarfe bestimmt worden. Um die Gesamtrohstoffbedarfe für Deutschland und Europa zu ermitteln, wurden in einem zweiten Schritt diese spezifischen Bedarfe anhand modellierter Kapazitäten der Technologien im Jahr 2050 hochgerechnet. Die modellierten PtX-Kapazitäten wurden aus dem Arbeitspaket 1 des Projektes geliefert.

Im Allgemeinen ist hierbei für jede einzelne Technologie äquivalent vorgegangen worden, was im Folgenden näher erläutert wird.

Zunächst wurde ein Überblick hinsichtlich des Aufbaus sowie der Wirk- und Verfahrensweise der betrachteten Technologien erstellt. Anschließend fand eine umfangreiche Literaturrecherche potenzieller kritischer Rohstoffe, ihrer verbauten Mengen (z.B. in g/kW<sub>el</sub>) sowie der Lebensdauer der Technologie statt. Sofern die Literatur lediglich Hinweise auf kritische einzelne Komponenten der Technologien geliefert hatte, ist gezielt nach jenen gesucht worden.

Im Rahmen der Recherche ist es oftmals vorgekommen, dass für dieselbe Technologie und denselben Rohstoff verschiedene Mengenangaben in unterschiedlichen Literaturquellen gefunden worden sind. Auch viele Einzelquellen enthielten bereits Bandbreiten, wobei hier oftmals die Obergrenze den Rohstoffbedarf des heutigen Entwicklungsstandes abbildet, derweil die Untergrenze den zukünftigen Rohstoffbedarf (z. B. im Jahr 2030) darstellt.

In den Kritikalitätsanalysen wird deshalb eine Bandbreite vom minimalen bis zum maximalen recherchierten Rohstoffbedarf berücksichtigt. Diese Bandbreite bildet die "optimistische" und "pessimistische" Einschätzung der Literatur ab. Dabei kann die optimistischere Untergrenze auch eher als realistisch eingestuft werden, da sich ein Großteil der zu analysierenden Technologien noch in der Entwicklungsphase befindet und Effizienzpotenziale der Rohstoffnutzung sowie Verbesserungen der Herstellungsverfahren noch nicht ausgeschöpft sind, während der massive Ausbau der Technologien entsprechend des *Europa-Autark-Szenarios* auch erst zukünftig erfolgen wird. Die pessimistischere Obergrenze des Rohstoffbedarfs spiegelt dagegen die Möglichkeit wider, dass zukünftige technische Weiterentwicklungen nicht zu den erhofften Einsparungen kritischer Rohstoffe führen werden.

Die Tatsache, dass sich ein Großteil der Technologien noch in der Entwicklungsphase befindet, führte zu Unsicherheiten hinsichtlich des tatsächlichen zukünftigen Rohstoffbedarfs. So sind beispielsweise für einige Komponenten eine Vielzahl grundsätzlich für denselben Zweck einsetzbarer Rohstoffe oder Rohstoffzusammensetzungen (z.B. Legierungen) identifiziert worden. Beispielhaft sind die unterschiedlichen Kathodenmaterialien der Elektrolyseverfahren oder auch verschiedene Katalysator-Materialkombinationen der FT-Synthese zu nennen. Zur Durchführung der Analysen wurde hier technologieweise immer ein Rohstoff bzw. eine Rohstoffkombination pro Komponente festgelegt. Dies basierte zunächst auf der Anzahl der Nennungen in den Quellen. Des Weiteren wurde berücksichtigt, dass in den verwendeten Quellen oftmals selbst ein gewisser Rohstoff oder eine Materialzusammensetzung als besonders aussichtsreich hervorgehoben wurde – z. B. hinsichtlich Materialeigenschaften, Wirtschaftlichkeit oder Verfügbarkeit.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist außerdem zu beachten, dass die Kritikalitätsanalyse nur die aktuelle Wissenslage in Bezug auf den erwarteten Materialeinsatz der Zukunftstechnologien darstellt. Auf Grund von weiterer Materialforschung besteht immer die Möglichkeit, dass zukünftig ein aktuell gesetzter Rohstoff durch einen anderen substituiert werden kann – oder sogar die gesamte Technologie substituiert wird.

Die Einstufung von Rohstoffen als kritisch im Sinne dieser Studie orientiert sich vorrangig an der Liste kritischer Rohstoffe der Europäischen Kommission [48]. Die beiden zentralen Parameter zur Erstellung dieser Liste sind die ökonomische Bedeutung sowie das Versorgungsrisiko der analysierten Rohstoffe.

Die wirtschaftliche Bedeutung wird dabei anhand des Einsatzes der Rohstoffe und der Wertschöpfung in den verschiedenen Wirtschaftssektoren sowie bestehender Substitutionsmöglichkeiten ermittelt. Die Einschätzung des Versorgungsrisikos basiert ebenfalls auf Substitutionsmöglichkeiten sowie auf der Analyse der globalen Rohstoffversorgung und Lieferketten der EU sowie auf Recyclingraten der Rohstoffe. Der Fokus in der vorliegenden Studie liegt dabei stärker auf Versorgungsrisiken als auf der allgemeinen wirtschaftlichen Bedeutung.

Ergänzend zur Rohstoffliste der EU werden hier auch Einstufungen gemäß bestehenden Studien zum Einsatz kritischer mineralischer Rohstoffe in bestimmten Einzeltechnologien oder unterschiedlichen Technologiegruppen berücksichtigt. Hierzu gehören insbesondere:

- die Bewertung von Elektrolysetechnologien in Smolinka et al. [49], welche Kritikalitäten der Rohstoffe vorrangig auf das Versorgungsrisiko bezieht,
- ebenfalls die Bewertung von Elektrolyseverfahren in Reiter & Zauner [50], basierend auf der Liste kritischer Rohstoffe der EU und mit Fokus auf die Gruppe der Platinmetalle und Seltenen Erden,
- die Analysen einer breiten Palette von Zukunftstechnologien in Angerer et al. [44] und Marscheider-Weidemann et al. [51], welche ebenfalls die EU-Kritikalitätskriterien der wirtschaftlichen Bedeutung und des Versorgungsrisikos heranziehen, sowie
- die Bewertung von Technologien zur Bereitstellung erneuerbaren Stroms und erneuerbarer Wärme in Viebahn et al. [52], welche die erste Einschätzung von Rohstoffen als kritisch wiederum auf Grundlage einer Metaanalyse weiterer Literaturquellen vornimmt.

Zu beachten ist, dass viele der Studien zu kritischen Rohstoffen zwar auf Blengini et al. [48] oder deren Vorgänger-Studien aus den Jahren 2011 bis 2017 verweisen, den einzelnen Studien aber unterschiedliche Kritikalitätsbegriffe zugrunde liegen und zudem auch die Einschätzung als kritisch nicht statisch ist, sondern sich im Zeitverlauf ändern kann. Mögliche Kriterien für die Einstufung der Kritikalität eines Stoffes sind beispielsweise:

- Anzahl der weltweiten Förderstaaten,
- Anzahl der weltweiten Förderminen,
- politische Stabilität der Förderländer,
- Substituierbarkeit von Rohstoffen,
- bestehende Recyclingverfahren und zukünftige Recyclingpotenziale,
- Umweltbedingungen der Förderung,
- vergangener Trend der weltweiten Abnahme- und Fördermengen oder
- sich abzeichnende zukünftige Megatrends mit großen Stoffbedarfen.

# 4.2 Bestimmung/Recherche kritischer Rohstoffe der ausgewählten PtX-Technologien

Im Rahmen der hier durchgeführten Kritikalitätsanalyse werden im Folgenden nur potenziell kritische Rohstoffbedarfe der Technologien genannt. Komplette Materialbilanzen der ausgewählten PtX-Technologien werden nicht aufgeführt.

#### 4.2.1 Alkalische Elektrolyse

Nachfolgend werden spezifische Bedarfe der alkalischen Elektrolyse (AEL) an potenziell kritischen Rohstoffen aufgezeigt. Hierbei werden die identifizierten Bedarfe an Graphit, Kalium, Nickel und Zirkonium berücksichtigt.

#### Graphit

Die alkalische Elektrolyse weist als einzige der untersuchten Technologien einen Bedarf an Graphit auf, der sich aus der Verwendung zur Herstellung der Zelldichtungen ergibt. Hierfür werden etwa 0,072 kg Graphit pro kW<sub>el</sub> benötigt [36].

#### Kalium

Auch Kalium wird in der Gruppe der untersuchten PtX-Technologien nur für die alkalische Elektrolyse benötigt. Es dient hier in Form einer 20- bis 40-prozentigen Kaliumhydroxid-Lösung (KOH) als Elektrolyt [36]. Für einen alkalischen Elektrolyseur mit einer Leistung von 1 kW<sub>el</sub> wird der Bedarf an Kalium auf 0,42 kg beziffert [53].

#### Nickel

Nickel wird bei der AEL in den Elektroden und Stromverteilern eingesetzt. Viebahn et al. [53] verweisen auf zwei Quellen, welche einen Nickelbedarf von 1,6 bzw. 2,5 kg/kW<sub>el</sub> angeben. Da beide Werte nicht adäquat dokumentiert sind, schätzen Viebahn et al. [53] den Nickelbedarf auf 2,0 kg/kW<sub>el</sub>. Der letztgenannte Wert wird für die weiteren Arbeiten übernommen.

#### Zirkonium

Zirkoniumdioxid (ZrO<sub>2</sub>) wird, neben dem Bedarf für Solid-Oxide-Electrolyzer-Cells (SOEC), lediglich bei der AEL eingesetzt. Anwendung findet ZrO<sub>2</sub> bei der alkalischen Elektrolyse zur Herstellung sogenannter Zirfon-Membranen. Für 1 kW<sub>el</sub> werden 0,183 kg Zirkoniumdioxid benötigt, was 0,136 kg Zirkonium entspricht [36].

ZrO<sub>2</sub> wird üblicherweise als technische Keramik und damit stabilisiert eingesetzt. D. h. insbesondere Yttriumoxid wird verwendet, um die Struktur des Materials zu stabilisieren und um zu verhindern, dass bei der Herstellung eine erhebliche Volumenänderung und damit Zerstörung des Werkstoffs erfolgt [54]. Yttriumstabilisiertes Zirkonium (YSZ) kommt beispielsweise in der SOEC als Elektrolyt zum Einsatz.

Im Gegensatz dazu wird ZrO<sub>2</sub> in der AEL nicht als Keramik, sondern unstabilisiert in Form monokliner Nanopartikel als Beschichtung eines Kunststoffgewebes genutzt (vgl. In Lee et al. [55]). Es wird deshalb für die Kritikalitätsanalyse davon ausgegangen, dass die Herstellung der Zirfon-Membranen und damit die AEL kein Yttriumoxid benötigt.

#### 4.2.2 PEM-Elektrolyse

Im Folgenden werden die spezifischen Bedarfe der Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) an potenziell kritischen Rohstoffen aufgezeigt. Für die PEM-Elektrolyse sind mit Iridium, Platin und Titan drei Rohstoffe recherchiert worden, welche über das Potenzial einer stofflichen Kritikalität verfügen.

#### Iridium

Iridium wird in der PEM-Elektrolyse als Katalysator für die Anode der Zellen benötigt. Hierfür wird Iridium in dünnen Schichten auf die Anoden aufgetragen [49]. Es existieren zwar mit Antimon, Niob, Kobalt und Cer genügend mögliche Substitute, jedoch scheint bisher keines der Substitute Iridium als Katalysator wirklich abzulösen. Der heutige Iridiumbedarf für die PEM-Elektrolyse wird mit  $667-750 \, \text{mg/kW}_{el}$  angegeben [37, 49]. Smolinka und Bareiß beziffern den zukünftigen Iridiumbedarf für die PEM-Elektrolyse auf  $5-37 \, \text{mg/kW}_{el}$  [37, 49]. Diese Reduktion wird auf zukünftige Effizienzsteigerungen zurückgeführt, die sich etwa durch die Ausnutzung von Potenzialen zur Fertigung dünnerer Schichten ergeben könnten. Für die kumulierten Iridiummengen ist die volle Bandbreite des spezifischen Bedarfs von  $5-750 \, \text{mg/kW}_{el}$  berücksichtigt worden (vgl. Abschnitt 4.3).

#### **Platin**

Platin wird in der Kathode und oftmals in den Bipolarplatten der PEM-Elektrolyse eingesetzt. Die spezifischen Rohstoffbedarfe für Platin werden in der Literatur unterschiedlich hoch quantifiziert. Alle im Rahmen dieser Arbeit recherchierten Werte befinden sich zwischen 10 und 500 mg/kWel [37, 49, 56]. Die relativ große Bandbreite ist hauptsächlich durch die Differenz der Zeitpunkte zu erklären, welche für die Platinbedarfe angegeben werden. So stellt der Höchstwert von 500 mg/kWel den spezifischen Rohstoffwert von 2013 dar, während die 10 mg/kWel einer Annahme für einen zukünftigen Wert entsprechen. Für die kumulierten Platinmengen ist die volle Bandbreite des spezifischen Bedarfs von 10 bis 500 mg/kWel berücksichtigt worden (vgl. Abschnitt 4.3). Für die Kritikalitätsanalyse in Abschnitt 4.4 wird konservativ die Obergrenze der Bandbreite mit 500 mg/kWel verwendet.

#### **Titan**

Titan wird in der PEM-Elektrolyse fast ausschließlich für Bipolarplatten gebraucht. In Abhängigkeit der Dicke der Titanschicht und dem angenommenen Zeitpunkt der Fertigung ergeben sich unterschiedliche spezifische Rohstoffbedarfe pro Leistung. Lundberg und Smolinka et al. [57] geben einen heutigen Titanbedarf von  $0,414-0,538~kg/kW_{el}$  an. Zukünftig sinkt der Bedarf auf  $0,032-0,037~kg/kW_{el}$ , Smolinka nennt in diesem Zusammenhang das Jahr 2035 [49]. Die starke Reduzierung des Bedarfs ist

auch darauf zurückzuführen, dass zukünftig preiswertere Metalle für Bipolarplatten eingesetzt werden können, welche dann wiederum mit einer dünnen Titanschicht überzogen werden. Für die kumulierten Titanmengen ist im Rahmen dieser Arbeit die volle Bandbreite des spezifischen Bedarfs von 0,032 – 0,538 kg/kW<sub>el</sub> berücksichtigt worden (vgl. Abschnitt 4.3). Für die Kritikalitätsanalyse in Abschnitt 4.4 wird konservativ die Obergrenze der Bandbreite mit 0,538 kg/kW<sub>el</sub> verwendet.

#### 4.2.3 SOEC

Nachfolgend werden spezifische Bedarfe der Hochtemperatur-Elektrolyse mit Solid Oxide Electrolyzer Cells (SOEC) an potenziell kritischen Rohstoffen aufgezeigt. Für die SOEC werden dabei die Bedarfe an Lanthan, Nickel, Yttrium und Zirkonium beschrieben. Da die Hochtemperatur-Elektrolyse sich noch in der Forschungsphase bzw. noch nicht in der kommerziellen großtechnischen Anwendung befindet, sind prinzipiell zukünftig noch andere kritische Materialien für Kathode, Anode und Feststoffelektrolyt denkbar. Gerade für die Dotierungen gibt es eine Vielzahl an Alternativen, z. B. für den Elektrolyt LaGaO<sub>3</sub>, Sc<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, CeO<sub>2</sub> und Gd<sub>2</sub>O<sub>3</sub> [50]. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf den vorherrschenden Materialien – auch deshalb, weil oftmals lediglich für diese Materialien quantitative Bedarfsangaben existieren. Des Weiteren können sich die spezifischen Rohstoffbedarfsmengen je nach Bauweise (anoden- oder elektrolytgestützt) der SOEC unterscheiden. Generell können bei der Hochtemperatur-Elektrolyse durch die Bereitstellung von thermischer Energie aus anderen Wärmequellen besonders hochpreisige Edelmetallkatalysatoren vermieden werden, da die Reaktionskinetik erhöht wird [50].

#### Lanthan

Lanthan kommt in SOEC in der Kathode zum Einsatz. Marscheider-Weidemann et al. [51] beschreiben, dass klassischerweise die Anode bei einem yttriumdotiertem Zirkoniumdioxid-Elektrolyt aus Lanthan-Strontium-Manganit besteht – auch andere Mischoxide mit Lanthan sind denkbar. Hinsichtlich des spezifischen Bedarfs an Lanthan geben Viebahn et al. [53] 2,5 kg/kW<sub>el</sub> und Marscheider-Weidemann et al. [51] 0,213 kg/kW<sub>el</sub> an, sodass sich eine Bandbreite für den spezifischen Bedarf von 0,213 – 2,5 kg/kW<sub>el</sub> ergibt. Die große Abweichung ist vor allen Dingen durch die Aktualität der Daten zu erklären. So beziehen sich Viebahn et al. auf Primas [58], während sich Marscheider-Weidemann et al. auf Mai [59] berufen.

#### Nickel

Nickel wird bei SOEC für die Zell-Stacks eingesetzt. Die in der Literatur recherchierten spezifischen Bedarfe variieren auch bei Nickel sehr stark: Während Viebahn et al. [53] einen Nickelbedarf von unter 1 g/kW<sub>el</sub> für die SOEC ausweisen, quantifizieren Häfele et al. [60] den Bedarf auf 181 g/kW<sub>el</sub>. Hinweise zu den Ursachen für die Höhe der Differenz sind den Quellen leider nicht zu entnehmen. Unterschiedliche Annahmen der Studien in Bezug auf die Bauweise des Elektrolyseurs könnten sich hier stark auf die jeweils ausgewiesene Höhe des Nickelbedarfs auswirken.

#### Yttrium

Yttrium wird zur Dotierung der Anode und des Elektrolyts genutzt. Bei einer elektrolytgestützten Bauweise der SOEC kann alternativ auch Scandium zur Dotierung der Anode eingesetzt werden. Für den Elektrolyt wird meistens yttriumstabilisiertes Zirkoniumdioxid (YSZ) verwendet, welches eine ausreichend gute Leitfähigkeit und eine gute Stabilität bei hohen Temperaturen aufweist. In einigen Fällen von niedrigeren Temperaturen (<750°C) wird auch scandiumdotiertes Zirkoniumdioxid genutzt, da dort die Ionenleitfähigkeit von YSZ abnimmt [51]. Aufgrund der höheren Kritikalität wird hier im Sinne einer Worst-Case-Abschätzung angenommen, dass nicht Scandium, sondern Yttrium verwendet wird. Der in der Literatur quantifizierte spezifische Yttriumbedarf liegt zwischen 14 und 57 g/kWel [51, 53].

#### **Zirkonium**

Zirkoniumdioxid (ZrO<sub>2</sub>) wird bei der SOEC als Elektrolyt in den Zellen eingesetzt. Der spezifische Bedarf von Zirkonium (Zr) wird von Marscheider-Weidemann et al. [51] mit 0,4 kg/kW<sub>el</sub> beziffert, was 0,54 kg ZrO<sub>2</sub>/kW<sub>el</sub> entspricht. Aussichtsreiche Substitute für ZrO<sub>2</sub> sind in der Literatur nicht ersichtlich.

