



4. Roadmap
des Kopernikus-Projektes „P2X“:
Phase II

TECHNISCHER ANHANG

Transformation – Anwendungen – Potenziale

Herausgebende:

Florian Ausfelder, Dinh Du Tran

GEFÖRDERT VOM



INHALT

VORWORT

AUTORINNEN UND AUTOREN

EXECUTIVE SUMMARY

KURZFASSUNG

INHALTSVERZEICHNIS

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

TABELLENVERZEICHNIS

VERZEICHNIS DER INFOBOXEN

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

A. WEITERENTWICKLUNG DES PROJEKTES IN PHASE II

1. Einleitung
2. Aufbau der Roadmap 4.0

B. ERGEBNISSE DER ANALYSEN

3. Methodische Hintergründe	4
3.1 Energiemodell	
3.2 Life Cycle Assessment	4
3.3 Techno-ökonomische Analyse	5
3.4 Akzeptanz	
3.5 Potenzialanalyse	6
4. Einbettung der Analysen in den Gesamtkontext der Energiewende und Klimaschutzziele	8
4.1 Übergreifende Energiesystemmodellierung	8
4.2 Strom als Haupteinflussfaktor für die ökologischen und ökonomischen Bewertungen	16
4.3 Die CO ₂ -Quelle als weiterer Einflussfaktor auf die ökonomischen/ökologischen Bewertungen	
4.4 Übergreifende Ergebnisse der Akzeptanzanalyse	

Erstellt im Rahmen der Roadmapping-Aktivitäten im Kopernikus-Projekt
P2X: Erforschung, Validierung und Implementierung von „Power-to-X“-Konzepten
gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung.

5. Verkehr	21
5.1 Entwicklung und Einordnung des Verkehrssektors	21
5.2 Analyse der Akzeptanz synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor	
5.3 Potenzialanalyse synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor	
5.4 Analyse der P2X-Wertschöpfungskette synthetischer Fischer-Tropsch-Kraftstoffe	22
5.5 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zu FT-Kraftstoffen	
6. Chemische Grundstoffe	27
6.1 Entwicklung und Einordnung chemischer Grundstoffe	27
6.2 Analyse der Akzeptanz zur Herstellung chemischer Grundstoffe	
6.3 Potenzialanalyse chemischer Grundstoffe	
6.4 Analyse der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette der biologischen Umwandlung zu Butanol	28
6.5 Analyse der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette der biologischen Umwandlung zu PME-Polymeren	32
6.6 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zu chemischen Grundstoffen	
7. Energieträger für die Industrie	36
7.1 Entwicklung und Einordnung des Industriesektors	36
7.2 Analyse der Akzeptanz hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff in der Industrie	
7.3 Potenzialanalyse zur Nutzung von Wasserstoff in der Industrie	
7.4 Analysen zu der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zur Herstellung von Wasserstoff über die PEM-Elektrolyse	37
7.5 Analysen zu der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zur Nutzung von Wasserstoff in der Spezialglasherstellung	41
7.6 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zur Wasserstoffnutzung	
8. Transportalternativen für Wasserstoff	44
8.1 Einordnung relevanter Technologien für den Transport von Wasserstoff	
8.2 Analysen zu der im Kopernikus P2X erforschten Transportoption über LOHC	44
8.3 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zur LOHC-Nutzung	

C. POWER-TO-X IM DISKURS

9. Potenzialanalyse unterschiedlicher Länder	
9.1 Methodik	
9.2 Fallstudien	
9.3 Fazit zu internationalen PtX-Länderanalysen	

10. Kernaussagen der Analysen

11. Demonstratoren und Bewertungsarbeiten in Phase III

LITERATURVERZEICHNIS 46

KONSORTIUM

IMPRESSUM

3. Methodische Hintergründe

3.1 Energiemodell

3.2 Life Cycle Assessment

Tabelle 3.1: Wertschöpfungsketten-übergreifende Annahmen.

Datengrundlage des Hintergrundsystems	ecoinvent Datenbank Version 3.6 – System Model: Cut-Off by Classification
Wirkungsabschätzungsmethode.	ReCiPe 2016 Midpoint (H).
Systemgrenzen für <ul style="list-style-type: none"> • Chemische Produkte • Kraftstoffe / Energieträger • Transporttechnologien 	Cradle-to-Gate Well-to-Wheel / Cradle-to-Grave Gate-to-Gate
Geografischer Bezugsraum	Deutschland (bei unzureichender geografischer Datenverfügbarkeit zunächst Europa, dann weltweit)
Betriebsweise	Kontinuierlich (90 % Anlagenverfügbarkeit)
Anlagen Lebensdauer	20 a (falls keine genaueren Herstellerangaben)
Anlagengröße	Die modellierten PtX-Anlagengrößen beziehen sich auf ihr langfristiges Potenzial im Jahr 2050
CO ₂ -Quelle	Für die P2X-Wertschöpfungsketten syn. FT-Kraftstoffe und die Butanol Fermentation wurden jeweils die CO ₂ -Quellen DAC und die Punktquelle Zementwerk analysiert. Für die P2X-Wertschöpfungsketten PME-Polyole wurde die Punktquelle Zementwerk evaluiert.

Tabelle 3.2: Ausgewertete Umweltkategorien.

Begriff in der Roadmap	Bezeichnung ReCiPe 2016	Referenzeinheit
Klimawandel	Climate Change	kg CO ₂ -Äq.
Partikel Emissionen	Fine Particulate Matter Formation [2]	kg PM _{2.5} -Äq.
Stratosphärischer Ozonabbau	Stratospheric Ozone Depletion [3]	kg CFC-11-Äq.
Sommersmog	Photochemical Ozone Formation, Human Health [2]	kg NO _x -Äq.
Versauerung	Terrestrial Acidification [4]	kg SO ₂ -Äq.
Wasserverbrauch	Freshwater Consumption [5], [6]	m ³
Ressourcenverbrauch	Fossil Depletion [7], [8]	RÖE.
Landnutzung	Land Use Occupation [9], [10]	jährliche Ernte-Äq.
Metallverbrauch	Metal Depletion [8]	kg Cu-Äq.

3.3 Techno-ökonomische Analyse

Die Tabellen in diesem Kapitel geben die Wertschöpfungsketten-übergreifenden Annahmen wieder. Spezifische Annahmen der einzelnen Wertschöpfungsketten werden in den Kapiteln 5–8 des Anhangs aufgeführt.

Tabelle 3.3: Allgemeine Parameter der TÖA.

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
CEPCI 2019	607,5		[11]
Betriebsstunden pro Jahr	8.000	h / a	Allg. Absprache in Roadmap 4.0
Abschreibedauer Anlagen allgemein	20	a	Allg. Absprache in Roadmap 4.0
Diskontierungssatz	5	%	Allg. Absprache in Roadmap 4.0
Lohnkosten Deutschland Verarbeitendes Gewerbe 2019	40,90	€ / h	[12]
Wechselkurs 1 € in US-\$ 2019	1,12		[13]

Tabelle 3.4: Betriebskosten.

Parameter	2020	2030	2050	Einheit	Quelle
Stromkosten	30,5	72,8	51,3	€/MWh	Berechnung aus Task „Energieszenario“
H ₂ Bereitstellungskosten aus PEM Elektrolyse	2,53	4,15	2,72	€/kg	Ergebnisse aus 7.4
CO ₂ Bereitstellungskosten aus DAC	600	265	140	€/t	Absprache mit technischem AP
CO ₂ Bereitstellungskosten aus Zementwerk (MEA)	58	107	82	€/t	Ergebnisse aus 4.3.2
Erdgas (reine Brennstoffkosten)	14,11	17,9	19,23	€/MWh	Berechnung aus Task „Energieszenario“
Erdgas inkl. CO ₂ -Preis	18,56	35,46	89,23	€/MWh	Berechnung aus Task „Energieszenario“
Wasser	2			€/m ³	[14]
Kühlwasser	0,0035			€/m ³	[15]
Entsorgung Prozesswasser	3,8			€/m ³	[16]

Tabelle 3.5: Kostenfaktoren für indirekte und direkte Betriebskosten.

	Basis	Thermochemisch	Thermochemisch	Elektrochemisch
Indirekte Betriebskosten		großskalig	kleinskalig	
Versicherung und Steuern	FCI (fixed capital investments) (CAPEX)	0,02	0,02	0,02
Maintenance labor (ML)	FCI / CAPEX	0,01	0,005	Wartungskosten werden auf Basis der Elektrolyseleistung ermittelt
Maintenance material (MM)	FCI / CAPEX	0,01	0,005	
Operating supplies (OS)	ML + MM	0,15	0,15	0,15
Administrative costs	PO	0,25	0,25	0,25
Plant overhead costs (PO)	Lohnkosten OL ¹ +OV+OS	0,50	0,05	0,50
Direkte Betriebskosten		Basis		Faktor
Operating supervision (OV)		Lohnkosten		0,15
Laboratory charges		Lohnkosten		0,20

¹ Operating labor

3.4 Akzeptanz

3.5 Potenzialanalyse

Tabelle 3.6: Stromproduktionsdaten aus dem TUM/OTH Modell.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Windenergie an Land	139,680	279,372	419,063	558,755
Windenergie auf See	22,383	122,866	223,348	323,830
PV	56,109	181,279	306,448	431,617
Wasserkraft	22,505	23,819	27,375	30,665
Biomasse	33,884	53,399	67,808	74,800
Geothermie	0,969	0,969	0,969	0,969

Tabelle 3.7: Angenommene Endenergiebedarfe in Deutschland.

Bruttostromverbrauch	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
P2X-Roadmap 4.0	504,226	517,346	528,764	496,045

 Tabelle 3.8: Verfügbare CO₂-Mengen (aus [17], [18]) aus Industrie- und biogenen Quellen.

	Menge [Mio. t]			
	2020	2030	2040	2050
Industriequellen				
Chemieindustrie	29,793	24,132	19,067	11,619
Energiesektor	308,180	175	46,227	46,227
Metallindustrie	30,268	27,594	22,057	16,520
Papierindustrie	7,816	5,210	2,605	0
Mineralindustrie	29,604	20,736	11,868	3,000
Biogene Quellen	4,52	2,67	3,39	4,3

 Tabelle 3.9: Strombedarfe für die CO₂-Abscheidung.

	[kWh/t]			
	2020	2030	2040	2050
DAC	800	400	400	365
Biogene Quellen	152,8	152,8	152,8	152,8

Für die Strombedarfe der industriellen Punktquellen wurde ein gewichteter Mittelwert genommen, abhängig von den ausgewählten Industriequellen.

 Tabelle 3.10: Strombedarf der CO₂-Abscheidung in den verschiedenen Industriesektoren.

	[kWh/t]			
	2020	2030	2040	2050
Chemieindustrie	111,00	111,00	111,00	111,00
Energiesektor	391,66	391,66	391,66	391,66
Metallindustrie	150,00	150,00	150,00	150,00
Papierindustrie	148,61	148,61	148,61	148,61
Mineralindustrie	158,33	158,33	158,33	158,33

4. Einbettung der Analysen in den Gesamtkontext der Energiewende und Klimaschutzziele

4.1 Übergreifende Energiesystemmodellierung

Tabelle 4.1: Hauptaktivitätsgrößen in den Szenarien Basis, Mena und Speicher.

Aktivitätsgröße	2020	2030	2040	2045	2050
Personenkilometer in Mrd.	1.142,7	1.138,3	1.106,1	1.085,1	1.062,9
Tonnenkilometer in Mrd.	685,9	737,7	791,8	819,9	849,2
Wirtschaftswachstum in % pro Jahr	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Wohnfläche in Mio. m ²	3.833	4.065	4.187	4.226	4.252

Tabelle 4.2: Hauptaktivitätsgrößen im Szenario Suffizienz.

Aktivitätsgröße	2020	2030	2040	2045	2050
Personenkilometer in Mrd.	1.142,7	1.077,1	954,2	890,8	839,3
Tonnenkilometer in Mrd.	685,9	689,5	701,0	707,0	712,3
Wirtschaftswachstum in % pro Jahr	0,7	0,1	0,1	0,1	0,1
Wohnfläche in Mio. m ²	3.833	3823	3796	3701	3546

Tabelle 4.3: Strom- und Wasserstoffbedarf in Europa im Szenario Basis.

Szenario	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Strom	3.087,1	3.391,2	3.986,7	4.262,4	4.538,1
Wasserstoff	0,0	422,9	1.069,9	1.723,6	2.377,3

Tabelle 4.4: Primärenergiebedarf im Szenario Basis.

Primärenergie	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Kernenergie	199,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle	525,5	111,4	6,6	0,8	0,8
Mineralöl	1.218,5	729,3	209,2	0,0	0,0
Erdgas	877,8	529,3	170,8	0,0	0,0
Biomasse	339,2	395,8	348,3	326,9	217,2
Wasser	19,1	17,9	20,1	21,0	21,9
Wind	132,4	313,3	588,9	588,9	588,9
Solar	61,4	140,3	502,6	575,9	621,2
Geothermie u. Umweltwärme	20,7	97,1	122,0	118,5	107,8
Sonstige	46,2	16,2	0,0	0,0	0,0
Stromimporte	0,0	91,4	90,5	98,7	111,8
PtX-Importe	0,0	80,3	185,0	235,1	301,6

Tabelle 4.5: Primärenergiebedarf im Szenario Mena.