## 4.2.4 Direct Air Capture (Kohlenstoffversorgung)

Das im Rahmen dieser Arbeit untersuchte Niedertemperatur-DAC-Verfahren der Climeworks AG weist keine Bedarfe an potenziell kritischen Rohstoffen auf [10, 11].

#### 4.2.5 Veredelung gasförmig: Katalytische Methanisierung

Für die Katalytische Methanisierung (KM) wird in der Literatur lediglich Nickel als potenziell kritischer Rohstoff erwähnt.

### Nickel

Nickel kommt bei der KM als Katalysator zum Einsatz. Aus einer projektinternen Datenabfrage (an AP4 dieses Projektes) geht ein spezifischer Bedarf von 0,3 – 0,4 kg/kW<sub>el</sub> nickelhaltiger Katalysatoren hervor. Rachow [61] gibt für die durchschnittliche Zusammensetzung von Nickelkatalysatoren einen Massenanteil des Nickels von 10 bis 40 % an. Unter Verwendung des Mittelwertes (Massenanteil von 25 %) ergeben sich Nickelbedarfe von 0,075 – 0,1 kg/kW<sub>el</sub>. Wettstein et al. [28] quantifizieren den Nickelbedarf für eine katalytische Methanisierungsanlage mit einem Output von 1 m³ CH<sub>4</sub>/h auf 0,063 kg. Unter Berücksichtigung der in Thema et al. [62] ausgewiesenen Methanisierungsprojekte und deren durchschnittlichen Verhältnis von Methanproduktion (m³/h) zur elektrischen Leistung ergibt sich ein spezifischer Nickelbedarf von 0,0026 kg/kW<sub>el</sub>.

Für die weiteren Arbeiten in den Abschnitten 4.3 und 4.4 ist die spezifische Bandbreite des Nickelbedarfs von 0,0026 - 0,1 kg/kW<sub>el</sub> verwendet worden.

Zusätzlich zum Nickel, welches für die Herstellung der Anlage benötigt wird, entstehen weitere Bedarfe aufgrund der kurzen Lebensdauer von Nickelkatalysatoren (drei bis fünf Jahre) und der damit verbundenen Erneuerung [63]. Nickelkatalysatoren besitzen eine hohe Recyclingrate von etwa 80 %, sodass ein Großteil des Nickels bei ordnungsgemäßem Prozessablauf wiederverwendet werden kann [64]. Im berücksichtigten Ausbauszenario werden die Methanisierungsanlagen erst ab dem Jahr 2040 errichtet. Unter der Annahme, dass bis zum Zeithorizont 2050 die Katalysatoren zweimal getauscht bzw. erneuert werden müssen, ergeben sich aus der zuvor genannten Bandbreite und der erwähnten Recyclingrate zusätzliche Nickelbedarfe von 0,001 bis 0,04 kg/kWel. Die zusätzlichen Bedarfe sind ebenfalls für die weiteren Arbeiten im Rahmen dieser Analyse berücksichtig worden.

# 4.2.6 Veredelung flüssig: Fischer-Tropsch-Synthese

Für die Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese), klassischerweise die CO-Polymerisation und Hydrierung, wird in der Literatur Kobalt als potenziell kritischer Rohstoff betrachtet [11].

#### **Kobalt**

Kobalt wird üblicherweise in den Eisen- und Kupferkatalysatoren der FT-Synthese als aktives Material des Katalysators eingesetzt. Der Gewichtsanteil von Kobalt am Gesamtkatalysator beträgt laut Angerer et al. [44] etwa 20 %. Je nach Bauart scheint der Anteil zu variieren. So nennen Angerer et al. [44] drei Quellen, welche unterschiedliche Kobaltbedarfe ausweisen. Bezogen auf eine Kapazität von 1 Mio. Barrel pro Tag (bpd) reicht die Bandbreite des spezifischen Kobaltbedarfs der besagten drei Quellen von 3800 bis 20000 t.

Da die Eisen- und Kupferkatalysatoren in der Regel alle vier Jahre erneuert werden müssen, entsteht ein zusätzlicher Kobaltbedarf. Die Recyclingrate für Kobalt beträgt nach Angerer et al. [44] 90 %, wohingegen Zelt et al. [11] von einer vollständigen Rezyklierung des Kobalts ausgehen. Unter der konservativen Annahme der 90 % Recyclingrate werden die Mehrbedarfe für zwei Katalysatorwechsel berücksichtigt – in dem im Rahmen dieser Arbeit zugrundeliegenden Szenario (Band I [5]) wird die FT-Synthese erst ab dem Jahr 2040 eingesetzt. D. h. je Tausch wird ein Mehrbedarf von 10 % Kobalt in Form von Primärmaterial bedacht, was einen Mehrbedarf von 760-4000 t Kobalt je 1 Mio. bpd durch zwei Katalysatorwechsel ergibt. In der Summe aus Erstausstattung und erwarteten Austauschen wird daher von 4560 – 24000 t Kobalt/ 1 Mio. bpd ausgegangen. Diese Bandbreite ist für die weiteren Arbeiten verwendet worden.

Neben Kobalt werden Platin, Palladium, Rhenium, Rhodium oder Ruthenium als Promotoren verwendet – weitere Rohstoffe mit ähnlichen stofflichen Eigenschaften sind in der Zukunft ebenfalls möglich. Angerer et al. und Marscheider-Weidemann et al. [44, 51] geben einen Promotorengehalt von <1 % in den Katalysatoren an, wobei der genaue Promotorenanteil unklar ist. Konkretisierende

Literatur-quellen hierzu sind nicht verfügbar, da die genauen Zusammensetzungen der Katalysatoren Betriebsgeheimnisse der produzierenden Unternehmen darstellen. Es bestehen demnach große Unsicherheiten hinsichtlich der exakten Materialbedarfe, allerdings handelt es sich (z. B. im Vergleich zu Kobalt) auch um eher geringe Stoffmengen.

Eine Kritikalität der Promotoren erscheint darüber hinaus unwahrscheinlich, da Substitutionsmöglichkeiten zwischen den vorgenannten Kandidatenmaterialien bestehen. Zudem ist zu erwarten, dass diese Materialien im Zuge der hohen Recyclingrate von Kobalt (90 – 100 %, s. o.) ebenfalls recycelt werden dürften.

Aus den vorgenannten Gründen (Datenlage, Materialmengen, Substitutionsmöglichkeiten, Recycling) bleiben die erwähnten Promotorenbedarfe in der Kritikalitätsanalyse unberücksichtigt.

# 4.3 Benötigte kumulierte Rohstoffmengen bis 2050

Im Folgenden wird die Hochrechnung der potenziell kritischen Rohstoffbedarfe für Deutschland und Europa bis zum Jahr 2050 dargestellt. Als Szenariorahmen dient das *Europa-Autark-Szenario*, welches in AP 1 vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) berechnet wurde (Band I [5]). Dieses Szenario stellt den zur Berechnung der Rohstoffbedarfe benötigten erwarteten Kapazitätsausbau verschiedener PtX-Technologien für Europa und Deutschland bis zum Jahr 2050 bereit (s. Abbildung 27 und Abbildung 28). Die PtX-Kapazitäten ergeben zusammen mit den recherchierten spezifischen Rohstoffmengen jeder einzelnen PtX-Technologie den Gesamtrohstoffbedarf der als potenziell kritisch eingestuften Rohstoffe.

Das *Europa-autark-Szenario* sieht eine Klimaneutralität (-100 %) für Europa bis zum Jahr 2050 vor. In diesem Szenario versorgt sich Europa vollständig selbst mit PtX-Produkten. Importe von außerhalb Europas erfolgen somit nicht. Jedoch sind Im- und Exporte zwischen den einzelnen Ländern innerhalb Europas zulässig. Beispielsweise kann Deutschland PtX-Produkte aus Regionen mit einer Überproduktion importieren. Folglich müssen die Anlagen zur Versorgung des PtX-Bedarfs Deutschlands nicht zwangsläufig in Deutschland verortet sein.

Im *Europa-autark-Szenario* werden insgesamt sieben verschiedene PtX-Technologien eingesetzt, um die Versorgung mit Wasserstoff, Kohlenstoff sowie flüssigen und gasförmigen PtX-Produkten sicherzustellen. Für die Bereitstellung des Wasserstoffes werden die beiden gängigen Niedertemperatur-Wasserelektrolyseverfahren – alkalische und PEM-Elektrolyse – sowie die Hochtemperatur-Elektrolyse mit SOEC genutzt. Kohlenstoffdioxid wird über Niedertemperatur-DAC bereitgestellt. Die Veredelung des Wasserstoffs zu einem kohlenstoffhaltigen gasförmigen PtX-Produkt (Methan) erfolgt über die katalytische Methanisierung (KM). Die Versorgung mit flüssigen Energieträgern – synthetischem Diesel, synthetischem Benzin und synthetischem Kerosin sowie in sehr geringem Umfang synthetischem Öl – erfolgt durch die FT-Synthese. Zusätzliche nachfolgende Prozessschritte zur weiteren Veredelung von PtX-Erzeugnissen oder die Verflüssigung von Wasserstoff sind im Rahmen der Kritikalitätsanalyse nicht berücksichtigt worden, da sie zu geringe modellierte

Kapazitäten aufweisen (s. Verflüssigung von H<sub>2</sub> in Abbildung 27 und Abbildung 28) oder im *Europa-Autark-Szenario* nicht eingesetzt werden.

Die Entwicklung der Gesamtkapazitäten der PtX-Technologien – außer für DAC – sind für Europa und Deutschland in Abbildung 28 bzw. Abbildung 27 dargestellt.

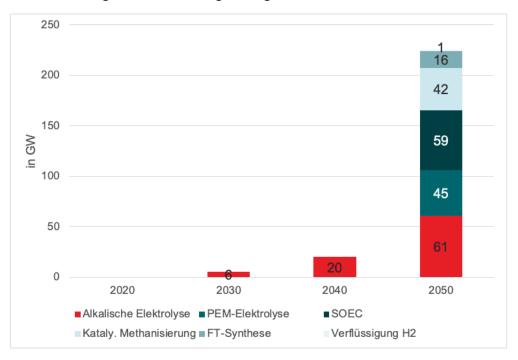


Abbildung 27: Kumulierte installierte Kapazitäten der PtX-Technologien für die Bedarfsdeckung in Deutschland (Europa-autark-Szenario), Daten stammen vom EWI (eigene Darstellung); Anmerkung: Leistungsangaben der Katalyt. Methanisierung und FT-Synthese in  $GW_{therm.}$ , die übrigen Technologien in  $GW_{el.}$ 

Hierbei ist zu erwähnen, dass gewisse Anteile der PEM-Elektrolyse- und der SOEC-Kapazität die KM sowie die FT-Synthese mit Wasserstoff versorgen. Die alkalische Elektrolyse ist im Szenario dagegen ausschließlich für die Deckung des direkten Wasserstoffendbedarfs (Standalone-Anlagen) vorgesehen. Für die Kohlenstoffversorgung via DAC für die PtX-Produkte der KM und der FT-Synthese wird ein Kapazitätsbedarf an DAC-Anlagen errechnet, der für Europa rund 107000 DAC-36-Modulen<sup>1</sup> (191 MtCO<sub>2</sub>/a) bzw. für Deutschland rund 50000 DAC-36-Modulen (89 MtCO<sub>2</sub>/a) des Herstellers Climeworks AG entspräche.

 $<sup>^1</sup>$  Für jede Anlage wird hier von 36 zusammengeschalteten Niedertemperatur-DAC-Modulen des Unternehmens Climeworks AG ausgegangen, welches die aktuell größte Anlagenkonfiguration in ihrem Produktportfolio darstellt (DAC-36). Die Jahresabscheideleistung einer DAC-36-Anlage beträgt 1800 t  $CO_2$ .

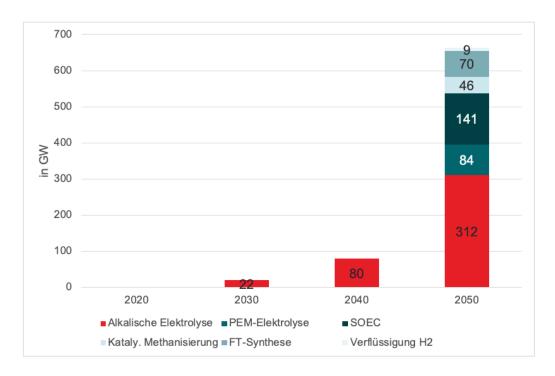


Abbildung 28: Kumulierte installierte Kapazitäten der PtX-Technologien in Europa (Europa-autark-Szenario), Daten stammen vom EWI (eigene Darstellung); Anmerkung: Leistungsangaben der KM und FT-Synthese in GW<sub>therm</sub>, die übrigen Technologien in GW<sub>el</sub>.

Insgesamt erfolgt im *Europa-autark-Szenario* zunächst ein eher moderater Hochlauf des PtX-Ausbaus. So werden in Europa bis zum Jahr 2040 mit 22 GW<sub>el</sub> im Jahr 2030 und 80 GW<sub>el</sub> im Jahr 2040 lediglich geringere Mengen alkalischer Elektrolyseure zugebaut (vgl. Abbildung 28). Erst ab dem Jahr 2041 bis zum Jahr 2050 erfolgt ein umfassender Ausbau aller beschriebenen PtX-Technologien. Diese Entwicklung ist in der Storyline des Szenarios begründet, die zur Erreichung von Klimaneutralität zunächst den Fokus auf einfacher umzusetzende bzw. kostengünstigere Maßnahmen wie z. B. direkte Elektrifizierung legt.

#### 4.3.1 Benötigte kumulierte Rohstoffmengen Deutschland

In Tabelle 18 sind die potenziell kritischen Rohstoffe sowie ihr Gesamtbedarf – bis zum Jahr 2050 – für die ausgewählten PtX-Technologien für Deutschland abgebildet. Es wird zudem angegeben, welcher Anteil des Rohstoffbedarfs einer Technologie am insgesamt für diesen Rohstoff berechneten Bedarf aller betrachteten PtX-Technologien besteht. Die übrigen als unkritisch eingeschätzten Rohstoffbestandteile der PtX-Technologien werden in der Tabelle nicht dargestellt.

Tabelle 18: Kumulierte PtX-Kapazitäten zur Deckung der deutschen Nachfrage gemäß Europa-Autark-Szenario und resultierende Bedarfe potenziell kritischer Rohstoffe

Technologiename	Kumulierte	Rohstoffbedarf in t	Prozentualer	
	installierte		Anteil am	PtX-
	Kapazität bis		Gesamtbedarf	eines
	2050		Rohstoffes	
Alkalische Elektrolyse	61,2 GW <sub>el</sub>	Graphit: 4386,2	100 %	
		Kalium: 1836,1 – 25.705,0	100 %	
		Nickel: 97.923,7 – 194.011,3	92,08 – 99,92 %	
		Zirkonium: 8306,7	25,89 %	
PEM-Elektrolyse	44,6 GW <sub>el</sub>	Iridium: 0,2 – 33,4	100 %	
		Platin: 0,4 – 22,3	100 %	
		Titan: 1426,7 – 23.986,1	100 %	
Solid Oxide Cells	59,5 GW <sub>el</sub>	Lanthan: 12.662,1 – 148.616,1	100 %	
		Nickel: 59,4 – 10.759,8	0,06 – 5,11 %	
		Yttrium: 832,3 – 3388,4	100 %	
		Zirkonium: 23.778,6	74,11 %	
Katalytische Methanisierung	42,4 GW <sub>th</sub>	Nickel: 15,4 – 5939,5	0,02 – 2,82 %	
FT-Synthese	16,4 GW <sub>th</sub>	Kobalt: 1196,9 – 6298,8	100 %	
Direct Air Capture	49.588 DAC-36-	-	-	
	Anlagen <sup>2</sup>			

Erwähnenswert ist zunächst, dass die dargestellten kumulierten Kapazitätsmengen nicht zwangsläufig in Deutschland selbst verortet sein müssen. Das *Europa-Autark-Szenario* verfolgt hier lediglich den Ansatz, dass Europa sich mit synthetischen Gasen und Kraftstoffen selbst versorgt. Die installierten Kapazitäten sind jeweils an den günstigsten Standorten bzw. Regionen für die jeweilige Technologie hinterlegt und ein uneingeschränkter freier europäischer Im- bzw. Export wird vorausgesetzt. Aus den Produktmengen der Nachfrageseite werden die für die deutsche Versorgung benötigten PtX-Kapazitäten abgeleitet. Die daraus resultierenden Kapazitätsmengen und benötigten Rohstoffmengen werden Deutschland in dieser Analyse nach dem Verursacherprinzip zugeschlagen.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Für jede Anlage wird hier von 36 zusammengeschalteten Niedertemperatur-DAC-Modulen des Unternehmens Climeworks AG ausgegangen, welches die aktuell größte Anlage in ihrem Produktportfolio darstellt (DAC-36). Die Jahresabscheideleistung einer DAC-36-Anlage beträgt 1800 t CO<sub>2</sub>.

Für die Niedertemperatur-DAC-Technologie konnte auf Basis der heutigen Studienlage kein Bedarf an kritischen Rohstoffen ermittelt werden. Dies deckt sich mit den Ergebnissen früherer Analysen des Wuppertal Instituts [10, 11]. Bei den weiteren PtX-Technologien ist dagegen auffällig, dass die Rohstoffbandbreiten der einzelnen Materialen oftmals sehr groß sind – z. B. der Lanthan-Bedarf der SOEC (vgl. bei Bedarf Tabelle 18 und Tabelle 19).

Die starken Unterschiede beruhen hierbei auf verschiedenen Ursachen. Zum einen variieren die angegebenen Zeitpunkte der Rohstoffbedarfe in der Literatur. Während einige Quellen nur heutige Bedarfe nennen, geben andere auch Prognosen zu zukünftigen Entwicklungen an. Gerade bei den Angaben der zukünftigen Rohstoffbedarfe fällt sehr stark ins Gewicht, ob die Autoren eher optimistische (starke Verbesserung) oder eher konservative (lediglich geringfüge Verbesserung) Annahmen für die zukünftige Technologieentwicklung getroffen haben.

Der Hauptgrund ist jedoch, dass die Rohstoffbedarfe sich je nach Unternehmen und Fertigungsprozess unterscheiden, z. B. durch unterschiedliche erreichbare Schichtdicken der gefertigten Elektroden. Oftmals sind die potenziell kritischen Materialen in den Elektroden der Zellen bzw. deren Dotierungen zu finden. Die genaue Stoffzusammensetzung der Elektroden ist meist spezifisch für das jeweilige Unternehmen und stellt zudem oft ein Betriebsgeheimnis dar.

## 4.3.2 Benötigte kumulierte Rohstoffmengen Europa

In Tabelle 19 sind die potenziell kritischen Rohstoffe sowie ihr Gesamtbedarf – bis zum Jahr 2050 – für die ausgewählten PtX-Technologien in Europa abgebildet. Erneut erfolgt auch eine Aufschlüsselung der Anteile, die verschiedene der genannten Technologien an der Nachfrage nach demselben Rohstoff aufweisen. Die übrigen als unkritisch eingeschätzten Rohstoffbestandteile der PtX-Technologien werden in der Tabelle nicht dargestellt.

Tabelle 19: Kumulierte PtX-Kapazitäten in Europa gemäß Europa-Autark-Szenario und resultierende Bedarfe potenziell kritischer Rohstoffe

Technologiename	Kumulierte	Rohstoffbedarf in t	Prozentualer		
	installierte		Anteil am	PtX-	
	Kapazität b	ois	Gesamtbedarf	Gesamtbedarf	
	2050		eines Rohstoffes		
Alkalische Elektrolyse	333,4 GW <sub>el</sub>	Graphit: 23.890,7	100 %		
		Kalium: 10.000,8 – 140.010,8	100 %		
		Nickel: 533.374,4 – 1.056.748,1	97,07 – 99,97 %		
		Zirkonium: 45.245,4	44,43 %		
PEM-Elektrolyse	84,0 GW <sub>el</sub>	Iridium: 0,4 – 63,0	100 %		

		Platin: 0,8 – 42,0	100 %
		Titan: 2688,0 – 45.192,4	100 %
Solid Oxide Cells	141,5 GW <sub>el</sub>	Lanthan: 30.131,7 – 356.658,8	
		Nickel: 141,5– 25.604,9	0,03 – 2,35 %
		Yttrium: 1980,5 – 8063,4	100 %
		Zirkonium: 56.585,4	55,57%
Katalytische Methanisierung	46,1 GW <sub>th</sub>	Nickel: 16,8 – 6458,4	<0,01 – 0,59 %
FT-Synthese	70,3 GW <sub>th</sub>	Kobalt: 5105,0 – 26.868,3	100 %
Direct Air Capture	106.096 DAC-36-	-	-
	Anlagen <sup>3</sup>		

In Tabelle 19 sind äquivalent zu Tabelle 18 die gesamteuropäischen Rohstoffbedarfe und Kapazitäten für die PtX-Technologien abgebildet. Die Bedarfe, welche zuvor Deutschland zugeschlagen wurden, sind in gesamteuropäischen Werten inkludiert.

## 4.3.3 Qualitative Einordnung des angepassten Europa-autark-Szenarios

Die im vorliegenden Bericht beschriebene Kritikalitätsanalyse beruht auf Szenariorechnungen des *DIMENSION*-Modells, die im Mai 2021 aus dem AP1 des Vorhabens bereitgestellt wurden.

Nach weitgehender Fertigstellung der hier beschriebenen Arbeiten wurden die Ergebnisse des *DIMENSION*-Modells im August 2021 und somit zu einem sehr späten Zeitpunkt des Projektverlaufs nochmals aktualisiert. Hierbei wurde durch Absenkung des angenommenen Diskontierungsfaktors von 12 auf 8 % ein wesentlicher ökonomischer Parameter des Modells angepasst – mit entsprechenden Auswirkungen auf die Modellergebnisse und auch die hier relevanten Zubauraten der PtX-Kapazitäten.

Die überarbeiteten Modellergebnisse konnten in den nachfolgenden Darstellungen zukünftiger Rohstoffkritikalitäten nicht mehr berücksichtigt werden. Die hier vorgenommenen Kritikalitätsbewertungen beruhen daher noch auf den früheren Ergebnissen des *DIMENSION*-Modells, die mit dem höheren Diskontierungsfaktor von 12 % berechnet wurden. Die folgende kurze und qualitative Beschreibung soll dennoch einen Eindruck vermitteln, wie sich die Berücksichtigung der überarbeiteten *DIMENSION*-Ergebnisse vom August 2021 auf die Nachfrage nach kritischen Rohstoffen auswirken könnte.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Für jede Anlage wird hier von 36 zusammengeschalteten Niedertemperatur-DAC-Modulen des Unternehmens Climeworks AG ausgegangen, welches die aktuell größte Anlagenkonfiguration in ihrem Produktportfolio darstellt (DAC-36). Die Jahresabscheideleistung einer DAC-36-Anlage beträgt 1800 t CO<sub>2</sub>.

- Beide Modellrechnungen beruhen auf einem identischen Portfolio an PtX-Technologien und der Ausbau dieser Technologien findet in beiden Varianten zukünftig in der Summe in ähnlicher Größenordnung statt. Demnach kann davon ausgegangen werden, dass beide Varianten Rohstoffbedarfe für den PtX-Ausbau in ähnlichem Umfang erforderlich machen würden.
- Auch die Anteile einzelner Technologien am zukünftigen Ausbau sind zumindest für Deutschland identisch und dort auf die alkalische Elektrolyse beschränkt. Für den europäischen PtX-Ausbau zeigen sich jedoch für die Technologieanteile deutliche Unterschiede zwischen beiden Modellrechnungen:
  - Der Einsatz von Elektrolyseuren für die endenergetische Bereitstellung von Wasserstoff nimmt insgesamt zu und verschiebt sich in den aktualisierten Modellergebnissen noch stärker von PEM und SOEC zu einer fast ausschließlichen Nutzung der AEL im Jahr 2050.
  - Die Methanisierung erfolgt weiterhin ausschließlich über das katalytische, nicht über das biologische Verfahren. Die installierten Kapazitäten steigen dabei ebenfalls an. In der Pfadbetrachtung werden PEM- und SOEC-basierte katalytische Methanisierung aber nicht mehr in gleichem Verhältnis ausgebaut. Stattdessen zeigen die aktualisierten Ergebnisse eine deutliche Verschiebung hin zu SOEC und es kommen Methanisierungskapazitäten auf Basis der AEL hinzu, die zuvor noch keine Berücksichtigung fanden.
  - Der Ausbau der Fischer-Tropsch-Synthese geht dagegen deutlich zurück. Auch hier ergeben sich bezogen auf die Anteile verschiedener Bereitstellungspfade relevante Unterschiede. Während sich der Ausbau der FT-Synthese auf Basis von SOEC deutlich verringert und auf Basis der PEM praktisch zum Erliegen kommt, ergeben sich aus den aktualisierten Rechnungen auch für die FT-Synthese zusätzliche Kapazitäten auf Basis der AEL.

Auf Grundlage der aktualisierten *DIMENSION*-Ergebnisse vom August 2021 könnten die zukünftig erwarteten Rohstoffkritikalitäten neu bewertet werden. Hierbei wäre insbesondere für die AEL, aber auch für die katalytische Methanisierung aufgrund des verstärkten Ausbaus von einer Verschärfung identifizierter Kritikalitäten auszugehen. Für PEM und SOEC könnte der verringerte Zubau dagegen zu einer gewissen Entspannung in Bezug auf ermittelte Kritikalitäten beitragen. Eine grundlegend veränderte Einschätzung wäre dabei allerdings nicht zu erwarten. Generell ist deshalb davon auszugehen, dass die in Abbildung 38 vorgenommene abschließende Zusammenfassung der Rohstoffkritikalitäten auch bei Berücksichtigung der aktualisierten *DIMENSION*-Ergebnisse weitestgehend Bestand hätte.

# 4.4 Einordnung Kritikalität

Die in Kapitel 4.3 dargestellten Rohstoffbedarfsmengen der potenziell kritischen Rohstoffe der PtX-Technologien wurden für diesen Abschnitt anhand der jährlichen Fördermengen und der weltweiten Reserven des jeweiligen Rohstoffes analysiert und eingeordnet. Ziel der Einordnung war es, abschätzen zu können, ob die konkreten Rohstoffbedarfe der PtX-Technologien sich generell als kritisch erweisen oder ob sie zumindest einer global gerechten Verteilung der weitweiten Rohstoffmengen entgegenstehen würden. Hierfür wurde auf den in Viebahn et al. [52] beschriebenen Budgetansatz zurückgegriffen, der die Rohstoffnutzung einer Region auf den Anteil dieser Region an der Weltbevölkerung begrenzt.

Dieser Ansatz basiert auf der vereinfachenden Annahme, dass sich eine faire globale Verteilung verfügbarer Rohstoffmengen am Anteil der jeweiligen Untersuchungsregion an der Weltbevölkerung orientieren sollte. Die Bevölkerungsanteile wurden hierfür auf Basis der heutigen Einwohnerzahlen bestimmt und für die Zukunft als annähernd konstant angenommen. Für Deutschland wurde von einem Bevölkerungsstand von 83,1 Mio. Personen ausgegangen [65]. Die geographische Abdeckung des *Europa-Autark-Szenarios* entspricht der EU-28 (inkl. Großbritannien) abzüglich Malta und Zypern, ergänzt um Norwegen und die Schweiz. Für die berücksichtigten Länder wurde eine Bevölkerungszahl von 527,48 Mio. Personen ermittelt [66]. Bezogen auf eine Weltbevölkerung von 7,86 Mrd. Personen entspricht dies für Deutschland einem Anteil von gut 1% und für den europäischen Untersuchungsraum (inkl. Deutschland) einem Anteil von knapp 7% [67].

Die Einordnung der Kritikalität der zuvor ermittelten Rohstoffbedarfe gemäß dem Budgetansatz erfolgte in zwei Schritten:

- Gegenüberstellung der ermittelten Rohstoffnachfrage der Region mit dem Volumen der heutigen Weltjahresförderung: Gemäß dem Budgetansatz einer global gerechten Verteilung stehen Deutschland pro Jahr 1 % einer Weltjahresförderung eines Rohstoffs zur Verfügung. Über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren (2021 2050) entspricht dies einem deutschen Budget von gerundet 30 % (30 \* 1 %) einer Weltjahresförderung sowie analog einem europäischen Budget von gerundet 200 % einer Weltjahresförderung. Unterschreitet der Rohstoffbedarf des angenommenen PtX-Ausbaus diese Grenzen, wurde ergänzend überschlägig geprüft, ob der Bedarf als hinreichend gering eingeschätzt werden kann, um bei konstanter Jahresförderung auch bekannte Konkurrenznachfragen aus anderen Technologiebereichen abzudecken. Unabhängig von der Einhaltung auf die Fördermengen bezogener Budgetgrenzen wurden im zweiten Schritt ergänzend auch die Reserven der Rohstoffe in die Bewertung mit einbezogen, sofern hierfür Daten verfügbar waren.
- Gegenüberstellung der ermittelten Rohstoffnachfrage der Region mit den weltweiten Reserven: Als Budgetobergrenze für die gesamte Nachfrage nach dem entsprechenden Rohstoff wurden hier zunächst 1 % der weltweiten Reserven für Deutschland sowie 7 % für Europa festgelegt (entsprechend der zuvor genannten Bevölkerungsanteile). Um Unsicherheiten in Bezug auf die Einschätzung von Rohstoffreserven und auch die

Rohstoffnachfrage für Konkurrenzanwendungen zu berücksichtigen, wird hier davon ausgegangen, dass nur ein Zehntel des Gesamtbudgets der Regionen langfristig für PtX-Anwendungen zur Verfügung stehen wird. Somit ergibt sich in Bezug auf die Reserven der jeweiligen Rohstoffe ein Budget von 0,1 % für Deutschland und 0,7 % für Europa. Unterschreitet der Rohstoffbedarf des angenommenen PtX-Ausbaus diese Grenzen, wurde davon ausgegangen, dass die durch PtX ausgelöste Nachfrage nach dem Rohstoff zukünftig prinzipiell gedeckt werden kann, aber je nach Ergebnis des ersten Bewertungsschritts gegebenenfalls einen Ausbau der Förderkapazitäten erforderlich machen wird. Überschreitet der Rohstoffbedarf des angenommenen PtX-Ausbaus dagegen die Budgetgrenzen, wird die entsprechende Rohstoffnachfrage im Rahmen dieser Studie als kritisch eingeschätzt.

In beiden vorgenannten Bewertungsschritten werden für die betrachteten Rohstoffbedarfe (sofern verfügbar) Bandbreiten aus den Literaturangaben berücksichtigt. Die Einstufung als kritisch orientiert sich dabei in der Regel als konservative Bewertung an den jeweils ermittelten Höchstwerten. Die Abbildung der gesamten Bandbreite ermöglicht aber auch im Fall als kritisch bewerteter Rohstoffe eine Einordnung, ob sich die Versorgungssituation der Rohstoffe unter Berücksichtigung optimistischerer Annahmen bzw. eines effizienteren Rohstoffeinsatzes gegebenenfalls entspannen könnte.

Die Verfügbarkeit der zuvor identifizierten potenziell kritischen Rohstoffe wird im Folgenden gegliedert nach Rohstoffen eingeschätzt. Die genauen Stoffmengen und Kapazitäten sind in Tabelle 18 und Tabelle 19 einsehbar.

Nur im Fall einer Einstufung einer berechneten Rohstoffnachfrage als kritisch wird die ermittelte Überschreitung der definierten Budgetgrenzen nachfolgend mithilfe von Grafiken dargestellt. Hierbei wird immer zumindest das Verhältnis zur Weltjahresförderung abgebildet – und bei entsprechender Datenverfügbarkeit auch um die zusätzliche reservenbezogene Darstellung ergänzt. Als unkritisch eingestufte Rohstoffnachfragen werden dagegen nur textlich und ohne ergänzende Grafik beschrieben.

#### 4.4.1 Graphit

Verwendungszweck: Alkalische Elektrolyse

#### Verfügbarkeit

Natürlicher Graphit ist ein häufig vorkommendes Mineral. Es wird dennoch von der EU-Kommission als kritisch eingestuft, weil eine hohe Importabhängigkeit der EU insbesondere von China besteht, die Ersetzbarkeit als gering angesehen wird und Graphit bisher eine geringe Recyclingquote aufweist [68]. Die globale Jahresförderung von natürlichem Graphit lag im Jahr 2019 bei 1,1 Mio. t. Schätzungen der weltweiten Reserven belaufen sich auf 320 Mio. t und es wird von förderbaren Ressourcen von 800 Mio. t ausgegangen. Die Vorkommen verteilen sich zudem auf zahlreiche Länder, darunter China, Brasilien, Madagaskar und Mosambik [69].

Ein Großteil des weltweit geförderten Graphits wird heute zur Elektrodenherstellung eingesetzt, beispielsweise für Batterien. Auch bedingt durch die notwendige Dekarbonisierung der Weltwirtschaft kann es zukünftig zu steigender Nachfrage aus Konkurrenzanwendungen kommen. So wird zum Beispiel im Bereich der Stahlherstellung zukünftig auch der verstärkte Einsatz von Elektrolichtbogenöfen erwartet, die mit Graphitelektroden ausgestattet sind [70]. Allerdings ist Graphit prinzipiell recycelbar und auch synthetisch herstellbar. Zudem wird an möglichen Ersatzmaterialien für Graphitelektroden geforscht, weshalb die zukünftige Entwicklung der Graphitnachfrage schwer vorhersehbar ist.

#### **Einordnung der Nachfrage – Deutschland**

Der berechnete kumulierte Graphitbedarf (der alkalischen Elektrolyse) für Deutschland beträgt etwa 4 kt bis zum Jahr 2050. Dies entspricht lediglich 0,4 % einer heutigen Weltjahresförderung und wird deshalb insgesamt als unkritisch eingestuft. Hinsichtlich des erläuterten Budgetansatzes (s. Abschnitt 4.4) würde der Graphitbedarf für die alkalische Elektrolyse in Bezug auf die Weltjahresförderung 1,3 % des Deutschland bis zum Jahr 2050 zustehenden Graphitbudgets bedeuten, was die Autoren im Rahmen der Analyse als unkritisch bewerten. Auch in Hinblick auf die weltweiten förderbaren Reserven von 320 Mio. t Graphit ist der resultierende Graphitbedarf deutlich unterhalb des Deutschland zugestandenen Graphitbudgets verortet.

#### Einordnung der Nachfrage – Europa

Der kumulierte Graphitbedarf der alkalischen Elektrolyse für Europa liegt bis zum Jahr 2050 bei knapp 24 kt. Diese Nachfrage entspricht lediglich 2,2 % einer heutigen Weltjahresförderung. Der Budgetansatz für die Weltjahresförderung ergibt für diese Graphitmenge einen Anteil von 1,1 % in Bezug auf die Europa zugestandene Graphitmenge bis zum Jahr 2050 und wird folglich im Rahmen dieser Analyse als unkritisch eingestuft. Hinsichtlich der weltweiten förderbaren Reserven ist der Anteil sogar noch geringer.

#### 4.4.2 Iridium

Verwendungszweck: PEM-Elektrolyse

#### Verfügbarkeit

Iridium ist ein Edelmetall aus der Gruppe der Platinmetalle und zählt zu den seltensten nichtradioaktiven Metallen. In der Natur kommt Iridium in Form der beiden Minerale Iridosmium und Osmiridium vor, welche es zusammen mit Osmium bildet. Iridium wird dabei als Nebenprodukt der Platinförderung sowie in geringen Mengen bei der Verhüttung von Nickel gewonnen. Aus diesem Grund ist Südafrika, welches das Hauptproduktionsland von Platin ist (s. Unterabschnitt 4.4.7), ebenfalls das Haupt-produktionsland von Iridium. Der Förderanteil von Iridium in Südafrika beträgt über 90 % an der globalen Gesamtfördermenge [48].

Iridium ist in der Liste kritischer Rohstoffe der EU enthalten. In der Literatur wird es aufgrund der geringen globalen Jahresfördermenge von 7,1 t im Jahr 2016 als kritisch angesehen [48, 49]. Aus diesem Grund existieren schon heute Recyclingkonzepte zur Wiedergewinnung von Iridium. Diese werden auch schon auf PEM-Elektrolyse-Zellen angewendet, welche den einzigen identifizierten Iridiumverbraucher unter den PtX-Technologien in dieser Analyse darstellen [49]. Dennoch kann es als Herausforderung betrachtet werden, die Iridiumbedarfe für einen initialen Aufbau umfassender PEM-Elektrolysekapazitäten zu decken.

Ein deutscher Anteil an der genannten jährlichen Iridiumförderung konnte der Literatur nicht entnommen werden. Dies ist auf zwei Gründe zurückzuführen: Zum einen werden die drei Platinmetalle Ruthenium, Osmium und Iridium aufgrund der geringen Fördermengen im Welthandel zusammengefasst, sodass eine genaue Differenzierung der einzelnen Metalle nicht möglich ist [71]. Zum anderen wird Schrott, welcher recycelbares Iridium enthält, oftmals in die Im- und Exportbilanzen der Länder mit einbezogen, sodass auch hier eine Abschätzung hinsichtlich des Anteils der geförderten Iridiummenge schwierig ist. Der Bedarf an Platinmetallen wird schon heutzutage etwa zur Hälfte durch Sekundärquellen gedeckt [71].

Die globalen Reserven der Platinmetalle werden kumuliert mit 69 kt angegeben [69]. Wie hoch genau der Anteil von Iridium an den Platinmetallreserven ist, wird nicht ausgewiesen – und bleibt somit unklar.

#### Einordnung der Nachfrage – Deutschland

Der berechnete kumulierte Iridiumbedarf für Deutschland – beruhend auf der ausgelösten Nachfrage der PEM-Elektrolyse – liegt zwischen 0,2 und 33,4 t bis zum Jahr 2050. Das entspricht etwa 3 bis 470 % einer heutigen globalen Jahresförderung. In Bezug auf die Weltjahresförderung und auf den im Rahmen dieser Arbeit angewandten Budgetansatz würde der Iridiumbedarf für PtX etwa 10 bis 1500 % des Deutschland bis zum Jahr 2050 zustehenden Iridiumbudgets entsprechen (vgl. Abbildung 29). Die Autoren sehen dies im Rahmen der Analyse als kritisch an, zumal an dieser Stelle die Iridiumbedarfe aus anderen Industriezweigen noch nicht eingeflossen sind. Es zeigt sich deutlich, dass der zukünftigen Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen im Rahmen des erwarteten PEM-Ausbaus eine große Bedeutung zukommt, um die Versorgung mit Iridium sicherzustellen.