Primärenergie	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Kernenergie	199,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle	525,5	109,4	6,6	0,8	0,8
Mineralöl	1.218,5	729,3	209,2	0,0	0,0
Erdgas	877,8	563,5	171,0	0,0	0,0
Biomasse	339,2	395,2	348,7	326,0	215,0
Wasser	19,1	17,9	20,1	21,0	21,9
Wind	132,4	280,9	546,9	562,5	578,2
Solar	61,4	131,7	448,4	541,4	606,4
Geothermie u. Umweltwärme	20,7	97,1	122,0	118,6	107,9
Sonstige	46,2	16,2	0,0	0,0	0,0
Stromimporte	0,0	90,9	75,7	87,4	99,1
PtX-Importe	0,0	85,7	242,8	271,8	300,7

Tabelle 4.6: Primärenergiebedarf im Szenario Speicher.

Primärenergie	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Kernenergie	199,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle	525,5	109,4	6,6	0,8	0,8
Mineralöl	1.218,5	729,3	209,2	0,0	0,0
Erdgas	877,8	533,4	170,8	0,0	0,0
Biomasse	339,2	393,8	344,5	322,2	211,5
Wasser	19,1	17,9	20,1	21,0	21,9
Wind	132,4	289,7	564,1	576,5	588,9
Solar	61,4	134,9	492,9	586,3	651,8
Geothermie u. Umweltwärme	20,7	97,1	122,0	118,5	107,8
Sonstige	46,2	16,2	0,0	0,0	0,0
Stromimporte	0,0	94,1	76,6	67,3	58,1
PtX-Importe	0,0	77,5	198,8	248,4	298,0

Tabelle 4.7: Primärenergiebedarf im Szenario Suffizienz.

Primärenergie	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Kernenergie	199,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle	525,5	108,1	10,8	0,8	0,8
Mineralöl	1.218,5	733,0	209,5	0,0	0,0
Erdgas	877,8	536,3	161,0	0,0	0,0
Biomasse	339,2	398,0	293,8	264,6	166,7
Wasser	19,1	17,9	20,1	21,0	21,9
Wind	132,4	226,7	490,3	483,8	477,4
Solar	61,4	150,8	404,5	456,7	482,2
Geothermie u. Umweltwärme	20,7	74,5	83,4	75,9	65,3
Sonstige	46,2	16,6	2,4	0,0	0,0
Stromimporte	0,0	111,9	90,9	113,8	136,8
PtX-Importe	0,0	53,3	150,1	189,1	228,1

Tabelle 4.8: Treibhausgasemissionen im Szenario Basis.

THG-Emissionen	[Mt CO ₂ -Äq]				
	2020	2030	2040	2045	2050
CO ₂ -Emissionen	669,7	336,4	94,0	21,8	21,7
Nicht-CO ₂ -Emissionen	82,3	66,7	55,3	50,7	46,3
Natürliche Senken (LULUCF)	0,0	0,0	-35,0	-40,0	-40,0
Technische Senken (CCS)	0,0	0,0	-7,5	-32,5	-28,0

Tabelle 4.9: Treibhausgasemissionen im Szenario Mena.

THG-Emissionen	[Mt CO ₂ -Äq]				
	2020	2030	2040	2045	2050
CO ₂ -Emissionen	669,7	342,5	94,0	21,8	21,7
Nicht-CO ₂ -Emissionen	82,3	66,7	55,3	50,7	46,3
Natürliche Senken (LULUCF)	0,0	0,0	-35,0	-40,0	-40,0
Technische Senken (CCS)	0,0	0,0	-7,5	-32,5	-28,0

Tabelle 4.10: Treibhausgasemissionen im Szenario Speicher.

THG-Emissionen	[Mt CO ₂ -Äq]				
	2020	2030	2040	2045	2050
CO ₂ -Emissionen	669,7	336,5	94,0	21,8	21,7
Nicht-CO ₂ -Emissionen	82,3	66,7	55,3	50,7	46,3
Natürliche Senken (LULUCF)	0,0	0,0	-35,0	-40,0	-40,0
Technische Senken (CCS)	0,0	0,0	-7,5	-32,5	-28,0

Tabelle 4.11: Treibhausgasemissionen im Szenario Suffizienz.

THG-Emissionen	[Mt CO ₂ -Äq]				
	2020	2030	2040	2045	2050
CO ₂ -Emissionen	669,7	338,8	93,1	20,0	19,6
Nicht-CO ₂ -Emissionen	82,3	51,8	30,5	22,2	14,6
Natürliche Senken (LULUCF)	0,0	0,0	-27,3	-40,0	-40,0
Technische Senken (CCS)	0,0	0,0	0,0	-2,2	0,0

Tabelle 4.12: Kumulierter Endenergie- und Rohstoffbedarf in den Szenarien Basis, Mena und Speicher.

Endenergie- und Rohstoffbedarf	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Kohle	147,8	75,5	5,8	0,0	0,0
Mineralöle	1.112,4	679,3	195,5	0,0	0,0
Erdgas	587,1	373,8	153,8	0,0	0,0
Sonstige	43,5	18,6	0,0	0,0	0,0
Fernwärme	140,4	139,0	88,6	101,1	100,9
Biomasse	194,2	248,4	199,0	199,1	120,2
Solarthermie	9,9	59,8	205,6	226,9	220,3
Strom	549,9	531,4	577,0	584,4	572,0
PtL	0,0	0,0	73,0	163,0	161,6
Methan	0,0	2,0	18,8	84,1	85,3
Wasserstoff	0,0	88,7	284,2	318,5	327,8

Tabelle 4.13: Kumulierter Endenergie- und Rohstoffbedarf im Szenario Suffizienz.

Endenergie- und Rohstoffbedarf	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Kohle	147,8	75,8	9,4	0,0	0,0
Mineralöle	1.112,4	683,3	196,1	0,0	0,0
Erdgas	587,1	374,1	145,2	0,0	0,0
Sonstige	43,5	19,0	3,0	0,0	0,0
Fernwärme	140,4	110,9	42,1	38,3	30,4
Biomasse	194,2	250,1	168,3	170,7	109,0
Solarthermie	9,9	59,8	208,6	226,4	217,3
Strom	549,9	498,9	528,4	511,9	485,2
PtL	0,0	0,0	60,9	152,4	149,6
Methan	0,0	1,4	12,8	78,7	75,7
Wasserstoff	0,0	51,6	210,7	236,3	233,4

Tabelle 4.14: Strom- und Wasserstoffbedarf in Deutschland in den Szenarien Basis, Mena und Speicher.