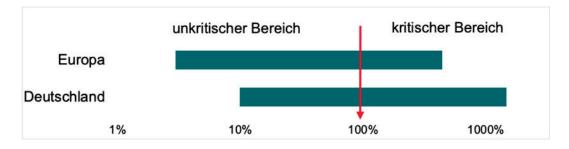


Abbildung 29: Ausschöpfung des Iridiumbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050, orientiert an der Jahresförderleistung (logarithmische Skala)

Die sehr hohe Länderkonzentration verschärft die Kritikalität von Iridium noch zusätzlich. Eine Aussage bezüglich der Iridiumreserven ist aufgrund der schlechten Datenlage (s.o.) nicht adäquat möglich.

#### Einordnung der Nachfrage - Europa

Der kumulierte Iridiumbedarf der PtX-Technologien (PEM-Elektrolyse) für Europa bis zum Jahr 2050 beziffert sich auf 0,4 – 64 t. Die Bandbreite dieser Nachfrage entspricht etwa 6 bis 887 % einer heutigen Weltjahresförderung. Hinsichtlich des angewandten Budgetansatzes würde sich bezogen auf die Jahresförderung für diese benötigte Iridiummenge eine Ausschöpfung von etwa 3 bis 440 % das Europa bis zum Jahr 2050 zustehenden Iridiumbudgets ergeben (vgl. Abbildung 29).

Die obere Grenze der Bandbreite stellt eine vierfache Überschreitung das Europa bis zum Jahr 2050 eingeräumten Iridiumbudgets dar. Folglich wird Iridium im Rahmen dieser Analyse als kritischer Rohstoff eingestuft, zumal die Budgetgrenzen bereits ohne Einbezug der bestehenden europäischen Iridiumnachfrage aus anderen Industriesektoren überschritten werden. Die sehr hohe Länderkonzentration verschärft die Kritikalität von Iridium noch zusätzlich. Inwiefern die bereits heute schon hohe Recyclingrate von Platinmetallen durch weitere Steigerungen den zukünftigen Bedarf an gefördertem Iridium abschwächen kann, ist unklar. Reservenbezogene Aussagen sind für die europäische Nachfrage ebenfalls nicht möglich.

#### 4.4.3 Kalium

Verwendungszweck: Alkalische Elektrolyse

#### Verfügbarkeit

Kalium ist nicht in der Liste kritischer Rohstoffe der EU enthalten, wird aber in der Literatur teils als kritisch angesehen [52]. Kalium kommt in der Natur nicht elementar, sondern nur als Kation in verschiedenen kaliumhaltigen Mineralen vor. Die Jahresförderung dieser Minerale wird in Kaliumoxid-(K<sub>2</sub>O)-Äquivalenten angegeben und betrug im Jahr 2019 41,3 Mio. t K<sub>2</sub>O-Äq., was etwa 34,3 Mio. t elementarem Kalium entspräche. Allein die Förderung in Deutschland lag in diesem Jahr bei 3 Mio. t

 $K_2O$ -Äq. (2,5 Mio. t K). Die weltweiten Reserven sind größer als 3700 Mio. t, die weltweiten Ressourcen werden sogar auf 250 Mrd. t geschätzt. [69]

#### Einordnung der Nachfrage – Deutschland

Die berechnete Bandbreite des Kaliumbedarfs liegt kumuliert bis 2050 für Deutschland zwischen 1,8 und 25,7 kt. Der gesamte hier für Deutschland berechnete Bedarf an Kalium für die alkalische Elektrolyse beträgt lediglich 0,005 – 0,08 % einer heutigen Weltjahresförderung. Die Dimensionen der Kalium-Förderung und -Vorräte verdeutlichen, dass die kumulierte durch den deutschen PtX-Bedarf bis 2050 ausgelöste Kaliumnachfrage voraussichtlich problemlos gedeckt werden kann. In Bezug auf den Budgetansatz befindet sich die Kaliumnachfrage deutlich innerhalb der zugestandenen Mengen für Deutschland.

#### Einordnung der Nachfrage – Europa

Die berechnete Bandbreite des kumulierten Kaliumbedarfs für Europa beträgt zwischen 10 und 140 kt bis zum Jahr 2050. Der europäische Gesamtbedarf an Kalium für die alkalische Elektrolyse quantifiziert sich somit auf 0,03 – 0,4 % einer heutigen Weltjahresförderung. In Bezug auf den Budgetansatz befinden sich die Kaliumbedarfe sowohl für die Weltjahresförderung sowie die vorhandenen globalen Reserven innerhalb der im Rahmen dieser Analyse zugestanden Kaliummengen für Europa.

#### 4.4.4 Kobalt

Verwendungszweck: Fischer-Tropsch-Synthese

#### Verfügbarkeit

Kobalt wird auf der EU-Liste kritischer Rohstoffe geführt [48]. Es kommt in seiner elementaren Form nur äußerst selten vor. In der Regel wird Kobalt als Nebenprodukt aus Nickel- und Kupfererzen gewonnen, wobei die Kobaltanteile deutlich geringer sind. Hauptproduktionsland ist mit Abstand die Demokratische Republik Kongo mit einem globalen Förderanteil von über 60 %. Zudem wird prognostiziert, dass der Förderanteil bis Mitte der 2020er Jahre auf über 70 % ansteigen wird [72]. Eine Reihe weiterer Förderländer erreicht dagegen jeweils nur einen niedrigen einstelligen Prozentsatz an der globalen Förderung. Die Weltjahresförderung von Kobalt betrug im Jahr 2019 144 kt. Die globalen Reserven werden auf 7,1 Mio. t Kobalt geschätzt [69]. Deutschland importierte im Jahr 2016 4,8 kt Kobalt in verschiedenster Form – Kobalterz wird nicht direkt importiert [72]. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) schätzt die Entwicklung von Kobalt als hochdynamisch ein und diagnostiziert zwischen 2016 und 2026 eine Verdoppelung der Kobaltnachfrage. Als größter Wachstumstreiber werden wiederaufladbare Batterien für die E-Mobilität und die Flexibilisierung der erneuerbaren Energien genannt, welche Kobalt als Kathodenmaterial verwenden [72].

#### Einordnung der Nachfrage – Deutschland

Der berechnete kumulierte Kobaltbedarf für die PtX-Nutzung in Deutschland – beruhend auf der FT-Synthese – liegt zwischen 1,2 und 6,3 kt bis zum Jahr 2050. Bezogen auf eine heutige Weltjahresförderung ergibt das einen Anteil von etwa 0,8 bis 4,4 %. Hinsichtlich des Budgetansatzes würde der Kobaltbedarf für die FT-Synthese in Bezug auf die Weltjahresförderung etwa 2,6 bis 13,8 % des Deutschland bis zum Jahr 2050 zustehenden Kobaltbudgets bedeuten (s. Abbildung 30), was für sich genommen erst einmal als unkritisch eingeordnet werden kann. Zu bedenken ist allerdings, dass bereits heute eine im Vergleich deutlich relevantere Kobaltnachfrage aus anderen Anwendungsfeldern besteht, die voraussichtlich zukünftig weiter steigen wird und somit auch die Bereitstellung der erforderlichen Kobaltmengen für den FT-Synthese-Ausbau gefährden könnte. Unter der Hinzunahme des weiter oben erwähnten bereits bestehenden deutschen Kobaltbedarfs von 4,8 kt/a ergibt sich bis zum Jahr 2050 ein kumulierter Kobaltbedarf von 150 kt. Bei Anwendung des Budgetansatzes kommt es nun bezogen auf die aktuelle Jahresförderung zu einer mehr als dreifachen Überschreitung des Deutschland zustehenden Kobaltbudgets bis zum Jahr 2050. Somit ist die deutsche Kobaltnachfrage insgesamt und weitgehend unabhängig von der zukünftig durch die FT-Synthese verursachten Nachfrage als kritisch einzustufen.

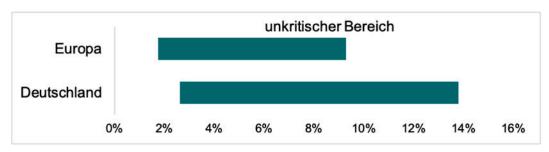


Abbildung 30: Ausschöpfung des Kobaltbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050, orientiert an der Jahresförderleistung

Im Hinblick auf die weltweiten Reserven von 7,1 Mio. t Kobalt und den Budgetansatz ist der resultierende Kobaltbedarf aus PtX mit etwa 1,6 bis 8,4 % innerhalb des Deutschlands für PtX-Technologien zugestandenen Kobaltgesamtbudgets verortet (s. auch Abbildung 31). Folglich ist für die nachgefragten Kobaltbedarfe, im Rahmen der definierten Grenzen dieser Arbeit, keine Rohstoffkritikalität zu erkennen. Die Hinzunahme der bereits bestehenden deutschen Kobaltbedarfe ergibt aber auch in der reservenbezogenen Betrachtung ein deutliches anderes Bild und führt zu einer zweifachen Überschreitung des Deutschland zustehenden Kobaltbudgets.

## Einordnung der Nachfrage – Europa

Der kumulierte Kobaltbedarf der FT-Synthese für Europa bis zum Jahr 2050 liegt zwischen 5,1 und 26,9 kt. Diese Nachfrage entspricht etwa 3,6 bis 18,7 % einer heutigen Weltjahresförderung. Diese Kobaltmenge bedeutet einen Anteil von 1,8 bis 9,3 % in Bezug auf das Europa zugestandene Kobaltbudget an der Weltjahresförderung bis zum Jahr 2050. Damit befindet sich die Kobaltnachfrage aus Sicht der Autoren innerhalb eines noch unkritischen Bedarfs (s. Abbildung 30). Eine gewisse zukünftige Rohstoffkritikalität kann natürlich nicht ausgeschlossen werden, da die von Al Barazi et al.

[72] prognostizierte hochdynamische Entwicklung – Verdopplung der Kobaltnachfrage von 2016 bis 2026 – ggf. auch nach 2026 noch weiter fortbesteht.

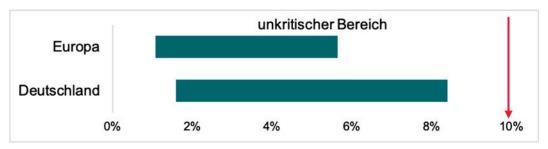


Abbildung 31: Ausschöpfung des Kobaltbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050, orientiert an den globalen Reserven

Hinsichtlich der weltweiten Reserven ist der Anteil der durch PtX ausgelösten Kobaltbedarfe mit ca. 1,1 bis 5,6 % in einer ähnlichen Größenordnung und befindet sich innerhalb des europäischen Kobaltbudgets bis zum Jahr 2050. Folglich ist auch für Europa allein durch den PtX-Ausbau trotz der eher geringen Kobaltreserven keine Rohstoffkritikalität erkennbar (s. Abbildung 31).

#### 4.4.5 Lanthan

Verwendungszweck: SOEC

#### Verfügbarkeit

Lanthan zählt zu den Metallen der leichten Seltenen Erden. Es kommt in der Natur in verschieden Mineralien vor – meistens in Bastnäsit und Monazit. Lanthan wird oft in Legierungen verwendet, z. B. für Nickel-Metallhydrid-Akkumulatoren oder als Reduktionsmittel in der Metallurgie [73]. Es wird von der EU auf der Liste der kritischen Rohstoffe geführt [48]. Neben seiner moderaten wirtschaftlichen Bedeutsamkeit wird als Hauptgrund für die Rohstoffkritikalität von Lanthan die starke Konzentrierung der Förderung gesehen. So stammte im Jahr 2017 etwa 95 % der globalen Fördermenge aus China [48].

Die globalen Reserven aller Seltenen-Erden-Oxide (SEO) betragen 120 Mio. t. Die globale Jahresproduktion von 2019 wird auf 220 kt quantifiziert [69]. Da Seltene Erden in der Regel gemeinsam ausgewiesen werden, sind die genauen Lanthananteile in der Literatur entweder nicht vorhanden oder lediglich ungenau beschrieben.

Angerer et al. [44, 74] quantifizieren eine globale Lanthanproduktion in Form von Einzelmetall auf 7000 – 10000 t. Diese Mengenangabe wird ergänzt um den Hinweis, dass die Produktionsmenge der Seltenen Erden nur zu etwa einem Viertel auf Einzelmetalle und zu drei Vierteln auf SEO und Mischmetalle entfällt (ebd.). Die Gesamtproduktion wird daher zunächst grob auf das Vierfache der Einzelmetall-Produktionsmenge geschätzt, woraus sich eine kumulierte Lanthanproduktion von 28.000 – 40.000 t ergibt. Die genutzte Quelle stammt aus dem Jahr 2009. Auch das nicht explizit

angegebene Bezugsjahr liegt deshalb in jedem Fall schon über 10 Jahre zurück. Da sich die Seltene-Erden-Produktion in den letzten 10 - 15 Jahren mehr als verdoppelt hat, wird schließlich von einer aktuellen jährlichen Lanthanproduktion von 80.000 t ausgegangen. Dieser Wert wird für die weitere Einordnung der Nachfrage verwendet.

#### Einordnung der Nachfrage - Deutschland

Der Lanthanbedarf der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten PtX-Technologien ist auf die SOEC zurückzuführen. Die kumulierte, durch SOEC ausgelöste Lanthannachfrage bis zum Jahre 2050 beläuft sich auf 12,7 – 148,6 kt. Die Nachfrage-Bandbreite liegt somit zwischen 15 % und knapp dem zweifachen einer angenommenen globalen Jahresproduktion.

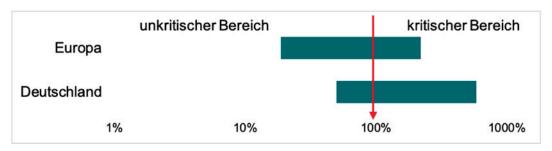


Abbildung 32: Ausschöpfung des Lanthanbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050, orientiert an der Jahresförderleistung (logarithmische Skala)

In Bezug auf das an der Jahresproduktion orientierte Lanthanbudget, welches Deutschland bis zum Jahr 2050 zustünde, bedeutet das eine Nachfrage von etwa 50 bis 586 % (s. Abbildung 32). Folglich ist, je nach Entwicklung der PtX-Technologien, eine bis zu knapp sechsfache Überschreitung des Budgets möglich. Im Zuge dieser starken Übertretung der Budgetgrenze wird Lanthan zukünftig eine gewisse Rohstoffkritikalität unterstellt. Die Hinzunahme der bereits heute bestehenden Lanthannachfrage bzw. der Nachfrage aus anderen Industriesektoren dürfte die Rohstoffkritikalität weiter verschärfen.

Eine ergänzende Einordnung der Budgetverwendung in Bezug auf die globalen Lanthan-Reserven ist auf Grund der zuvor geschilderten Datenlage für einzelne Seltenerdmetalle nicht möglich.

#### Einordnung der Nachfrage - Europa

Die berechnete Bandbreite des kumulierten Lanthanbedarfs für europäische PtX-Technologien bzw. SOEC beträgt zwischen 30,1 und 353,7 kt bis zum Jahr 2050. Das entspricht etwa 38 % bis 442 % einer aktuellen Weltjahresförderung. In Bezug auf das Europa zustehende Lanthanbudget an der Weltjahresproduktion bis zum Jahr 2050 ergibt die nachgefragte Rohstoffmenge eine Bandbreite von etwa 19 bis 220 %. Damit wird das europäische Lanthanbudget nicht so stark wie das deutsche überreizt, ist dennoch als sehr problematisch in Bezug auf die Rohstoffkritikalität einzuordnen. Zudem dürften unberücksichtigte Lanthanbedarfe aus anderen Industriezweigen die bereits kritische Nachfragemenge weiter verschärfen.

Eine ergänzende Einordnung der Budgetverwendung in Bezug auf die globalen Lanthan-Reserven ist für Europa ebenfalls nicht möglich.

#### 4.4.6 Nickel

Verwendungszweck: Alkalische Elektrolyse, SOEC, katalytische Methanisierung

#### Verfügbarkeit

Die weltweite Fördermenge sowie Nachfrage werden im Jahr 2016 auf etwa 2 Mio. t Nickel beziffert (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2017). Die deutsche Nachfrage betrug im selben Jahr ca. 55 kt. Die Förderung ist auf mehr als 10 Länder breit verteilt. Allerdings werden die weltweiten Nickelreserven aktuell lediglich auf 79 Mio. t geschätzt, was bei Fortschreibung der gegenwärtigen Jahresnachfrage einer Reichweite von etwa 40 Jahren entspricht. Außerdem sollte bedacht werden, dass die weltweite Nickelnachfrage sich über die letzten 50 Jahre zweimal verdoppelt hat – 1970 lag die Nachfrage bei etwa 500 kt, während sie 1995 ca. 1 Mio. t betrug. Auch zukünftig ist ein Ende des steigenden Nachfragetrends nicht abzusehen, da Nickel ebenfalls für andere Zukunftstechnologien, wie z.B. Lithium-Ionen-Batterien oder für Superlegierungen benötigt wird.

#### Einordnung der Nachfrage – Deutschland

Der Hauptbedarf hinsichtlich der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten PtX-Technologien ist auf die alkalische Elektrolyse zurückzuführen. Ihr Anteil liegt hier, je nach Bandbreite, bei 92 bis über 99 % des gesamten Nickelbedarfs der untersuchten Technologien. Die übrigen anteiligen Bedarfe werden durch die KM und die SOEC mit 0,02 bis 2,8 % bzw. 0,06 bis 5,1 % verursacht (vgl. auch Tabelle 18). Absolut beläuft sich die errechnete kumulierte Nickelnachfrage für PtX-Technologien bis zum Jahr 2050 auf 98 – 211 kt. Dies entspricht einem Anteil von 4,9 bis 10,5 % an der globalen Jahresproduktion.

Unter Berücksichtigung des im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Budgetansatzes bedeutet die von den PtX-Technologien ausgehende Nickelnachfrage mit etwa 15 bis 33 % eine Unterschreitung des Deutschland bis zum Jahr 2050 zustehenden Nickelbudgets an der Fördermenge (s. Abbildung 33).

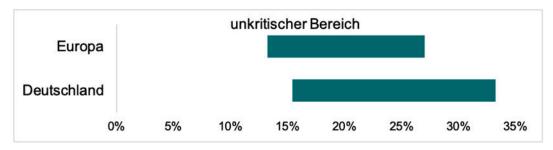


Abbildung 33: Ausschöpfung des Nickelbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050, orientiert an der Jahresförderleistung

Nimmt man die bereits bestehende jährliche deutsche Nickelnachfrage von 55 kt/a hinzu, ergibt sich allerdings eine kumulierte Nickelnachfrage von 1748 bis 1861 kt bis zum Jahr 2050. Dies entspricht wiederum annähernd einer vollständigen Weltjahresproduktion und damit etwa dem dreifachen des Nickelbedarfs, welcher Deutschland im Rahmen des Budgetansatzes zustünde. Im Hinblick auf die weltweiten förderbaren Reserven von 79 Mio. t Nickel und den Budgetansatz ist die PtX-induzierte

Nickelnachfrage zwar mit etwa 12 bis 25 % innerhalb des Deutschland zugestandenen Nickelbudgets verortet, sie übersteigt jedoch die 10 %-Grenze am Gesamtbudget, welche für die PtX-Technologien festgelegt wurde (vgl. Abbildung 34). Folglich ist von einer gewissen Rohstoffkritikalität von Nickel auszugehen.