Bedarf	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Strom	504,2	517,4	528,8	507,6	496,1
Wasserstoff	2,7	91,1	406,4	639,5	648,5

Tabelle 4.15: Strom- und Wasserstoffbedarf in Deutschland im Szenario Suffizienz.

Bedarf	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Strom	504,2	483,0	480,5	429,1	425,9
Wasserstoff	2,7	53,3	309,2	536,5	526,3

Tabelle 4.16: Stromerzeugung in Deutschland im Szenario Basis.

Stromerzeugung	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Nuklear	61,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	36,0	0,6	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	82,0	0,3	0,0	0,0	0,0
Erdgas	91,6	45,8	0,2	0,0	0,0
Öl	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	5,9	9,8	9,0	7,6	3,8
Biomasse	44,4	41,2	39,8	33,8	15,3
Wasserkraft	18,7	17,6	19,7	19,7	21,5
PV Freifläche	51,0	69,5	251,2	307,7	342,8
PV Dachfläche	0,0	4,4	21,2	21,2	21,6
Wind Offshore	27,0	144,9	256,0	266,4	251,6
Wind Onshore	105,0	144,4	320,7	320,7	320,7
Geothermie	0,2	1,5	1,4	1,4	1,3

Tabelle 4.17: Stromerzeugung in Deutschland im Szenario Mena.

Stromerzeugung	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Nuklear	61,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	36,0	0,3	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	82,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Erdgas	91,6	47,0	0,2	0,1	0,0
Öl	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	5,9	9,9	9,4	6,5	3,7
Biomasse	44,4	41,7	41,6	28,1	14,6
Wasserkraft	18,7	17,6	19,7	20,6	21,5
PV Freifläche	51,0	21,8	174,1	245,0	315,9
PV Dachfläche	0,0	45,1	61,9	61,9	61,9
Wind Offshore	27,0	134,0	224,5	240,1	255,7
Wind Onshore	105,0	146,0	320,7	320,7	320,7
Geothermie	0,2	1,5	1,4	1,4	1,4

Tabelle 4.18: Stromerzeugung in Deutschland im Szenario Speicher.

Stromerzeugung	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Nuklear	61,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	36,0	0,6	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	82,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Erdgas	91,6	46,2	0,2	0,1	0,0
Öl	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	5,9	9,8	9,0	6,1	3,3
Biomasse	44,4	41,2	39,9	26,5	13,2
Wasserkraft	18,7	17,6	19,7	20,6	21,5
PV Freifläche	51,0	70,0	263,3	334,6	406,0
PV Dachfläche	0,0	4,4	21,2	21,2	21,2
Wind Offshore	27,0	138,3	241,7	254,0	266,4
Wind Onshore	105,0	150,5	320,7	320,7	320,7
Geothermie	0,2	1,5	1,4	1,3	1,3

Tabelle 4.19: Stromerzeugung in Deutschland im Szenario Suffizienz.

Stromerzeugung	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Nuklear	61,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	36,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	82,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	91,6	47,9	0,2	0,1	0,0
Öl	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	5,9	10,5	9,0	6,4	3,9
Biomasse	44,4	44,0	39,7	27,7	15,7
Wasserkraft	18,7	17,6	19,7	20,6	21,5
PV Freifläche	51,0	45,1	189,6	215,3	241,1
PV Dachfläche	0,0	4,4	4,4	12,8	21,2
Wind Offshore	27,0	55,3	207,2	196,9	186,6
Wind Onshore	105,0	170,7	281,6	285,5	289,3
Geothermie	0,2	1,5	1,4	1,4	1,4

4.2 Strom als Haupteinflussfaktor für die ökologischen und ökonomischen Bewertungen

Tabelle 4.20: Zukünftige Technologieverteilung der Stromerzeugung „Basisszenario“ aus der Energiesystemmodellierung, die als Grundlage für die ökologische Modellierung des Stroms verwendet wird.

	2020	2030	2045	2050
Biomasse	9,54 %	7,85 %	3,35 %	1,44 %
Steinkohle	6,83 %	0,15 %	0,00 %	0,00 %
Erdgas	17,38 %	6,64 %	0,00 %	0,09 %
Geothermie	0,04 %	0,22 %	0,11 %	0,10 %
Wasserkraft – Laufwasserkraftwerk	3,55 %	2,00 %	1,20 %	1,20 %
Wasserkraft – Speicherwasserkraftwerk	0,00 %	0,65 %	0,39 %	0,39 %
Braunkohle	15,56 %	0,10 %	0,00 %	0,00 %
Photovoltaik – Freiflächen	9,68 %	11,38 %	24,88 %	26,31 %
Photovoltaik – Dachflächen	0,00 %	0,66 %	1,71 %	3,04 %
Wind Offshore	5,12 %	22,75 %	21,54 %	19,70 %
Wind Onshore	19,92 %	24,40 %	25,94 %	23,73 %
Kernenergie	11,57 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Öl	0,80 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Importe	0,00 %	23,20 %	20,87 %	24,00 %
Summe	100 %	100 %	100 %	100 %

Tabelle 4.21: Importanteile der jeweiligen Importländer aus der Energiesystemmodellierung für die Stromerzeugungstechnologien Photovoltaik (Freifläche), Photovoltaik (Dachfläche) und Wind Onshore für die Bezugsjahre 2030, 2045 und 2050 (für das Bezugsjahr 2020 ergibt sich aus der Energiesystemmodellierung ein Importanteil von 0 %).

Gelb markierte Importanteile wurden länderspezifisch modelliert, d.h. es wurden länderspezifische Prozesse verwendet. Der aufsummierte Anteil der restlichen Importländer wurde als Proxy mit den deutschen Prozessen modelliert. Der Importanteil von Griechenland für die Erzeugungstechnologie Photovoltaik Freifläche wurde mit dem deutschen Prozess als Proxy modelliert, da es in ecoinvent 3.6 keinen griechischen Prozess für die Stromerzeugungstechnologie Photovoltaik Freifläche gibt. Alle weiteren Importe anderer Erzeugungstechnologien wurden als Proxy mit den deutschen Prozessen modelliert. Da fossile Stromerzeugungstechnologien durch die Transition des Energiesystems eine immer unwesentlichere Rolle in der Technologieverteilung einnehmen, wurden diese Importe als Proxy mit den deutschen Prozessen für die jeweilige Erzeugungstechnologie modelliert. Für die Erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, die nicht länderspezifisch modelliert wurden, unterscheiden sich die länderspezifischen Prozessdaten der ecoinvent Datenbank Version 3.6 unwesentlich oder gar nicht. An dieser Stelle wurden ebenfalls die deutschen Prozessdaten für die jeweiligen Stromerzeugungstechnologien genutzt

Land	2030			2045			2050		
	PV-Freifläche	PV-Dachfläche	WindOn	PV-Freifläche	PV-Dachfläche	WindOn	PV-Freifläche	PV-Dachfläche	WindOn
ALB	0%	5%	0%	0%	2%	0%	0%	1%	0%
AUT	4%	8%	0%	1%	13%	1%	3%	11%	1%
BEL	1%	8%	2%	2%	5%	1%	2%	5%	1%
BGR	2%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
BIH	1%	1%	0%	0%	3%	0%	1%	2%	0%
CHE	2%	20%	0%	1%	12%	0%	2%	6%	0%
CZE	2%	3%	2%	2%	1%	1%	2%	4%	1%
DEU	12%	11%	13%	15%	21%	12%	12%	27%	10%
DNK	0%	0%	4%	0%	0%	4%	0%	0%	3%
ESP	18%	10%	6%	28%	8%	12%	24%	5%	10%
EST	0%	0%	2%	0%	0%	3%	0%	0%	4%
FIN	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
FRA	16%	12%	16%	8%	12%	8%	9%	13%	7%
GBR	2%	0%	18%	2%	0%	14%	0%	0%	22%
GRC	4%	0%	0%	5%	0%	2%	11%	6%	2%
HRV	1%	2%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	0%
HUN	1%	8%	1%	1%	3%	1%	1%	0%	1%
IRL	0%	0%	4%	0%	0%	8%	0%	0%	7%
ITA	22%	4%	6%	18%	7%	3%	19%	5%	3%
KOS	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LTU	0%	0%	1%	0%	0%	2%	0%	0%	2%
LUX	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LVA	0%	0%	1%	0%	0%	3%	0%	0%	2%
MKD	1%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
MNE	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
NLD	1%	0%	6%	1%	7%	3%	1%	4%	2%
NOR	0%	0%	5%	0%	0%	6%	0%	0%	5%
POL	1%	3%	9%	4%	1%	9%	3%	4%	12%
PRT	4%	0%	1%	3%	0%	2%	3%	0%	1%
ROU	2%	3%	0%	2%	2%	1%	2%	2%	2%
SRB	0%	0%	0%	1%	0%	0%	1%	0%	1%
SVK	1%	1%	1%	0%	0%	1%	1%	2%	0%
SVN	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SWE	0%	0%	1%	2%	0%	0%	1%	0%	0%
Rest	33%	47%	53%	39%	42%	62%	34%	48%	47%

Tabelle 4.22: Umweltwirkungen je 1 kWh Strom entsprechend der zukünftigen Technologieverteilung der Stromerzeugung „Basisszenario“.

Umweltwirkungskategorie	Strom [TWh]				Einheit
	2020	2030	2045	2050	
Klimawandel	4,35E-01	1,34E-01	7,21E-02	6,64E-02	kg CO ₂ -Äq.
Partikel Emissionen	2,77E-04	1,65E-04	1,59E-04	1,54E-04	kg PM _{2,5} -Äq.
Stratosphärischer Ozonabbau	3,75E-07	2,25E-07	1,24E-07	6,93E-08	kg CFC-11-Äq.
Sommersmog	4,85E-04	2,27E-04	1,85E-04	1,82E-04	kg NO _x -Äq.
Versauerung	9,30E-04	5,63E-04	4,29E-04	3,65E-04	kg SO ₂ -Äq.
Wasserverbrauch	2,14E-03	1,60E-03	1,66E-03	1,79E-03	m ³
Ressourcenverbrauch	1,14E-01	3,90E-02	1,63E-02	1,56E-02	RÖE.
Landnutzung	1,84E-02	1,82E-02	1,85E-02	1,70E-02	Jährliche Ernte-Äq.
Metallverbrauch	1,01E-03	1,17E-03	1,50E-03	1,58E-03	kg Cu-Äq.

Tabelle 4.23: Prozesse der Strommodellierung.

Prozess	Verwendete Datensätze
Infrastruktur Cluster	GLO: market for transmission network, electricity, medium voltage ecoinvent 3.6 RER: market for sulfur hexafluoride, liquid ecoinvent 3.6 GLO: market for transmission network, electricity, high voltage ecoinvent 3.6 UCTE: transmission network construction, long-distance ecoinvent 3.6
Biomasse Cluster	DE: heat and power co-generation, biogas, gas engine ecoinvent 3.6 DE: heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014 ecoinvent 3.6
Steinkohle Cluster	DE: electricity production, hard coal ecoinvent 3.6 DE: heat and power co-generation, hard coal ecoinvent 3.6
Erdgas Cluster	DE: heat and power co-generation, natural gas, conventional power plant, 100 MW electrical ecoinvent 3.6 DE: electricity production, natural gas, combined cycle power plant ecoinvent 3.6 DE: electricity production, natural gas, conventional power plant ecoinvent 3.6 DE: heat and power co-generation, natural gas, combined cycle power plant, 400 MW electrical ecoinvent 3.6
Geothermie Cluster	DE: electricity production, deep geothermal ecoinvent 3.6
Wasserkraft Cluster (Laufwasserkraftwerke)	DE: electricity production, hydro, run-of-river ecoinvent 3.6
Wasserkraft Cluster (Speicherwasserkraftwerke)	DE: electricity production, hydro, reservoir, non-alpine region ecoinvent 3.6
Braunkohle Cluster	DE: electricity production, lignite ecoinvent 3.6 DE: heat and power co-generation, lignite ecoinvent 3.6
PV Cluster (Dachfläche)	DE: electricity production, photovoltaic, 3 kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted ecoinvent 3.6 DE: electricity production, photovoltaic, 3 kWp slanted-roof installation, single-Si, panel, mounted ecoinvent 3.6
PV Cluster (Freifläche)	DE: electricity production, photovoltaic, 570 kWp open ground installation, multi-Si ecoinvent 3.6
Wind Cluster (Offshore)	DE: electricity production, wind, 1–3 MW turbine, offshore ecoinvent 3.6
Wind Cluster (Onshore)	DE: electricity production, wind, 1–3 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 DE: electricity production, wind, < 1 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 DE: electricity production, wind, > 3 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6