Unter der Berücksichtigung der schon heute bestehenden Nickelnachfrage Deutschlands (s.o.) steigt der Nickelbedarf bis 2050 auf 2,2 bis 2,4 % der weltweiten Reserven an, was in beiden Fällen eine mehr als zweifache Überschreitung des deutschen Gesamtbudgets bedeutet – hierbei sind weitere zusätzliche Bedarfssteigerungen durch andere Zukunftsbranchen, z.B. durch Lithium-Ionen-Akkus oder Halbleitertechnologie, noch nicht berücksichtigt.

Folglich ist eine gewisse Kritikalität von Nickel in der Zukunft auf Grund der Nachfrage durch PtX in Deutschland und andere konkurrierende Technologien abzusehen. Die begrenzten Reserven stellen hierbei den entscheidenden Engpass dar.

#### Einordnung der Nachfrage - Europa

Der Hauptbedarf hinsichtlich der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten PtX-Technologien ist auf die alkalische Elektrolyse zurückzuführen. Ihr Anteil liegt für Europa, je nach Bandbreite, bei 97 bis knapp 100 % des gesamten Nickelbedarfs der untersuchten Technologien. Die übrigen anteiligen Bedarfe sind auf die KM und die SOEC mit <0,01 bis 0,6 % bzw. 0,03 bis 2,4 % verteilt (vgl. auch Tabelle 19).

Die berechnete Bandbreite des kumulierten Nickelbedarfs des PtX-Zubaus für Europa beträgt zwischen 534 und 1089 kt bis zum Jahr 2050. Der europäische Gesamtbedarf an Nickel für die PtX-Technologien entspricht somit 26,7 – 55,4 % einer heutigen Weltjahresförderung. Der PtX-Zubau beansprucht somit etwa 13 bis 27 % des Europa zugeordneten Nickelbudgets und liegt damit orientiert an den Fördermengen deutlich unterhalb der festgelegten Budgetgrenze (s. Abbildung 33).

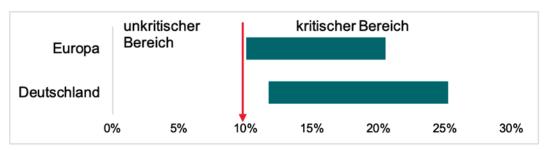


Abbildung 34: Ausschöpfung des Nickelbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050, orientiert an den globalen Reserven

Im Zusammenhang mit den weltweit vorhandenen Nickelreserven befindet sich der PtX-ausgelöste Nickelbedarf mit etwa 10 bis 21 % innerhalb des Europa zustehenden Gesamtbudgets für alle Nickelanwendungen (s. Abbildung 34). Allerdings wird auch für Europa der zugesprochene 10 %-Anteil für PtX-Technologien des europäischen Nickelbudgets an den globalen Reserven damit deutlich überschritten.

Folglich ist eine gewisse Kritikalität von Nickel in der Zukunft auf Grund der Nachfrage durch PtX in Europa, genauso wie für Deutschland, und konkurrierende Technologien abzusehen. So wird z. B. prognostiziert, dass die europäische Nickelnach-frage durch die Herstellung von Akkumulatoren für Elektroautos massiv ansteigen wird – von 6 t/a im Jahr 2018 auf 112 t/a in 2030 [75]. Die begrenzten Reserven stellen also den entscheidenden Engpass dar.

#### 4.4.7 Platin

Verwendungszweck: PEM-Elektrolyse

#### Verfügbarkeit

Platin ist ein Edelmetall, welches in der Natur sowohl in elementarer Form als auch in Form von zahlreichen Mineralien vorkommen kann. Die beiden Haupteinsatzfelder von Platin sind die Abgaskatalysatoren von Automobilen, gefolgt von der Schmuckindustrie. Auch wird ein nicht zu vernachlässigender Platinbedarf von der Chemieindustrie verursacht, welche Platin in der Katalysatortechnik einsetzt [71].

Platin wird von der EU und der Deutschen Rohstoffagentur (DERA) als kritisches Metall eingestuft [48, 71]. Die globale Platinförderung betrug im Jahr 2019 186 t [69]. Neben Südafrika (133 t) als Hauptförderland tragen Russland (24 t) und Simbabwe (13,5 t) wesentlich zur Gesamtfördermenge bei. Der südafrikanische Anteil mit über 70 % an der Weltjahresproduktion erklärt unter anderem die hohe Länderkonzentration von Platin. Deutschland führte im Jahr 2013 28,7 t Platin in Rohform ein [71].

Die globalen Reserven der Gruppe der Platinmetalle werden von der United States Geological Survey (USGS) [69] auf 69.000 t quantifiziert, wovon der Großteil (63.000 t) in Südafrika verortet ist. Neben Platin selbst gehören zu den Platinmetallen auch weitere Rohstoffe: vor allem Palladium und Rhodium, aber auch Iridium und weitere Elemente. Da der genaue Anteil der Platinreserven an den Platinmetallen nicht explizit ausgewiesen wird, sind reservenbezogene Analysen der Rohstoffkritikalität der durch PtX ausgelösten Platinnachfrage nicht möglich.

#### Einordnung der Nachfrage - Deutschland

Der Platinbedarf der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten PtX-Technologien ist auf die PEM-Elektrolyse zurückzuführen. Die Bandbreite der kumulierten, durch PtX ausgelösten Platinnachfrage für Deutschland bis zum Jahr 2050 beträgt 0,4 bis 22 t. Daraus ergibt sich eine kumulierte Platinnachfrage bis zum Jahr 2050, welche etwa 0,2 bis 12 % einer globalen Jahresproduktion entspricht.

Die von den PtX-Technologien ausgehende Nachfrage befindet sich mit 1 bis 38 % innerhalb des Deutschland bis zum Jahr 2050 zustehenden Platinbudgets und wird somit als unkritisch bewertet (s. Abbildung 35).

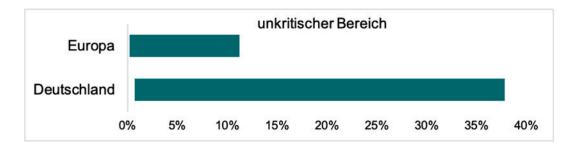


Abbildung 35: Ausschöpfung des Platinbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050, orientiert an der Jahresförderleistung

Nimmt man jedoch die bereits bestehenden deutschen Platinimporte von 28,7 t/a als Näherung für die Nachfrage aus Konkurrenzanwendungen hinzu und schreibt diese in gleicher Höhe fort, so ergibt sich eine kumulierte Platinnachfrage von 942 bis 964 t bis zum Jahr 2050 [71]. Dies entspräche wiederum knapp dem Fünffachen einer heutigen Weltjahresproduktion und damit einem etwa 16-fach überhöhten deutschen Platinbedarf im Verhältnis zur festgelegten Budgetgrenze.

Hinzu kommt, dass die Nachfrage nach Platin trotz hoher Recyclingraten schon heute oftmals unterdeckt wird. So stand der globalen Platinförderung von 2019 (186 t) zusammen mit der weltweiten recycelten Platinmenge von 2019 (etwa 65 t) eine Nachfrage von knapp 264 t gegenüber [76]. Auch in den Jahren 2016 und 2020 kam es mit -7,4 t bzw. -20,8 t zu einer Unterdeckung in ähnlicher Größenordnung.

Schmidt [71] gibt für den Zeitraum von 1975 bis zum Jahr 2014 ein durchschnittliches Gesamtnachfragewachstum von 3,1 %/a für Platin an. Dieser Trend der Nachfragesteigerung wird sich nach Ansicht der Quelle voraussichtlich fortsetzen. Als Hauptgrund hierfür sind die weltweit anhaltend hohen Absatzzahlen von Automobilen und die immer strengeren Abgasregularien für diese anzuführen. Denn beides braucht verstärkt Abgaskatalysatoren, welche wiederum Platin benötigen. Aus diesen Gründen wird Platin, trotz der nicht allzu hohen durch PtX-Technologien ausgelösten Nachfrage, eine Rohstoffkritikalität zugesprochen.

#### Einordnung der Nachfrage – Europa

Der Platinbedarf für Europa hinsichtlich der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten PtX-Technologien entsteht durch die Bedarfe der PEM-Elektrolysekapazität. Die berechnete Bandbreite des kumulierten Platinbedarfs für Europa beträgt zwischen 0,8 und 42 t bis zum Jahr 2050. Damit quantifiziert sich der europäische Gesamtbedarf an Platin für die PEM-Elektrolyse auf etwa 0,5 bis 23 % einer heutigen globalen Jahresförderung. Daraus resultiert ein Anteil von etwa 0,2 bis 11 % am Europa zugeordneten Platinbudget an der Weltjahresproduktion, welcher zunächst als unkritisch angesehen werden kann.

Ein anderes Bild ergibt sich erneut, wenn der bisherige europäische Platinbedarf aus dem Jahr 2019 (76,3 t) als langfristig konstant angenommen und zur errechneten Nachfrage der PtX-Technologien addiert wird [76]. Die resultierende kumulierte europäische Platinnachfrage von 2290 bis 2331 t

entspräche etwa einer sechsfachen Überschreitung des europäischen Platinbudgets. Aus diesem Grund wird Platin auch in Bezug auf Europa eine Rohstoffkritikalität zugeschrieben.

#### 4.4.8 Titan

Verwendungszweck: PEM-Elektrolyse

#### Verfügbarkeit

Titan gehört zu den Leichtmetallen und kommt fast ausschließlich in Form von Mineralien vor. Es stellt das neunthäufigste Element in der Erdkruste dar [77]. Der größte Teil des Titans wird in Form von Primärförderung aus den Mineralien Ilmenit (FeTiO<sub>3</sub>) und Rutil (TiO<sub>2</sub>) gewonnen [49]. Anwendung findet Titan in verschiedensten Produkten, z. B. in Form von TiO<sub>2</sub>-Pigmenten in Lacken, Farben und Papier oder in Metallform in geringen Mengen als Bestandteil von Stahllegierungen, um die Eigenschaften des Stahls zu verbessern [78].

Die EU und die DERA stufen Titan als eher unkritisches Metall ein [48, 78]. So erfolgt in Hinblick auf die Versorgungssicherheit durch die deutsche Rohstoffagentur eine Einstufung in die erste von drei möglichen Risikogruppen [78]. Dies ist vor allen Dingen auf die Vielzahl der Förderländer mit geringem Länderrisiko und ohne Monopolstellung zurückzuführen. So weisen die drei Hauptförderländer Australien, Kanada und Südafrika Förderanteile von 22,3 %, 18,5 % und 17,1 % auf [77].

Die Nachfrage nach Titan ist in den letzten 60 Jahren allerdings massiv angestiegen. So lag die Bergwerksförderung im Jahr 1960 noch bei etwas über 1 Mio. t TiO<sub>2</sub>, 1980 bei etwa 3 Mio. t TiO<sub>2</sub> und 2010 schon bei etwa 5 Mio. t TiO<sub>2</sub> [77]. Im Jahr 2019 sind etwa 8,4 Mio. t TiO<sub>2</sub> gefördert worden, was etwa 5 Mio. t Titan entspricht [69]. Über 90 % der Produktionsmenge sind hierbei auf das Mineral Ilmenit zurückzuführen. Die globalen Reserven werden auf 746 Mio. t TiO<sub>2</sub> (etwa 447 Mio. t Titan) geschätzt [69]. Bei gleichbleibender Produktion ergibt das eine Reichweite von etwa 90 Jahren.

#### Einordnung der Nachfrage – Deutschland

Die kumulierte, durch PtX ausgelöste Titannachfrage ist auf den Einsatz der PEM-Elektrolyse zurückzuführen und beträgt 24 kt als obere Grenze des Titanbedarfs. In Bezug auf die Weltjahresförderung von 2019 besitzt diese PtX-Titannachfrage Deutschlands einen Anteil von etwa 0,5 %. Dieser Wert entspricht nach dem Budgetansatz 1,5 % des Deutschland zustehenden fördermengenbezogenen Titanbudgets bis zum Jahr 2050.

In Bezug auf die weltweiten Titanreserven beansprucht der durch die PtX-Technologien verursachte Titanbedarf einen Anteil von 5 % des Deutschland zustehenden Budgets. Damit wird der Anteil von 10 %, welcher den PtX-Technologien bezüglich der Rohstoffversorgung zugebilligt wird, um die Hälfte unterschritten. Aufgrund dessen und auch bedingt durch die hohen Reserven ergibt sich aus der zukünftig durch PtX-Technologien nachgefragten Titanmenge voraussichtlich keine Rohstoffkritikalität.

#### Einordnung der Nachfrage – Europa

Der kumulierte europäische Titanbedarf, welcher auf PtX zurückzuführen ist, beträgt etwa 45 kt. Diese Nachfrage entspricht 0,9 % einer heutigen Weltjahresförderung. Der gewählte Budgetansatz ergibt einen Anteil von etwa 0,5 % in Bezug auf die Europa zugestandene Titanmenge bis zum Jahr 2050, was folglich im Rahmen dieser Analyse als unkritisch eingestuft wird.

Hinsichtlich der weltweiten förderbaren Reserven ist die Titanmenge ebenfalls als unkritisch einzustufen. So unterschreitet der durch die PEM-Elektrolyse ausgelöste Titanbedarf den zugewiesenen 10 %-Anteil am Europa zugeordneten Gesamtbudget mit 1,5 % deutlich.

Auch für Europa wird der Titanbedarf des zukünftigen PtX-Zubaus somit als unkritisch eingestuft.

#### 4.4.9 Yttrium

Verwendungszweck: SOEC

#### Verfügbarkeit

Yttrium ist ein Metall, welches kein Lanthanoid ist, aber dennoch zur Gruppe der Metalle der schweren Seltenen Erden gehört [53]. Yttrium wird verschiedenartig in Form von Legierungen oder als Metall eingesetzt. Unter anderem in den Zukunftsfeldern der Hochtemperatursupraleitung, als Rohre in der Reaktortechnik oder in der Lasertechnik [44]. Es wird im Wesentlichen durch die Förderung des Minerals Bastnäsit gewonnen, besitzt darin aber im Gegensatz zu anderen Seltenen Erden eher geringe Anteile. Es wird von der EU, wie alle Seltenen Erden, auf der Liste der kritischen Rohstoffe geführt [48].

USGS [69] schätzt die jährliche globale Fördermenge von Yttrium auf 8 bis 12 kt – Hauptförderländer sind hierbei China und Burma. Aufgrund der starken Förderkonzentration in China wird die Länderkonzentration als kritisch angesehen. Die globalen Reserven von Yttriumoxid ( $Y_2O_3$ ) betragen 500 kt, welche zum Großteil in Australien, China, Indien, Kanada und Brasilien verortet sind [69]. 500 kt  $Y_2O_3$  entsprechen etwa 393,7 kt reinem Yttrium. Unter Annahme einer gleichbleibenden Fördermenge sind die Yttriumreserven in 33 bis 49 Jahren erschöpft. In Bezug auf die weitere Kritikalitätsanalyse von Yttrium werden die folgenden Werte verwendet: 12 kt (globale Jahresförderung) und 393,7 kt (globale Yttriumreserven).

#### Einordnung der Nachfrage – Deutschland

Die Yttriumnachfrage im Bereich der untersuchten PtX-Technologien wird durch den Zubau von SOEC verursacht. Die bis zum Jahr 2050 kumulierte deutsche Yttriumnachfrage für die benötigte SOEC-Kapazität liegt zwischen 832 und 3388 t, was etwa 7 bis 28 % einer heutigen globalen Jahresfördermenge entspricht. Die von den PtX-Technologien ausgehende Nachfrage bedeutet mit 22 bis 89 % zunächst zwar eine knappe Unterschreitung des Deutschland bis zum Jahr 2050 zustehenden Yttriumbudgets (s. Abbildung 36). Sie ist jedoch im Zusammenhang mit weiteren Bedarfsmengen aus anderen Einsatzfeldern kritisch zu hinterfragen.

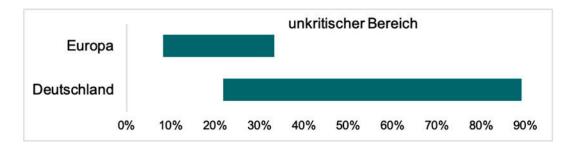


Abbildung 36: Ausschöpfung des Yttriumbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050, orientiert an der Jahresförderleistung

In Bezug auf die globalen Yttriumreserven liegt der PtX-induzierte Yttriumbedarf zwar innerhalb des Deutschland zustehenden Budgets. Jedoch überschreitet die Nachfrage den 10 %-Anteil, welcher den PtX-Technologien am deutschen Yttriumbudget zugebilligt wird, um etwa das zwei- bis achtfache (s. Abbildung 37). Aufgrund der geringen Reichweite der Yttriumreserven und der Tatsache, dass andere Branchen ebenfalls Yttrium in der Zukunft nachfragen werden, wird die Yttriumnachfrage im Zusammenhang mit dem Ausbau von PtX-Kapazitäten in Deutschland als kritisch eingestuft.

#### Einordnung der Nachfrage – Europa

Der Yttriumbedarf hinsichtlich der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten PtX-Technologien beruht auch für Europa auf dem Ausbau von SOEC.

Die berechnete Bandbreite des kumulierten Yttriumbedarfs für in Europa verortete SOEC bis zum Jahr 2050 liegt zwischen 1981 und 8063 t. Damit beträgt der europäische Gesamtbedarf an Yttrium für PtX etwa 17 bis 67 % einer heutigen globalen Jahresförderung und befindet sich so, mit einem Anteil von 8 bis 33 %, innerhalb des Europa zustehenden Yttriumbudgets (s. Abbildung 36).

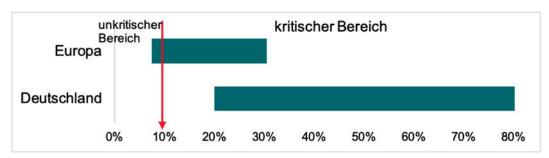


Abbildung 37: Ausschöpfung des Yttriumbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050, orientiert an den globalen Reserven

Im Hinblick auf die geschätzten globalen Yttriumreserven ändert sich das Bild. So befindet sich die durch PtX ausgelöste Yttriumnachfrage mit ca. 8 bis 31 % innerhalb des europäischen Yttrium-Gesamtbudgets, überschreitet jedoch dessen für PtX vorgesehenen Anteil von 10 % deutlich (s. Abbildung 37). Es ist deshalb auch aus europäischer Perspektive eine Rohstoffkritikalität für Yttrium anzunehmen.

#### 4.4.10 Zirkonium

Verwendungszweck: SOEC und alkalische Elektrolyse

#### Verfügbarkeit

Zirkoniumdioxid (ZrO<sub>2</sub>) wird mittels Wäscheprozessen aus dem Mineral Zirkon (ZrSiO<sub>4</sub>) gewonnen, wobei das ZrO<sub>2</sub> einen Massenanteil von ca. 67 % des Zirkons aufweist [56]. Die weltweite Fördermenge lag laut USGS [69] im Jahr 2020 bei 1,4 Mio. t Zirkon (0,7 Mio. t Zirkonium (Zr)) [79]. Die deutsche Nachfrage betrug im Jahr 2011 23.000 t Zirkon (11.446 t Zr) – aktuellere Werte für die deutsche Nachfrage sind im Zuge der Literaturrecherche nicht gefunden worden [79]. Die globalen Reserven werden auf 640 Mio. t Zirkon (319 Mio. t Zr) bzw. die globalen Ressourcen auf über 750 Mio. t Zirkon (373 Mio. t Zr) geschätzt und sind auf verschiedene Länder und Kontinente gut verteilt – z.B. Australien, Südafrika, Indonesien und die USA, sodass das zukünftige Versorgungsrisiko als gering eingestuft wird [69, 79].

#### Einordnung der Nachfrage – Deutschland

Die kumulierte PtX-induzierte Zirkoniumnachfrage beträgt 32 kt Zr und beruht auf der Nachfrage der SOEC (ca. 23,8 kt Zr) und der alkalischen Elektrolyse (ca. 8,3 kt Zr). Im Hinblick auf die aktuelle Weltjahresförderung ergibt die Zirkoniumnachfrage einen Anteil von 4,6 %. Dieser Wert entspricht nach dem Budgetansatz 14,5 % des Deutschland zustehenden Zirkoniumbudgets bis zum Jahr 2050.

Nimmt man die bereits bestehende deutsche Zirkonnachfrage von 23 kt/a (ca. 11.4 kt Zr) zu den PtX-Nachfragen hinzu und geht von einer Fortführung dieses Bedarfes aus, so ergibt sich ein kumulierte Zirkoniumnachfrage von 375 kt bis zum Jahr 2050. Dies entspricht wiederum etwas mehr als der Hälfte Weltjahresproduktion und damit etwa 170 % des Deutschland bezogen auf die Fördermengen zugestandenen Budgets.

In Bezug auf die weltweiten Zirkoniumreserven beanspruchen die PtX-Technologien einen Anteil von knapp 1 % des Deutschland zustehenden Budgets. Damit wird der Anteil von 10 %, welcher den PtX-Technologien bezüglich der Rohstoffversorgung zugebilligt wird, unterschritten und ist somit als unkritisch zu bewerten. Die Hinzunahme der bestehenden deutschen Zirkoniumbedarfe führt dagegen zu einer Nachfrage in Höhe von 11 % des deutschen Reservenbudgets – und damit zu einer knappen Überschreitung des zugestandenen Anteils für PtX-Technologien.

#### Einordnung der Nachfrage – Europa

Der kumulierte europäische Zirkoniumbedarf, welcher auf PtX zurückzuführen ist, beträgt etwa 102 kt. Die SOEC verursacht mit 56 % einen höheren Bedarf als die alkalische Elektrolyse (44 %). Diese Nachfrage entspricht 14,6 % einer heutigen Weltjahresförderung. Der Budgetansatz für die Weltjahresförderung ergibt für diese Zirkoniummenge einen Anteil von 7,2 % in Bezug auf die Europa zugestandene Zirkoniummenge bis zum Jahr 2050. Dies wird folglich im Rahmen dieser Analyse als unkritisch eingestuft. Hinsichtlich der weltweiten Reserven ist der Anteil sogar noch geringer und unterschreitet den zugewiesenen 10 %-Anteil der Reserven für PtX-Technologien mit 4,8 % deutlich.

Die Zirkoniumbedarfe, welche allein aus PtX resultieren, ergeben nach dem Budgetansatz für Deutschland und Europa keine Kritikalität für Zirkonium.

# 4.5 Fazit der Kritikalitätsanalyse

Die Ermittlung spezifischer Rohstoffmengen zeigt, dass ein Großteil der betrachteten PtX-Technologien nach heutigem Entwicklungsstand und für die Zukunft erwarteten Weiterentwicklungen auf einzelne potenziell kritische Rohstoffe angewiesen sein wird. Hierbei handelt es sich um solche mineralischen Rohstoffe, die in der Literatur mit möglichen zukünftigen Versorgungsrisiken in Verbindung gebracht werden. Diese Risiken können sich aus verschiedenen Merkmalen der Rohstoffe ergeben, beispielsweise aus ihrem Vorkommen in der Erdkruste, ihrer geographischen Verteilung, ihrer Eigenschaften in Bezug auf Lagerstättenbildung oder ihrer Recyclingfähigkeit. Hohe Tonnagen solcher Rohstoffe für den zukünftigen PtX-Ausbau wurden insbesondere für Nickel, aber auch für Zirkonium und Lanthan identifiziert. Direct-Air-Capture zeigt als einzige der untersuchten Technologien keinen Bedarf an potenziell kritischen Rohstoffen.

Im Rahmen der Kritikalitätsanalyse des AP 2 konnten für alle betrachteten Technologien Bandbreiten der spezifischen Bedarfe kritischer Rohstoffe identifiziert werden. Anhand des in AP 1 berechneten *Europa-Autark-Szenarios* wurden diese Rohstoffmengen auf den bis 2050 in Deutschland und Europa erwarteten Gesamtbedarf hochgerechnet und analysiert. So konnte näherungsweise ermittelt werden, ob sich für die in der Literatur als kritisch eingestuften Rohstoffe im Kontext der zukünftigen PtX-bedingten Nachfrage in Deutschland und der EU Versorgungsengpässe ergeben bzw. die Deckung der Nachfrage selbst definierte Budgets im Sinne einer global gerechten Verteilung der Rohstoffmengen überschreiten könnte.

Insgesamt werden auf diesem Weg fünf der zehn betrachteten Rohstoffe im Kontext ihrer Nutzung für PtX-Anlagen als kritisch eingestuft. Dies ist vor allen Dingen darauf zurückzuführen, dass von vornherein lediglich als kritisch geltende Rohstoffe in die Untersuchung aufgenommen worden sind. Eine tabellarische Übersicht hinsichtlich der Rohstoffkritikalität, der Technologien und der untersuchten Stoffe stellt Abbildung 38 dar. In der Abbildung wird nicht zwischen den Untersuchungsräumen Deutschland und Europa unterschieden: Weil das zugrunde gelegte PtX-Szenario einen ähnlichen Technologieausbau in beiden Regionen vorsieht, ergeben sich auch vergleichbare Kritikalitätseinschätzungen für Deutschland und die EU.

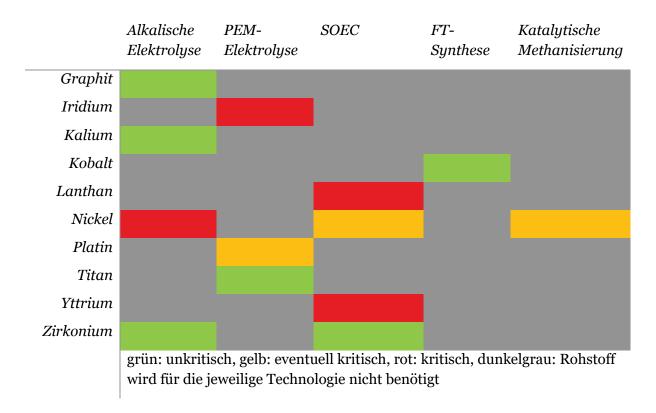


Abbildung 38: Übersicht Rohstoffkritikalität nach PtX-Technologien und Rohstoffen

Aus der Hochrechnung auf kumulative, durch die PtX-Nutzung in Deutschland und Europa langfristig bis 2050 verursachte Rohstoffbedarfe und den angelegten Kriterien wird deutlich, dass Graphit, Kalium, Kobalt, Titan und Zirkonium im PtX-Kontext keine Rohstoffkritikalität aufweisen – sie sind daher in Abbildung 38 grün eingefärbt. Die nachgefragten Mengen dieser Rohstoffe befinden sich alle innerhalb der im Rahmen dieser Arbeit zugeschriebenen Rohstoffbudgetgrenzen (globale Fördermengen und Reserven) für Deutschland und Europa.

Eine Einstufung als kritisch oder eventuell kritisch – rot und gelb in Abbildung 38 dargestellt – erfolgte aus unterschiedlichen Gründen. So sind zwei der fünf Rohstoffe – Nickel und Yttrium – aufgrund der knappen Reserven und die übrigen drei aufgrund der geringen Fördermenge als kritisch zu bewerten – Iridium, Lanthan und Platin. Diese fünf Rohstoffe werden im Folgenden noch einmal zusammenfassend betrachtet.

Nickel wird im Rahmen dieser Arbeit als kritisch angesehen. So befindet sich zwar die durch PtX-Technologien (AEL, SOEC und KM) ausgelöste kumulierte Nachfrage hinsichtlich der Fördermenge innerhalb der Budgetgrenzen Deutschlands und Europas. Jedoch führt die Hinzunahme der schon heute bestehenden jährlichen deutschen Nickelnachfrage zu einer Überschreitung des Gesamtbudgets der zustehenden Fördermenge bis 2050. Hierbei ist für die Kritikalität zwischen den drei Technologien zu unterscheiden. So besitzt die AEL in Deutschland und Europa einen Anteil von deutlich über 90 %

am gesamten Nickelbedarf des PtX-Ausbaus (vgl. Tabelle 18 und Tabelle 19). Dies wird als kritisch (rot in Abbildung 38) eingestuft. Die SOEC und KM weisen deutlich geringere Nickelbedarfe auf, welche isoliert betrachtet keine Überschreitung der Budgetgrenzen zur Folge hätten. Dennoch verschärft auch die Nickelnachfrage dieser Technologien die Gesamtsituation, weshalb im Zusammenhang mit SOEC und KM Nickel als eventuell kritisch (gelb in Abbildung 38) eingeordnet wird. In Zukunft dürfte die Nickelnachfrage weiter steigen, da neben PtX auch andere Zukunftstechnologien (z. B. Akkumulatoren) Nickel benötigen. Den Engpass stellen hierbei die geringen globalen Reserven dar. Bei gleichbleibender aktueller Fördermenge wären diese in ca. 40 Jahren erschöpft. Folgerichtig überschreitet die durch PtX ausgelöste Nickelnachfrage das zugestandene deutsche und europäische reservenbezogene Nickelbudget.

Geringe Fördermengen von Iridium führen dazu, dass durch die PtX-induzierte Nachfrage die zugestandenen Budgetgrenzen für Deutschland und Europa deutlich überschritten werden. Globale förderbare Reserven werden für Iridium nicht individuell ausgewiesen und können daher nicht bewertet werden.

Vergleichbar mit Iridium werden für Lanthan keine expliziten globalen Reserven dokumentiert. Allerdings ist die globale Lanthanproduktion eher gering. Folglich liegt die durch PtX-Technologien herbeigeführte Lanthannachfrage bis zum Jahr 2050 in Bezug auf die Fördermenge über dem Deutschland und Europa zugeordneten Lanthanbudget.

Die durch PtX nachgefragte Menge an Platin befindet sich zwar innerhalb des definierten Fördermengenbudgets für Deutschland und Europa. Allerdings ist die globale Fördermenge insgesamt nicht besonders hoch (186 kt im Jahr 2019) und in den letzten Jahren wurde die Nachfrage zudem häufiger unterdeckt, sodass weitere zukünftige Bedarfe generell als kritisch zu hinterfragen sind. Aus diesem Grund ist Platin trotz der Einhaltung der gesetzten Budgetgrenzen in der Abbildung 38 gelb eingefärbt.

Die für PtX-Technologien erforderlichen Mengen an Yttrium sind in Bezug auf die globalen Fördermengen weniger kritisch. Sie befinden sich innerhalb der festgelegten Budgets für Europa und Deutschland. Den Engpass stellen die geringen Reserven und die damit verbundene Reichweite von Yttrium dar. Bei gleichbleibender Fördermenge wären die aktuellen globalen Reserven in 33 bis 49 Jahren erschöpft.

Bezogen auf die betrachteten PtX-Technologien wird deutlich, dass die Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC) mit Lanthan, Nickel und Yttrium sowie die PEM-Elektrolyse (Iridium, Platin) eine Abhängigkeit von mehreren als kritisch bewerteten Rohstoffen aufweisen. Jeweils ein für den PtX-Zubau in Deutschland und Europa als kritisch eingestufter Rohstoff kommt dagegen in der alkalischen Elektrolyse und der katalytischen Methanisierung (jeweils Nickel) zum Einsatz. Im PtX-Kontext als unkritisch haben sich die Rohstoffeinsätze der FT-Synthese erwiesen (vgl. Abbildung 38). Für DAC konnten von vornherein keine in der Literatur als kritisch erachteten Rohstoffbedarfe identifiziert werden.

Die Analyse zeigt, dass hinsichtlich der zukünftig erwarteten Rohstoffarten und -mengen noch große Unsicherheiten und Bandbreiten bestehen. Für spezifische Rohstoffangaben und -bedarfe zu PtX-

Technologien in der Literatur sind oft eine Zuordnung zu bestimmten Bezugsjahren und dementsprechend auch eine Fortschreibung der benötigten Rohstoffmengen im Zeitverlauf nicht möglich. Hier besteht zukünftig Bedarf zur Verbesserung der Datenbasis, um präzisere Aussagen zu erwarteten Kritikalitäten treffen zu können. Durch die Berücksichtigung der gesamten Bandbreite an Literaturangaben zu spezifischen Rohstoffbedarfen konnte in dieser Studie allerdings bereits eine erste Einordnung zukünftiger PtX-Rohstoffkritikalitäten erfolgen.

Der Einbezug bereits heute bestehender Nachfragen nach potenziell kritischen Rohstoffen zeigt in mehreren Fällen, dass die zusätzliche zukünftige Nachfrage aus dem Zubau von PtX-Anlagen im Vergleich zu Konkurrenzanwendungen oftmals eher einen kleinen Anteil aufweist. Dies deutet darauf hin, dass bereits die heutige Nutzung einzelner Rohstoffe durch Industrieländer wie Deutschland auch ohne den Einsatz in PtX-Anlagen schon einer an der Bevölkerungszahl orientierten global gerechten Verteilung der Rohstoffe widerspricht. Die durch PtX-Technologien ausgelöste Nachfrage stellt insofern in einigen Fällen nicht den Haupttreiber für Rohstoffkritikalitäten dar, kann diese aber durch Erzeugung einer zusätzlichen Nachfrage weiter verschärfen. Dies gilt z. B. für Kobalt oder Platin.

Für einen Großteil der hier betrachteten Rohstoffmengen wird im Rahmen dieser Studie davon ausgegangen, dass diese für den Aufbau einer PtX-Industrie aus Primärquellen zu decken sind. Mit der verstärkten Nutzung der Technologien und Rohstoffe und steigender Verfügbarkeit von End-of-Life-Schrottmengen werden dann zukünftig auch Recyclingkonzepte und der Einsatz von Sekundärrohstoffen noch stärker im Fokus stehen und können dazu beitragen, die Kritikalität der Primärförderung zu reduzieren. Hierbei ist getrieben durch die Verknappung der Reserven sowohl eine Optimierung bereits heute bestehender als auch die Entwicklung neuer Recyclingverfahren zu erwarten. Fragen der Nutzung von Sekundärrohstoffen gehen aber über den Fokus dieser Studie hinaus.

# 5 DISKUSSION UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

Bearbeitet durch: Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

Eine wesentliche Erkenntnis des vorliegenden Berichts besteht darin, dass die Herstellung von PtX-Produkten langfristig mit geringen oder ohne Treibhausgasemissionen sowie mit sinkenden Kosten einhergeht. Auf Grundlage derzeitig verfügbarer PtX-Technologien und ihrer aktuellen Bauweise zeigen die Ergebnisse auf, dass diese eine meist geringe Rohstoffkritikalität aufweisen.

Mehrere Faktoren wirken sich auf die LCA-Ergebnisse aus. Die Strombereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien stellt sich als herausragende Einflussgröße heraus, um Umweltwirkungen zu reduzieren. Das Treibhauspotenzial der Herstellung von PtX-Produkten lässt sich zukünftig bei der Verwendung von Windenergie statt des gegenwärtigen Netzstroms (Strommix) fallabhängig um mehr

als 90% reduzieren. Eine Verringerung von Umweltwirkungen betrifft nicht nur das Treibhauspotenzial, sondern weitere Indikatoren wie die Feinstaubbildung oder Sommersmogbildung. Die Herkunft der Eingangsstoffe, neben Strom auch Wärme und Kohlendioxid, besitzt häufig einen größeren Einfluss auf die Umweltwirkungen als die Anwendung unterschiedlicher Technologien für das gleiche PtX-Produkt. Hinsichtlich der Technologien und Technologiepfade, bei denen ein externer Wärmeinput erforderlich wird, kommt zudem der Wärmequelle und -integration eine besondere Bedeutung zu. Auch in diesem Zusammenhang sollten zur Gewährleistung geringerer Umweltwirkungen erneuerbare den fossilen Wärmequellen vorgezogen werden. Bei integrativen PtX-Konzepten können interne Wärmeströme genutzt werden. Beispielsweise könnte die katalytische Methanisierung als exothermer Prozess in einem integrierten Konzept als Wärmequelle für die DAC-Technologie verwendet werden. Der Einfluss des Transports von PtX-Produkten über längere Strecken fällt mit typischerweise weniger als 10 % des gesamten Treibhauspotenzials niedrig aus. Der Import von synthetischen Kraftstoffen aus Ländern mit besonders günstigen Produktionsbedingungen kann daher aus ökologischen Gesichtspunkten neben der heimischen Produktion in Betracht gezogen werden. Auch methodische Annahmen besitzen einen Einfluss auf die LCA-Ergebnisse. Sie werden daher in diesem Bericht transparent dokumentiert, um die Ergebnisse vergleichbar und reproduzierbar zu machen.

Die LCC-Analysen dieses Berichts zeigen technologieübergreifend ein großes Potenzial zur Senkung der PtX-Gestehungskosten. Diese Gestehungskosten können in den beschriebenen Fällen bis zum Jahr 2050 gegenüber 2020 teils deutlich über 80 % reduziert werden. Reduktionen der Gestehungskosten in dieser Größenordnung sind hierbei insbesondere für die SOEC ermittelt worden. Die Kosten für die eingesetzten Energieträger bestimmen maßgeblich die Gestehungskosten einer Vielzahl von PtX-Technologien. Einzig bei den Technologien SOEC und Co-SOEC machen die Kosten für Ersatzinvestitionen (Stackwechsel) den größten Teil der Gestehungskosten aus, was in den aktuell noch geringen Stack-Lebensdauern begründet ist. Ähnlich den LCA-Ergebnissen nähern sich für 2050 auch die PtX-Gestehungskosten unterschiedlicher Technologiealternativen einander an. Bei den Elektrolysetechnologien zeigen sich Vorteile für die SOEC, bei der Methanisierung weist die katalytische Methanisierung niedrigste Kosten auf und bei Fischer-Tropsch die Ausführung mit reverser Wassergas-Shift-Reaktion.

Die Arbeiten zur Kritikalitätsanalyse zeigen, dass zehn verschiedene Rohstoffe, welche in der Literatur als potenziell kritisch betrachtet werden, auch für den Aufbau der hier untersuchten PtX-Kapazitäten benötigt werden. Die Nachfrage nach den Rohstoffen verteilt sich dabei auf alle untersuchten Technologien – mit Ausnahme von Niedertemperatur-Direct-Air-Capture.