Erdöl Cluster	DE: electricity production, oil ecoinvent 3.6 DE: heat and power co-generation, oil ecoinvent 3.6
Kernenergie Cluster	DE: electricity production, nuclear, pressure water reactor ecoinvent 3.6 DE: electricity production, nuclear, boiling water reactor ecoinvent 3.6
Import Cluster	AT: electricity production, photovoltaic, 3 kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted ecoinvent 3.6 AT: electricity production, photovoltaic, 3 kWp slanted-roof installation, single-Si, panel, mounted ecoinvent 3.6 CH: electricity production, photovoltaic, 3 kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted ecoinvent 3.6 CH: electricity production, photovoltaic, 3 kWp slanted-roof installation, single-Si, panel, mounted ecoinvent 3.6 DE: electricity production, deep geothermal ecoinvent 3.6 DE: electricity production, hard coal ecoinvent 3.6 DE: electricity production, hydro, reservoir, non-alpine region ecoinvent 3.6 DE: electricity production, hydro, run-of-river ecoinvent 3.6 DE: electricity production, lignite ecoinvent 3.6 DE: electricity production, natural gas, combined cycle power plant ecoinvent 3.6 DE: electricity production, natural gas, conventional power plant ecoinvent 3.6 DE: electricity production, nuclear, boiling water reactor ecoinvent 3.6 DE: electricity production, nuclear, pressure water reactor ecoinvent 3.6 DE: electricity production, oil ecoinvent 3.6 DE: electricity production, photovoltaic, 3 kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted ecoinvent 3.6 DE: electricity production, photovoltaic, 3 kWp slanted-roof installation, single-Si, panel, mounted ecoinvent 3.6 DE: electricity production, photovoltaic, 570 kWp open ground installation, multi-Si ecoinvent 3.6 DE: electricity production, wind, < 1 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 DE: electricity production, wind, > 3 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 DE: electricity production, wind, 1–3 MW turbine, offshore ecoinvent 3.6 DE: electricity production, wind, 1–3 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 DE: heat and power co-generation, biogas, gas engine ecoinvent 3.6 DE: heat and power co-generation, hard coal ecoinvent 3.6 DE: heat and power co-generation, lignite ecoinvent 3.6 DE: heat and power co-generation, natural gas, combined cycle power plant, 400 MW electrical ecoinvent 3.6 DE: heat and power co-generation, natural gas, conventional power plant, 100 MW electrical ecoinvent 3.6 DE: heat and power co-generation, oil ecoinvent 3.6 DE: heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014 ecoinvent 3.6 ES: electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted ecoinvent 3.6 ES: electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, single-Si, panel, mounted ecoinvent 3.6 ES: electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si ecoinvent 3.6 ES: electricity production, wind, < 1 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 ES: electricity production, wind, > 3 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 ES: electricity production, wind, 1–3 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 FR: electricity production, photovoltaic, 3 kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted ecoinvent 3.6 FR: electricity production, photovoltaic, 3 kWp slanted-roof installation, single-Si, panel, mounted ecoinvent 3.6 FR: electricity production, photovoltaic, 570 kWp open ground installation, multi-Si ecoinvent 3.6 FR: electricity production, wind, < 1 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 FR: electricity production, wind, > 3 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 FR: electricity production, wind, 1–3 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 GB: electricity production, wind, < 1 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 GB: electricity production, wind, > 3 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 GB: electricity production, wind, 1–3 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 GLO: market for transmission network, electricity, high voltage ecoinvent 3.6 GLO: market for transmission network, electricity, medium voltage ecoinvent 3.6 IT: electricity production, photovoltaic, 570 kWp open ground installation, multi-Si ecoinvent 3.6 PL: electricity production, wind, < 1 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 PL: electricity production, wind, > 3 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 PL: electricity production, wind, 1–3 MW turbine, onshore ecoinvent 3.6 RER: market for sulfur hexafluoride, liquid ecoinvent 3.6 UCTE: transmission network construction, long-distance ecoinvent 3.6

4.3 Die CO₂-Quelle als weiterer Einflussfaktor auf die ökonomischen/ökologischen Bewertungen

4.4 Übergreifende Ergebnisse der Akzeptanzanalyse

5. Verkehr

5.1 Entwicklung und Einordnung des Verkehrssektors

Tabelle 5.1: Endenergiebedarf im Verkehrssektor in den Szenarien Basis, Mena und Speicher.

Szenario	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Diesel	425,8	227,8	48,5	0,0	0,0
Benzin	191,1	101,6	13,6	0,0	0,0
Kerosin	122,2	105,5	56,2	0,0	0,0
Erdgas	5,9	3,5	0,9	0,0	0,0
Biomasse	29,0	15,7	2,6	0,0	0,0
Strom ohne PtX	16,3	51,6	98,3	106,2	104,4
PtL-Kraftstoff	0,0	0,0	36,3	87,9	86,5
PtG-Wasserstoff	0,0	64,5	124,7	144,8	149,8

Tabelle 5.2: Endenergiebedarf im Verkehrssektor im Szenario Suffizienz.

Szenario	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Diesel	425,8	225,2	46,5	0,0	0,0
Benzin	191,1	101,6	13,6	0,0	0,0
Kerosin	121,9	100,5	56,2	0,0	0,0
Erdgas	5,9	3,5	0,9	0,0	0,0
Biomasse	29,0	15,2	2,2	0,0	0,0
Strom ohne PtX	16,3	45,6	81,6	83,6	78,1
PtL-Kraftstoff	0,0	0,0	27,0	77,2	74,5
PtG-Wasserstoff	0,0	47,4	89,8	100,9	98,4

5.2 Analyse der Akzeptanz synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor

5.3 Potenzialanalyse synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor

5.4 Analyse der P2X-Wertschöpfungskette synthetischer Fischer-Tropsch-Kraftstoffe

5.4.1 Prozessbeschreibung.

Betrachtet wurde eine Großanlage mit 100 MW Elektrolyseleistung, die kontinuierlich im Betrieb ist. Die Systemgrenzen schließen die Prozesskette zur Herstellung der FT-Kraftstoffe und beim LCA auch die anschließende Verbrennung im Flugzeug ein. Die Flugzeugherstellung, die Flughafeninfrastruktur sowie die Wartung wurden nicht miteinbezogen, da sie für das synthetische Kerosin und das fossile Äquivalent identisch sind. Die folgenden Schritte wurden demnach betrachtet:

- CO₂- Bereitstellung: Direct Air Capture (DAC) von Climeworks
- Synthesegasbereitstellung: HT-Co-Elektrolyse von Sunfire und Standardkompression
- Fischer-Tropsch Synthese von Ineratec
- Aufarbeitung und Auftrennung: Hydrierende Spaltung, Isomerisierung und Auftrennung von KIT-IMVT
- LCA: Verbrennung des Kerosins im Flugzeug (Datengrundlage: ecoinvent 3.6)

Die in den folgenden Tabellen aufgeführten Energie- und Stoffstromdaten stammen aus einer vom KIT-IMVT durchgeführten Prozesssimulation der Prozesskette auf Basis der von den technischen Partnern zur Verfügung gestellten Daten. Der CO₂-Input wurde hier als gegeben angenommen. Der DAC-Schritt wurde aufgrund der Datenlage noch nicht in der Prozesssimulation implementiert, wenngleich der Energiebedarf für die Bilanz mitberücksichtigt wurde. Die Daten und Informationen zur CO₂-Punktquelle sind in Kapitel 4.3 aufgeführt. Die Daten zum Anlagenbau wurden von den Partnern aus den technischen Arbeitspaketen zur Verfügung gestellt.