Aus der Hochrechnung auf kumulative, durch die PtX-Nutzung in Deutschland und Europa langfristig bis zum Jahr 2050 verursachte Rohstoffbedarfe wird deutlich, welche der zehn untersuchten Rohstoffe im Verhältnis zu ihren jeweiligen Fördermengen und Reserven durch den zukünftigen PtX-Zubau in voraussichtlich kritischem Umfang nachgefragt werden. Als kritisch zeigen sich dabei insbesondere die erwartete Nachfrage nach Iridium und Platin (PEM-Elektrolyse), Nickel (vorrangig für die alkalische Elektrolyse) sowie Lanthan und Yttrium (SOEC). Graphit, Kalium, Kobalt, Titan und Zirkonium weisen

dagegen im PtX-Kontext in Hinblick auf die angelegten Kriterien und zukünftig installierten PtX-Kapazitäten keine Rohstoffkritikalität auf.

Das zugrunde gelegte Ausbauszenario der betrachteten Technologien macht bereits deutlich, dass verschiedene Technologieoptionen für die Herstellung bestimmter PtX-Produkte voraussichtlich parallel zur Anwendung kommen werden. Dies gilt etwa für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff zu unterschiedlichen Anteilen über verschiedene Elektrolyseverfahren (AEC, PEMEC und SOEC). Mögliche Risiken in der zukünftigen Rohstoffversorgung der Pfade werden somit gestreut und so insgesamt gemindert.

Eine kombinierte Verwendung unterschiedlicher PtX-Technologievarianten erweist sich daher hinsichtlich Umweltwirkungen und Lebenszykluskosten vertretbar und aus Kritikalitätssicht sinnvoll.

Über die Grenzen der Analysemethoden hinweg zeigt sich zudem, dass die Lebensdauer der PtX-Anlagen ein sehr wichtiger Faktor ist. Eine geringe Lebensdauer wirkt sich negativ auf Umweltwirkungen, Lebenszykluskosten und die Rohstoffkritikalität aus. Dementsprechend ergeben sich hier für Technologien mit geringerer technischer Reife, die aktuell noch im Verhältnis zu den Technologiealternativen niedrige Lebensdauern aufweisen, große Potenziale. Hierbei ist insbesondere die SOEC zu nennen, für die in den kommenden Jahrzehnten eine Verneunfachung der Lebensdauer erwartet wird.

Neben den gewonnenen Erkenntnissen und deren Interpretation bestehen auch Einschränkungen und weiter Forschungsbedarf. Die Analysen in diesem Bericht (insbesondere die prospektiven) basieren im Wesentlichen auf Annahmen und Projektionen, welche aus der Literatur stammen. Das Eintreten der Projektionen hängt von einer Vielzahl an Entwicklungen technologischer, politischer und gesellschaftlicher Natur ab. Die Umweltwirkungen, die aus der Bauphase der PtX-Technologien resultieren, stellen das Maximum zukünftig zu erwartender Systeme dar. Aufgrund nicht konsistent verfügbarer Materialinventare für die Zukunft wurden gegenwärtig gegebene Materialinventare verwendet. In den meisten betrachteten Fällen ist daher zukünftig von tendenziell niedrigeren Umweltwirkungen der Anlagenerrichtung auszugehen. Auch Art und Umfang des tatsächlichen zukünftigen Kapazitätsausbaus von PtX-Technologien, welche im Zusammenhang mit der vorliegenden Arbeit auf den Ergebnissen eines techno-ökonomischen Optimierungsmodells beruhen bzw. angenommen wurden, sind in hohem Maße unsicher. Zudem können sich für die untersuchten PtX-Technologien in Zukunft Substitutionsmöglichkeiten für bestimmte Rohstoffe ergeben, welche aktuell noch nicht richtungssicher abgeschätzt werden können.

Zukünftige Forschung kann auf den dargestellten Daten und Ergebnissen aufbauen und neue Erkenntnisse und weitere Technologien berücksichtigen. Zudem können weitere Indikatoren zur Bewertung des Vergleichs von PtX-Pfaden herangezogen werden. Dies gilt insbesondere für LCC-Analysen, bei denen die Gestehungskosten nur einen möglichen Indikator darstellen. Perspektivisch könnte z.B. auch eine Betrachtung weiterer Indikatoren (z.B. OPEX, CAPEX, Levelised Revenue/Profit) wertvolle ergänzende Hinweise geben. Auch zur Einordnung von Rohstoffkritikalitäten besteht der Bedarf, die Analyse in Bezug auf bislang verwendete Indikatoren zu präzisieren sowie um weitere

Indikatoren zu ergänzen. Beispielhaft genannt seien hier die vertiefende Analyse zukünftig erwarteter globaler Rohstofffördermengen, ein stärkerer Fokus auf Konkurrenzanwendungen und Megatrends jenseits des PtX-Ausbaus und eine umfassende Berücksichtigung kreislaufwirtschaftlicher Aspekte (z.B. Erhöhung der Recyclingraten der einzelnen Rohstoffe).

Weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Umweltwirkungen von PtX-Optionen, insbesondere im Bereich prospektiver LCA-Studien, besteht hinsichtlich der Kopplung zwischen Energiesystemmodellen und der LCA. Eine entsprechende Kopplung kann helfen, noch größere Datenmengen sowie unterschiedliche Szenarien mit einem stärkeren Grad an Automatisierung auszuwerten. Auf eine solche Verknüpfung aufbauend können Umweltwirkungen nicht nur für einzelne Technologien oder Pfade, sondern auch für die langfristige Transformation gesamter Energiesysteme ausgewertet und analysiert werden. Trotz einiger vielversprechender Ansätze zur Entwicklung von Methoden und Software für eine Kopplung von Energiesystemmodellen und LCA besteht großes Potenzial zur Weiterentwicklung und zur Beantwortung noch nicht analysierter Forschungsfragen.

# **LITERATURANGABEN**

- [1] M. Sterner, "Power-to-Gas," in *Handbook of Climate Change Mitigation and Adaptation*, W.-Y. Chen, T. Suzuki, and M. Lackner Eds. New York, NY: Springer New York, 2016, pp. 1-51.
- [2] K. Arnold and B. Fischer, ""No regret Einstiegsmärkte" Power-to-Gas", *gwf Gas + Energie*, vol. 2018, no. 5, pp. 24-31, 2018.
- [3] J. C. Koj, C. Wulf, and P. Zapp, "Environmental impacts of power-to-X systems A review of technological and methodological choices in Life Cycle Assessments", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, pp. 865-879, September 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.06.029.
- [4] K. Görner and D. Lindenberger, "Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, Abschlussbericht, Band I", 2018.
- [5] Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme NRW, "Abschlussbericht Kompetenzzentrum Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme, Band I: Systemmodellierung zur Identifikation von innovativen PtX-Anwendungen", März 2022.
- [6] H. Blanco and A. Faaij, "A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1049-1086, Januar 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.07.062.
- [7] D. Symes *et al.*, "Design for On-Site Hydrogen Production for Hydrogen Fuel Cell Vehicle Refueling Station at University of Birmingham, U.K", *Energy Procedia*, vol. 29, pp. 606-615, 2012/01/01/ 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.09.070.
- [8] J. Turner *et al.*, "Renewable hydrogen production", *International Journal of Energy Research*, vol. 32, no. 5, pp. 379-407, 2008, doi: 10.1002/er.1372.
- [9] K. Görner *et al.*, "Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, Abschlussbericht, Band V Technologie-Steckbriefe", 2018.
- [10] P. Viebahn, A. Scholz, and O. Zelt, "The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program—Results of a Multi-Dimensional Analysis", *Energies*, vol. 12, no. 18, p. 3443, 2019, doi: 10.3390/en12183443.
- [11] O. Zelt *et al.*, "Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe. Teilbericht 3 (D2.1) ", Wuppertal Institut, DLR, IZES, Wuppertal, Stuttgart, Saarbrücken, 2021.
- [12] S. Brynolf, M. Taljegard, M. Grahn, and J. Hansson, "Electrofuels for the transport sector: A review of production costs", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1887-1905, Januar 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.288.
- [13] A. Liebich *et al.*, "Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien Abschlussbericht", Dessau-Roßlau, 2020.
- [14] A. Liebich *et al.*, "Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien Anhang zum Abschlussbericht", Dessau-Roßlau, 2020.
- [15] Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme NRW, "Abschlussbericht Kompetenzzentrum Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme, Band IV: PtX-Versuchsplattform Optimierung, Modellierung und Scale-up von Flexibilitätsoptionen", März 2022.
- [16] Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme NRW, "Abschlussbericht Kompetenzzentrum Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme, Band III: Bewertung des Einsatzes und der Auswirkungen alternativer Kraftstoffe für die Entwicklung der zukünftigen regionalen Infrastruktur", März 2022.
- [17] ISO 14040: Environmental Management Life Cycle Assessment Principles and Framework, International Organization for Standardization (ISO), Berlin, 2006.
- [18] ISO 14044: Environmental Management Life Cycle Assessment Requirements and Guidelines, International Organization for Standardization (ISO), Berlin, 2006.

- [19] M. Khzouz *et al.*, "Life Cycle Costing Analysis: Tools and Applications for Determining Hydrogen Production Cost for Fuel Cell Vehicle Technology", *Energies*, vol. 13, no. 15, p. 3783, Juli 2020, doi: 10.3390/en13153783.
- [20] A. Valente, D. Iribarren, and J. Dufour, "Life cycle sustainability assessment of hydrogen from biomass gasification: A comparison with conventional hydrogen", *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 38, pp. 21193-21203, August 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.01.105.
- [21] K. Christoph, S. Shivenes, J. Verena, N. Huyen-Tran, and S. Thomas, "Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien", Freiburg, 2018.
- [22] W. Klöpffer and B. Grahl, "Sachbilanz," in Ökobilanz (LCA): Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf. Weinheim, 2009, pp. 63-193.
- [23] M. A. J. Huijbregts *et al.*, "ReCiPe 2016 v1.1 A harmonized life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level Report I: Characterization", Bilthoven, 2017.
- [24] H. Böhm, A. Zauner, D. C. Rosenfeld, and R. Tichler, "Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects", *Applied Energy*, vol. 264, April 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114780.
- [25] F. Ausfelder *et al.*, "3. Roadmap des Kopernikus-Projektes P2X Phase II Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien Transformation Anwendungen Potenziale", Frankfurt am Main, 2021.
- [26] S. Pichlmaier, A. Regett, S. Kigle, and S. Haas, "Ökobilanzen synthetischer Kraftstoffe Methodikleitfaden", 2021.
- [27] A. Schreiber, A. Peschel, B. Hentschel, and P. Zapp, "Life Cycle Assessment of Power-to-Syngas: Comparing High Temperature Co-Electrolysis and Steam Methane Reforming", *Frontiers in Energy Research*, Original Research vol. 8, no. 287, November 2020, doi: 10.3389/fenrg.2020.533850.
- [28] S. Wettstein, I. R., and M. Stucki, "Life Cycle Assessment of Renewable Methane for Transport and Mobility", 2018.
- [29] M. Fasihi, O. Efimova, and C. Breyer, "Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants", Journal of Cleaner Production, vol. 224, pp. 957-980, Juli 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.
- [30] S. Schemme *et al.*, "H2-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production", *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 8, pp. 5395-5414, Februar 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.028.
- [31] F. Ausfelder *et al.*, "3. Roadmap des Kopernikus-Projektes P2X Phase II Technischer Anhang Transformation Anwendungen Potenziale", Frankfurt am Main, 2021.
- [32] R. Otten, "Strom- und Gasnetz miteinander verbinden: die Power-to-Gas-Anlage der AUDI AG in Werlte", in "Energieimpuls konkret," 2018.
- [33] Statistisches Bundesamt. "Die Datenbank des Statistischen Bundesamts." https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=previous&levelindex=1&step=1&titel=Ergebnis&levelid=1615454581160&acceptscookies=false#abreadcrumb (accessed 27.10.2021).
- [34] T. Terlouw, K. Treyer, C. Bauer, and M. Mazzotti, "Life Cycle Assessment of Direct Air Carbon Capture and Storage with Low-Carbon Energy Sources", *Environmental Science & Technology*, vol. 55, no. 16, pp. 11397-11411, August 2021, doi: 10.1021/acs.est.1c03263.
- [35] C. van der Giesen, C. J. Meinrenken, R. Kleijn, B. Sprecher, K. S. Lackner, and G. J. Kramer, "A Life Cycle Assessment Case Study of Coal-Fired Electricity Generation with Humidity Swing Direct Air Capture of CO2 versus MEA-Based Postcombustion Capture", *Environmental Science & Technology*, vol. 51, no. 2, pp. 1024-1034, Dezember 2016, doi: 10.1021/acs.est.6b05028.
- [36] J. C. Koj, C. Wulf, A. Schreiber, and P. Zapp, "Site-Dependent Environmental Impacts of Industrial Hydrogen Production by Alkaline Water Electrolysis", *Energies*, vol. 10, no. 7, p. 860, Juli 2017, doi: 10.3390/en10070860.
- [37] K. Bareiß, C. de la Rua, M. Möckl, and T. Hamacher, "Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems", *Applied Energy*, vol. 237, pp. 862-872, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001.

- [38] L. Wang *et al.*, "Power-to-fuels via solid-oxide electrolyzer: Operating window and techno-economics", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 110, pp. 174-187, August 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.04.071.
- [39] C. Wulf, P. Zapp, and A. Schreiber, "Review of Power-to-X Demonstration Projects in Europe", *Frontiers in Energy Research*, Review vol. 8, no. 191, September 2020, doi: 10.3389/fenrg.2020.00191.
- [40] A. Liebich et al., "Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien", 2020.
- [41] M. Deutsch and U. Maier, "Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe", Berlin, 2018.
- [42] C. M. Liu, N. K. Sandhu, S. T. McCoy, and J. A. Bergerson, "A life cycle assessment of greenhouse gas emissions from direct air capture and Fischer–Tropsch fuel production", *Sustainable Energy & Fuels*, vol. 4, no. 6, pp. 3129-3142, 2020, doi: 10.1039/C9SE00479C.
- [43] C. van der Giesen, R. Kleijn, and G. J. Kramer, "Energy and Climate Impacts of Producing Synthetic Hydrocarbon Fuels from CO2", *Environmental Science & Technology*, vol. 48, no. 12, pp. 7111-7121, Juni 2014, doi: 10.1021/es500191g.
- [44] G. Angerer, F. Marscheider-Weidemann, L. Erdmann, M. Scharp, V. Handke, and M. Marwede, "Rohstoffe für Zukunftstechnologien: Einfluss des branchenspezifischen Rohstoffbedarfs in rohstoffintensiven Zukunftstechnologien auf die zukünftige Rohstoffnachfrage (Schlussbericht)", Stuttgart, 2009.
- [45] S. Morgenthaler, C. Ball, J. C. Koj, W. Kuckshinrichs, and D. Witthaut, "Site-dependent levelized cost assessment for fully renewable Power-to-Methane systems", *Energy Conversion and Management*, vol. 223, p. 113150, November 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113150.
- [46] J. Farfan, M. Fasihi, and C. Breyer, "Trends in the global cement industry and opportunities for long-term sustainable CCU potential for Power-to-X", *Journal of Cleaner Production*, vol. 217, pp. 821-835, April 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.01.226.
- [47] J. Perner and D. Bothe, "International Aspects of a Power-to-X Roadmap", Frontier Economics, Berlin, 2018.
- [48] G. A. Blengini et al., "Study on the EU's list of Critical Raw Materials (2020) Final Report", 2020.
- [49] T. Smolinka *et al.*, "Studie IndWEDe; Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme", 2018.
- [50] G. Reiter and A. Zauner, "wind2hydrogen Kritische Rohstoffe in der Wasserelektrolyse", Linz, 2017.
- [51] F. Marscheider-Weidemann *et al.*, "Rohstoffe für Zukunftstechnologien 2016", in "DERA Rohstoffinformationen 28," Berlin, 2016.
- [52] P. Viebahn, O. Soukup, S. Samadi, J. Teubler, K. Wiesen, and M. Ritthoff, "Assessing the need for critical minerals to shift the German energy system towards a high proportion of renewables", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, pp. 655-671, September 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.04.070.
- [53] P. Viebahn *et al.*, "KRESSE Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems", Wuppertal, 2014.
- [54] "Technische Keramik," in *Keramik*, H. Salmang, H. Scholze, and R. Telle Eds. Berlin, Heidelberg: Springer, 2007, pp. 783-946.
- [55] H. In Lee *et al.*, "The synthesis of a Zirfon-type porous separator with reduced gas crossover for alkaline electrolyzer", *International Journal of Energy Research*, vol. 44, no. 3, pp. 1875-1885, März 2020, doi: 10.1002/er.5038.
- [56] H. Ellsner, "Zircon insufficient supply in the future?", in "DERA Rohstoffinformationen 14," Berlin, 2013.
- [57] S. Lundberg, "Comparative LCA of Electrolyzers for Hydrogen Gas Production," KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, 2019.
- [58] A. Primas, "Life Cycle Inventories of new CHP systems ecoinvent report No. 20", Dübendorf und Zürich, 2007.
- [59] A. Mai, "Kritische Materialien in oxidkeramischen BZ (SOFC): wirklich kritisch? Strategien für den nachhaltigen Umgang mit "Kritischen Materialien"", Dübendorf, 2015.

- [60] S. Häfele, M. Hauck, and J. Dailly, "Life cycle assessment of the manufacture and operation of solid oxide electrolyser components and stacks", *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 31, pp. 13786-13796, August 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.05.069.
- [61] F. Rachow, "Prozessoptimierung für die Methanisierung von CO2 Vom Labor zum Technikum," PhD Dissertation, Brandenburgische Technische Universität Cottbus–Senftenberg, Cottbus, 2017.
- [62] M. Thema, F. Bauer, and M. Sterner, "Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* vol. 112, pp. 775-787, September 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.06.030.
- [63] T. Wühl, "Entwicklung eines Simulationsmodells für den Methanisierungsprozess einer Power-to-Gas Anlage in Ebsilon Professional," Masterarbeit, Montan Universität Leoben, Leoben, 2016.
- [64] A. Hassan, "Stand der Verwertung von verbrauchten Katalysatoren aus der chemischen Industrie sowie Einflussfaktoren zur Verbesserung der Kreislaufführung", Berlin, 2003.
- [65] Destatis. "Bevölkerungsstand." Statistisches Bundesamt.

  https://www.destatis.de/DE/Themen/GesellschaftUmwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/ inhalt.html (accessed 20.04.2021).
- [66] B. Umersbach. "Europäische Union: Einwohnerzahl in den EU-Mitgliedstaaten im Jahr 2020 und Prognosen bis zum Jahr 2100." Statista GmbH.

  https://de.statista.com/statistik/daten/studie/164004/umfrage/prognostizierte-bevoelkerungsentwicklung-in-den-laendern-der-eu/ (accessed 20.04.2021).
- [67] Deutsche Stiftung Weltbevölkerung. "Weltbevölkerung." https://www.dsw.org/weltbevoelkerung/ (accessed 20.04.2021).
- [68] Europäische Kommission, "COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Critical Raw Materials Resilience: Charting a Path towards greater Security and Sustainability. COM/2020/474 final", 2020.
- [69] U.S. Geological Survey, "Mineral Commodity Summaries: U.S. Geological Survey", 2021.
- [70] F. Joas *et al.*, "Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement", Berlin, 2019.
- [71] M. Schmidt, "Rohstoffrisikobewertung Platingruppenmetalle (Platin Palladium, Rhodium)", in "DERA Rohstoffinformationen 26," Berlin, 2015.
- [72] S. Al Barazi, T. Brandenburg, T. Kuhn, M. Schmidt, and S. Vetter, "Rohstoffrisikobewertung Kobalt", in "DERA Rohstoffinformationen 36," Berlin, 2018.
- [73] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, "Seltene Erden Rohstoffwirtschaftliche Steckbriefe", Hannover, 2014.
- [74] G. Angerer, L. Erdmann, F. Marscheider-Weidemann, M. Scharp, and A. Lüllmann, "Rohstoffe für Zukunftstechnologien: Einfluss des branchenspezifischen Rohstoffbedarfs in rohstoffintensiven Zukunftstechnologien auf die zukünftige Rohstoffnachfrage", Stuttgart, 2009.
- [75] M. Kords. "Prognose des jährlichen Rohmaterialbedarfs für Elektroauto-Batterien in der EU 2030." <a href="https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1036419/umfrage/prognose-des-jaehrlichen-rohmaterialbedarfs-fuer-elektroauto-batterien-in-der-eu/">https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1036419/umfrage/prognose-des-jaehrlichen-rohmaterialbedarfs-fuer-elektroauto-batterien-in-der-eu/</a> (accessed 22.07.2021).
- [76] A. Cowley and M. Ryan, "Pgm market report May 2021", London, 2021.
- [77] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, "Titan Rohstoffwirtschaftliche Steckbriefe", Hannover, 2014.
- [78] D. Bastian et al., "DERA-Rohstoffliste 2019 DERA-Rohstoffinformationen 40", Berlin, 2019.
- [79] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, "Zirkon -Rohstoffwirtschaftliche Steckbriefe", Hannover, 2013.

# **ABBILDUNGSVERZEICHNIS**

Abbildung 1: Grundkonzept des Zusammenwirkens der drei Analysemethoden für die mehrdimensionale und nachhaltigkeitsorientierte Analyse und Bewertung der PtX-Prozesspfade5
Abbildung 2: Schnittstellen hinsichtlich der Datenverwendung der drei Analysedimensionen 6
Abbildung 3: Schematische Darstellung der wesentlichen in der LCA-Literaturübersicht zu PtX identifizierten Pfadvarianten und deren Klassifizierung (basierend auf Koj et al. [3])7
Abbildung 4: Für Analysen des AP 2 ausgewählte PtX-Technologien und –Produkte8
Abbildung 5: Phasen der LCA nach ISO 14040 [17]13
Abbildung 6: Technologieübergreifendes Schema der betrachteten Systemgrenzen
Abbildung 7: DAC - LCA- und LCC-Systemgrenzen21
Abbildung 8: DAC - Treibhauspotenzial in den Jahren 2020 und 2050 mit Variationen der Wärmeversorgung (pro kg per DAC abgeschiedenem Kohlendioxid)25
Abbildung 9: DAC - Kohlendioxid-Gestehungskosten in den Jahren 2020 und 2050 mit Variationen der Wärmeversorgung (pro kg per DAC abgeschiedenem Kohlendioxid)27
Abbildung 10: Elektrolyse-Technologien - LCA- und LCC-Systemgrenzen28
Abbildung 11: Elektrolyse-Technologien - Treibhauspotenzial verschiedener Varianten zur Wasserstoffproduktion (pro kg Wasserstoff)
Abbildung 12: Elektrolyse-Technologien - Wasserstoff-Gestehungskosten in den Jahren 2020 und 2050 (pro kg Wasserstoff)35
Abbildung 13: Co-SOEC - LCA- und LCC-Systemgrenzen
Abbildung 14: Co-SOEC – Treibhauspotenzial in den Jahren 2020 und 2050 (pro kg Synthesegas, kumulierte Werte unter Berücksichtigung von Gutschriften)
Abbildung 15: Co-SOEC - Synthesegas-Gestehungskosten in den Jahren 2020 und 2050 (pro kg Synthesegas) 40
Abbildung 16: Biologische und katalytische Methanisierung - LCA- und LCC-Systemgrenzen41
Abbildung 17: Biologische und katalytische Methanisierung - Treibhauspotenzial der unterschiedlichen Technologien und ihrer Eingangsstoffe in den Jahren 2020 und 2050 (pro kg SNG, kumulierte Werte unter Berücksichtigung von Gutschriften)
Abbildung 18: Biologische und katalytische Methanisierung - SNG-Gestehungskosten für die Betrachtungsjahre 2020 und 2050 (pro kg SNG, kumulierte Werte unter Berücksichtigung von Erlösen)
Abbildung 19: Fischer-Tropsch-Synthese: LCA- und LCC-Systemgrenzen47
Abbildung 20: Fischer-Tropsch-Synthese - LCA-Ergebnisse für den Indikator Treibhauspotenzial in den Jahren 2020 und 2050 (pro kg FT-Produkt, kumulierte Werte unter Berücksichtigung von Gutschriften)
Abbildung 21: Fischer-Tropsch-Synthese – FT-Kraftstoff-Gestehungskosten für die Betrachtungsjahre 2020 und 2050 (nro ka FT-Produkt, Summenwerte unter Berücksichtigung von Frlösen)

Abbildung 22: Pfadanalysen für die biologische und katalytische Methanisierung in Kombination mit SOEC und PEMEC - LCA-Ergebnisse für den Indikator Treibhauspotenzial im Jahr 2050 (pro kg SNG, kumulierte Werte unte Berücksichtigung von Gutschriften)
Abbildung 23: Pfadanalysen für die biologische und katalytische Methanisierung in Kombination mit SOEC und PEMEC - SNG-Gestehungskosten für das Betrachtungsjahr 2050 (pro kg SNG, kumulierte Werte unte Berücksichtigung von Erlösen)
Abbildung 24: Pfadanalysen für die FT-Synthese in Kombination mit SOEC und PEMEC - LCA-Ergebnisse für der Indikator Treibhauspotenzial im Jahr 2050 (pro kg FT-Kraftstoff, kumulierte Werte unter Berücksichtigung vor Gutschriften)
Abbildung 25: FT-Kraftstoffgestehungskosten für das Jahr 2050 und Pfadanalysen mit PEMEC und SOEC (pro kg FT-Kraftstoff, kumulierte Werte unter Berücksichtigung von Erlösen)56
Abbildung 26: Dominanzanalyse für Mediane über alle Pfade zur Bereitstellung von PtX-Produkten für das Jah 2050 und ausgewählte Umweltwirkungskategorien (Angaben aus Liebich et al. [13, 14])
Abbildung 27: Kumulierte installierte Kapazitäten der PtX-Technologien für die Bedarfsdeckung in Deutschland (Europa-autark-Szenario), Daten stammen vom EWI (eigene Darstellung); Anmerkung: Leistungsangaben de Katalyt. Methanisierung und FT-Synthese in GW <sub>therm.</sub> , die übrigen Technologien in GW <sub>el.</sub>
Abbildung 28: Kumulierte installierte Kapazitäten der PtX-Technologien in Europa (Europa-autark-Szenario) Daten stammen vom EWI (eigene Darstellung); Anmerkung: Leistungsangaben der KM und FT-Synthese in GW <sub>therm.</sub> , die übrigen Technologien in GW <sub>el.</sub>
Abbildung 29: Ausschöpfung des Iridiumbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050 orientiert an der Jahresförderleistung (logarithmische Skala)80
Abbildung 30: Ausschöpfung des Kobaltbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050 orientiert an der Jahresförderleistung
Abbildung 31: Ausschöpfung des Kobaltbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050 orientiert an den globalen Reserven
Abbildung 32: Ausschöpfung des Lanthanbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050 orientiert an der Jahresförderleistung (logarithmische Skala)84
Abbildung 33: Ausschöpfung des Nickelbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050 orientiert an der Jahresförderleistung
Abbildung 34: Ausschöpfung des Nickelbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050 orientiert an den globalen Reserven
Abbildung 35: Ausschöpfung des Platinbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050 orientiert an der Jahresförderleistung
Abbildung 36: Ausschöpfung des Yttriumbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050 orientiert an der Jahresförderleistung92
Abbildung 37: Ausschöpfung des Yttriumbudgets für PtX-Technologien in Deutschland und der EU bis 2050 orientiert an den globalen Reserven
Abbildung 38: Ühersicht Rohstoffkritikalität nach PtX-Technologien und Rohstoffen

# **TABELLENVERZEICHNIS**

Tabelle 1: Ubersicht über Publikationen, die als wesentliche Datenquellen für die lebenszyklusorientierten Analysen (LCA und LCC) der betrachteten Technologien herangezogen wurdenden 18
Tabelle 2: Allgemeine Annahmen/Werte für die Berechnungen20
Tabelle 3: DAC - verwendete Charakteristika für die Jahre 2020 und 205022
Tabelle 4: DAC - ergänzende LCC-Daten für die Jahre 2020 und 205024
Tabelle 5: DAC - weitere Umweltwirkungen für die Jahre 2020 und 2050 (pro kg per DAC abgeschiedenem Kohlendioxid)26
Tabelle 6: Elektrolyse-Technologien - verwendete Charakteristika für die Jahre 2020 und 2050
Tabelle 7: Elektrolyse-Technologien - ergänzende LCC-Daten für die Jahre 2020 und 205030
Tabelle 8: Elektrolyse-Technologien - weitere Umweltwirkungen der Produktion von Wasserstoff (pro kg Wasserstoff)33
Tabelle 9: Co-SOEC - verwendete Charakteristika für die Jahre 2020 und 2050
Tabelle 10: Co-SOEC - Ergänzende Daten für das LCC
Tabelle 11: Co-SOEC - Ergebnisse für weitere Umweltwirkungen und die Jahre 2020 und 2050 (pro kg Synthesegas)40
Tabelle 12: Biologische und katalytische Methanisierung - verwendete Charakteristika für die Jahre 2020 und 2050
Tabelle 13: Biologische und katalytische Methanisierung – ergänzende LCC-Daten für die Jahre 2020 und 2050
Tabelle 14: Biologische und katalytische Methanisierung - Ergebnisse für weitere Umweltwirkungen und die Jahre 2020 und 2050 (pro kg SNG)45
Tabelle 15: Fischer-Tropsch-Synthese - verwendete Charakteristika für die Jahre 2020 und 2050
Tabelle 16: Fischer-Tropsch-Synthese – ergänzende LCC-Daten für die Jahre 2020 und 2050
Tabelle 17: Fischer-Tropsch-Synthese - Ergebnisse für weitere Umweltwirkungen und die Jahre 2020 und 2050 (pro kg FT-Kraftstoff)51
Tabelle 18: Kumulierte PtX-Kapazitäten zur Deckung der deutschen Nachfrage gemäß Europa-Autark-Szenario und resultierende Bedarfe potenziell kritischer Rohstoffe
Tabelle 19: Kumulierte PtX-Kapazitäten in Europa gemäß Europa-Autark-Szenario und resultierende Bedarfe potenziell kritischer Rohstoffe

# **ANHANG**

Tabelle A 1: Sachbilanzdaten für den Bau einer NT-DAC-Anlage nach Schreiber et al. [27]

ecoinvent 3.7.1 Fluss/Prozess	Einheit	Menge
aluminium, primary, ingot	kg	26200
concrete, normal	m3	52
copper, cathode	kg	1700
ethylene glycol	kg	15000
gravel, crushed	kg	93100
gravel, round	kg	89600
inert waste, for final disposal	kg	243,4
polysulfide, sealing compound	kg	1100
steel, chromium steel 18/8, hot rolled	kg	36300
steel, low-alloyed	kg	30,3
stone wool	kg	8700
transport, freight train	t*km	37412
transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5	t*km	244895
wire drawing, copper	kg	1700

Die Daten in Tabelle A 1 gehen auf Schreiber et al. [27] zurück und repräsentieren eine existierende Climeworks DAC-Anlage in Hinwil (Schweiz). Sie wurde im Jahr 2017 in Betrieb genommen. Die Anlage besteht aus achtzehn Luftfiltermodulen, die insgesamt 900 t Kohlendioxid pro Jahr abscheiden [27]. Als Sorptionsmittel wurde als verwendbarer ecoinvent-Datensatz näherungsweise "Anionisches Harz" verwendet. Diese näherungsweise Annahme findet sich auch in einem Methodikleitfaden [26] und bei Liebich et al. [13, 14].

Tabelle A 2: Sachbilanzdaten für den deutschen Strommix (1 kWh) im Jahr 2050 – nach Europa-Autark-Szenario, eigenen Annahmen und Verfügbarkeit von ecoinvent 3.7.1 Datensätzen

		Menge/kWh
ecoinvent 3.7.1 Fluss/Prozess	Einheit	Strommix 2050
DE: electricity pr., wind, >3MW turbine, onshore	kWh	0,046
DE: electricity pr., wind, 1-3MW turbine, onshore	kWh	0,418
DE: electricity pr., wind, <1MW turbine, onshore	kWh	0,076
DE: electricity pr., wind, 1-3MW turbine, offshore	kWh	0,110
DE: heat and power co-generation, biogas, gas engine	kWh	0,022
DE: electricity pr., deep geothermal	kWh	0,019
DE: electricity pr., hydro, run-of-river	kWh	0,014
DE: electricity pr., hydro, pumped storage	kWh	0,005
DE: electricity pr., hydro, reservoir, non-alpine region	kWh	0,003

DE: electricity pr., natural gas, combined cycle power		
plant	kWh	0,117
DE: electricity pr., photovoltaic, 3kWp slanted-roof,		
multi-Si	kWh	0,036
DE: electricity pr., photovoltaic, 570kWpmulti-Si	kWh	0,134

Tabelle A 3: Sachbilanzdaten für den AEC-Bau (Angaben pro Zelle) nach Koj et al. [36]

ecoinvent 3.7.1 Fluss/Prozess	Einheit	Menge
acetic anhydride	kg	0,05
acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer	kg	0,14
aluminium, primary, ingot	kg	0,404
aniline	kg	0,04
calendering, rigid sheets	kg	0,7
carbon monoxide	kg	0,131
electricity, medium voltage	MJ	32,32
graphite	kg	0,39
heat, from steam, in chemical industry	MJ	80,056
hydrochloric acid, without water, in 30% solution state	kg	0,12
lubricating oil	kg	4,33E-04
N-methyl-2-pyrrolidone	kg	1,08
nickel, class 1	kg	27,68
nitric acid, without water, in 50% solution state	kg	0,03
plaster mixing	kg	0,7
polyphenylene sulfide	kg	0,31
polysulfone	kg	0,23
purified terephthalic acid	kg	0,08
steel, unalloyed	kg	43,4
tetrafluoroethylene	kg	0,07
transport, freight, lorry 3.5-7.5 metric ton, EURO6	t*km	2,92
water, decarbonised	kg	10,2
water, deionised	kg	77,1
zirconium oxide	kg	1

Tabelle A 4: Sachbilanzdaten für den AEC-Bau (1 MW Stack – ohne Balance of Plant) umgerechnet nach Koj et al. [36]

ecoinvent 3.7.1 Fluss/Prozess	Einheit	Menge
Zelle (s. Tabelle A 3)	Stück	93
copper, cathode	kg	116,67
steel, unalloyed	kg	13172,67
transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6	t*km	32211

Tabelle A 5: Sachbilanzdaten für den PEMEC-Bau (1 MW Stack – ohne Balance of Plant, Zellmaterialien inkludiert) nach Bareiß et al. [37]

ecoinvent 3.7.1 Fluss/Prozess	Einheit	Menge
aluminium, primary, ingot	kg	54,00
carbon black	kg	4,50
fleece, polyethylene	kg	9,00
platinum	kg	7,71
steel, chromium steel 18/8	kg	0,05
sulfur trioxide	kg	0,07
tetrafluoroethylene	Kg	0,36
titanium, primary	kg	37

Tabelle A 6: Sachbilanzdaten für den SOEC- und Co-SOEC-Bau (Angaben pro Zelle) nach Schreiber et al. [27]

ecoinvent 3.7.1 Fluss/Prozess	Einheit	Menge
benzyl alcohol	g	3,01
carboxymethyl cellulose, powder	g	3,01
cerium oxide	g	0,201
cobalt hydroxide	g	0,394
copper oxide	g	0,143
electricity, low voltage	kWh	0,12
ethanol, without water, in 99.7% solution state,		
from ethylene	g	7,62
Ferric oxide - FeO(OH)	g	0,389
gadolinium oxide	g	0,053
inert waste	g	38,6
lanthanum oxide	g	1,98
manganese dioxide	g	0,351
nickel, class 1	g	17,9
strontium carbonate	g	0,324
transport, freight train	t*km	0,014
transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO5	t*km	0,0069
transport, freight, sea, container ship	t*km	0,401
yttrium oxide	g	2,42
zirconium oxide	g	14,9

Tabelle A 7: Sachbilanzdaten für den SOEC- und Co-SOEC-Bau (Angaben pro Stack) nach Schreiber et al. [27]

ecoinvent 3.7.1 Fluss/Prozess	Einheit	Menge
building, hall, steel construction	m2	0,029
building, multi-storey	m3	0,175
cast iron	kg	414
chromium	kg	117
cobalt	kg	1,5
electricity, low voltage	kWh	3611,5
Glass-cermet	kg	19,9
heat, district or industrial, natural gas	kWh	606
lanthanum oxide	kg	0,483
manganese	kg	2,84
nickel, class 1	kg	19,8
Occupation, industrial area	m2*a	5,26
sheet rolling, chromium steel	kg	534
titanium, primary	kg	0,374
Transformation, from unspecified	m2	0,105
Transformation, to industrial area	m2	0,105
transport, freight train	t*km	111
transport, freight, sea, container ship	t*km	55,6

Tabelle A 8: Sachbilanzdaten für den Reaktor der katalytischen Methanisierung nach Wettstein et al. [28]

ecoinvent 3.7.1 Fluss/Prozess	Einheit	Menge
aluminium, cast alloy	kg	0,45
building, hall, steel construction	m2	4,00E-04
electronics, for control units	kg	1
nickel, class 1	kg	0,063
transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6	t*km	5,8
transport, freight, sea, container ship	t*km	17,7
water, deionised	kg	1
zeolite, powder	kg	1

Tabelle A 9: Sachbilanzdaten für den Rieselbettreaktor (biologische Methanisierung) nach Wettstein et al. [28]

ecoinvent 3.7.1 Fluss/Prozess	Einheit	Menge
building, hall, steel construction	m2	0,0004
electronics, for control units	kg	1
polyethylene, high density, granulate	kg	8000
steel, chromium steel 18/8, hot rolled	kg	465

Tabelle A 10: Sachbilanzdaten für den Rührreaktor (biologische Methanisierung) nach Wettstein, et al. [28]

ecoinvent 3.7.1 Fluss/Prozess	Einheit	Menge
building, hall, steel construction	m2	4,00E-04
electronics, for control units	kg	1
steel, chromium steel 18/8, hot rolled	kg	10
steel, low-alloyed, hot rolled	kg	100