Als Strominput wird analog zu den anderen Wertschöpfungsketten deutscher Netzstrom angenommen. Auch der Wärmeinput wird für den nicht durch Wärmeintegration abgedeckten Restwärmebedarf (siehe Tabelle 5.5) durch Strom gedeckt.

Tabelle 5.3: Allgemeine Prozessparameter der Prozesskette zur Herstellung von FT-Kerosin.

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
Kraftstoff pro Stunde	5.641	kg / h	Techn. AP
CO ₂ -Gewinnung DAC pro Stunde	17.539	kg / h	Techn. AP
Synthesegasbereitstellung pro Stunde	24.344	kg / h	Techn. AP

Tabelle 5.4: Inputs der Prozesskette zur Herstellung von FT-Kerosin.

Parameter	2020	2030	2050	Einheit	Quelle
DAC					
Strombedarf DAC	16,95	8,8	4,3	MW	Techn. AP
Strombedarf Verflüssigung	4,1	3,8	3,4	MW	Techn. AP
Wärmebedarf	98,2	61,0	32,5	MW	Techn. AP
Wärmebedarf extern bei (HT-) Wärmerückgewinnung	80,3	43,0	14,5	MW	Techn. AP
Sorbentbedarf pro Stunde	78,9	10,5	5,3	kg/h	Techn. AP
Synthesegasbereitstellung					
Strombedarf Elektrolyse	105	105	105	MW	Techn. AP
Strombedarf Kompression	8	8	8	MW	Techn. AP
Wasserbedarf pro Stunde	18.800	18.800	18.800	kg/h	Techn. AP
Abwasser pro Stunde	2.800	2.800	2.800	kg/h	Techn. AP
FT-Synthese					
Strombedarf	0,2	0,2	0,2	MW	Techn. AP
Katalysatorbedarf pro Jahr	31.000	31.000	31.000	kg/a	Techn. AP
Aufbereitung					
Strombedarf	0,04	0,04	0,04	MW	Techn. AP
Katalysatorbedarf pro Jahr	548	548	548	kg/a	Techn. AP
Abwasser pro Stunde	8.300	8.300	8.300	kg/h	Techn. AP
Balance of Plant					
Strombedarf (2 % des Gesamtstrombedarfs der Anlagen)	4	4	4	MW	Techn. AP

5.4.2 Life Cycle Assessment

Verwendete ecoinvent-Datensätze (ecoinvent 3.6):

DIRECT AIR CAPTURE

- copper production, primary | copper | Cutoff, U-[RER]
- market for alkyd paint, white, without water, in 60% solution state | alkyd paint, white, without water, in 60% solution state | Cutoff, U-[RER]
- market for aluminium, primary, ingot | aluminium, primary, ingot | Cutoff, U-[IAI Area], [EU27 & EFTA]
- market for concrete, normal | concrete, normal | Cutoff, U-[RoW]
- market for scrap aluminium | scrap aluminium | Cutoff, U-[Europe without Switzerland]
- market for stone wool | stone wool | Cutoff, U-[GLO]
- market for synthetic rubber | synthetic rubber | Cutoff, U-[GLO]
- market for tube insulation, elastomere | tube insulation, elastomere | Cutoff, U-[GLO]
- market for waste polyurethane | waste polyurethane | Cutoff, U-[DE]
- metal working, average for aluminium product manufacturing | metal working, average for aluminium product manufacturing | Cutoff, U-[RER]
- metal working, average for copper product manufacturing | metal working, average for copper product manufacturing | Cutoff, U-[RER]
- metal working, average for steel product manufacturing | metal working, average for steel product manufacturing | Cutoff, U-[RER]
- reinforcing steel production | reinforcing steel | Cutoff, U-[RER]
- steel production, converter, unalloyed | steel, unalloyed | Cutoff, U-[RER]
- steel production, electric, chromium steel 18/8 | steel, chromium steel 18/8 | Cutoff, U-[RER]
- steel production, electric, low-alloyed | steel, low-alloyed | Cutoff, U-[RER]
- treatment of aluminium scrap, post-consumer, by collecting, sorting, cleaning, pressing | aluminium scrap, post-consumer, prepared for melting | Cutoff, U-[RER]
- treatment of copper scrap by electrolytic refining | copper | Cutoff, U-[RER]
- treatment of scrap copper, municipal incineration | scrap copper | Cutoff, U-[Europe without Switzerland]

- treatment of waste mineral wool, inert material landfill | waste mineral wool, for final disposal | Cutoff, U-[Europe without Switzerland]
- treatment of waste polyurethane, municipal incineration | waste polyurethane | Cutoff, U-[RoW]
- treatment of waste rubber, unspecified, municipal incineration | waste rubber, unspecified | Cutoff, U-[Europe without Switzerland]

SYNTHESEGASBEREITSTELLUNG

- electricity production, wind, 1-3 MW turbine, onshore | electricity, high voltage | Cutoff, U-[DE]
- market for acrylic binder, without water, in 34% solution state | acrylic binder, without water, in 34% solution state | Cutoff, U-[RER]
- market for barium oxide | barium oxide | Cutoff, U-[GLO]
- market for boric oxide | boric oxide | Cutoff, U-[GLO]
- market for cerium concentrate, 60% cerium oxide | cerium concentrate, 60% cerium oxide | Cutoff, U-[GLO]
- market for cobalt | cobalt | Cutoff, U-[GLO]
- market for compressed air, 700 kPa gauge | compressed air, 700 kPa gauge | Cutoff, U-[RER]
- market for concrete, normal | concrete, normal | Cutoff, U-[RoW]
- market for copper | copper | Cutoff, U-[GLO]
- market for cyclohexane | cyclohexane | Cutoff, U-[GLO]
- market for ferrite | ferrite | Cutoff, U-[GLO]
- market for lanthanum oxide | lanthanum oxide | Cutoff, U-[GLO]
- market for manganese(III) oxide | manganese(III) oxide | Cutoff, U-[GLO]
- market for metal working, average for chromium steel product manufacturing | metal working, average for chromium steel product manufacturing | Cutoff, U-[GLO]
- market for nickel, 99.5% | nickel, 99.5% | Cutoff, U-[GLO]
- market for refractory, basic, packed | refractory, basic, packed | Cutoff, U-[GLO]
- market for samarium europium gadolinium concentrate, 94% rare earth oxide | samarium europium gadolinium concentrate, 94% rare earth oxide | Cutoff, U-[GLO]

- market for silicon, metallurgical grade | silicon, metallurgical grade | Cutoff, U-[GLO]
- market for stone wool | stone wool | Cutoff, U-[GLO]
- market for strontium carbonate | strontium carbonate | Cutoff, U-[GLO]
- market for zirconium oxide | zirconium oxide | Cutoff, U-[GLO]
- metal working, average for copper product manufacturing | metal working, average for copper product manufacturing | Cutoff, U-[RER]
- metal working, average for steel product manufacturing | metal working, average for steel product manufacturing | Cutoff, U-[RER]
- reinforcing steel production | reinforcing steel | Cutoff, U-[RER]
- steel production, converter, unalloyed | steel, unalloyed | Cutoff, U-[RER]
- steel production, electric, chromium steel 18/8 | steel, chromium steel 18/8 | Cutoff, U-[RER]
- treatment of copper scrap by electrolytic refining | copper | Cutoff, U-[RER]
- treatment of waste concrete, inert material landfill | waste concrete | Cutoff, U-[Europe without Switzerland]
- packed [GLO]

FT-SYNTHESE

- Civil Engineering & Hall (100kt CO₂/a)
- market for aluminium oxide, non-metallurgical | aluminium oxide, non-metallurgical | Cutoff, U - IAI Area, EU27 & EFTA
- market for cobalt | cobalt | Cutoff, U-[GLO]
- market for concrete, normal | concrete, normal | Cutoff, U-[RoW]
- market for metal working, average for chromium steel product manufacturing | metal working, average for chromium steel product manufacturing | Cutoff, U-[GLO]
- market for metal working, average for steel product manufacturing | metal working, average for steel product manufacturing | Cutoff, U-[GLO]
- market for stone wool | stone wool | Cutoff, U-[GLO]
- reinforcing steel production | reinforcing steel | Cutoff, U-[RER]
- steel production, converter, unalloyed | steel, unalloyed | Cutoff, U-[RER]
- steel production, electric, chromium steel 18/8 | steel, chromium steel 18/8 | Cutoff, U-[RER]
- treatment of waste concrete, inert material landfill | waste concrete | Cutoff, U-[Europe without Switzerland]

AUFBEREITUNG UND ABTRENNUNG

- market for concrete, normal | concrete, normal | Cutoff, U-[RoW]
- market for metal working, average for chromium steel product manufacturing | metal working, average for chromium steel product manufacturing | Cutoff, U-[GLO]
- market for stone wool | stone wool | Cutoff, U-[GLO]
- market for zeolite, powder | zeolite, powder | Cutoff, U-[GLO]
- platinum group metal, extraction and refinery operations | platinum | Cutoff, U-[ZA]
- reinforcing steel production | reinforcing steel | Cutoff, U-[RER]
- steel production, converter, unalloyed | steel, unalloyed | Cutoff, U-[RER]
- steel production, electric, chromium steel 18/8 | steel, chromium steel 18/8 | Cutoff, U-[RER]
- treatment of automobile catalyst | platinum | Cutoff, U-[RER]
- treatment of waste concrete, inert material landfill | waste concrete | Cutoff, U-[Europe without Switzerland]
- treatment of waste zeolite, inert material landfill | waste zeolite | Cutoff, U-[CH]
- treatment of waste concrete, inert material landfill | waste concrete | Cutoff, U-[Europe without Switzerland]

Tabelle 5.5: Strom- und Wärmebedarf der DAC und der HT-Co-Elektrolyse in den betrachteten Szenarien (2050).

Parameter	Worst Case	Basis	Best Case	Einheit	Quelle
Strombedarf DAC	6	4,3	2,6	MW	Techn. AP
Wärmebedarf DAC	41	32,5	23,9	MW	Techn. AP
Strombedarf Elektrolyse	111,5	104,9	99,1	MW	Techn. AP

5.4.3 Techno-ökonomische Analyse

Die Daten für die Investitionsausgaben und deren Entwicklung wurden für die DAC, die Synthesegasbereitstellung und die Aufbereitung und Abtrennung von den jeweiligen Firmen/ Entwicklern bereitgestellt. Hier ist lediglich eine Plausibilitätsprüfung, nicht jedoch eine objektive inhaltliche Prüfung möglich gewesen.

Tabelle 5.6: Total Capital Investment.

Parameter	2020	2030	2050	Einheit	Quelle
Total Capital Investment					
DAC	486	147	81	M€	Techn. AP
Synthesegasbereitstellung	246	67	50	M€	Techn. AP
FT-Synthese	90	72	59	M€	Prognos (2020)
Aufbereitung	4	4	4	M€	Techn. AP

Kosten und Mengenangaben, die nicht bereits in übergeordneten Kapiteln angegeben sind, sind in Tabelle 5.7 aufgeführt.

Tabelle 5.7: Sonstige Betriebsmittel.

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
DAC Sorbent Preis	20	€/ kg	Techn. AP
Wasserstoffbedarf für Aufbereitung	167	kg / h	Techn. AP
Wasserstoffpreis für Aufbereitung	8	€/ kg	Techn. AP

Die Personalkosten wurden aus Stundenlohn (siehe Kapitel 3.3) und Arbeitsstunden berechnet. In Absprache mit dem technischen AP wurde die Annahme getroffen, dass immer zwei Personen für die gesamte Anlage vor Ort sind. Damit ergeben sich 16.000 Stunden pro Jahr. Lohnkosten für Wartung und Instandhaltung wurden mit einem Zuschlagsfaktor separat berechnet.

5.5 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zu FT-Kraftstoffen

6. Chemische Grundstoffe

6.1 Entwicklung und Einordnung chemischer Grundstoffe

Tabelle 6.1: Endenergie- und Rohstoffbedarf für chemische Grundstoffe in den Szenarien Basis, Mena und Speicher.

Energieträger	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Kohle	7,3	5,7	3,7	0,0	0,0
Mineralöl	210,9	178,2	62,5	0,0	0,0
Gas	82,4	67,0	31,9	0,0	0,0
Sonstige	3,9	2,0	0,0	0,0	0,0
Fernwärme	22,0	12,1	5,9	9,2	9,3
Biomasse	24,5	42,1	42,0	41,9	41,8
Solarthermie	0,1	4,2	9,0	8,1	7,5
Strom	44,1	47,3	63,0	66,6	67,0
PtL	0,0	0,0	36,6	75,1	75,1
CH ₄	0,0	0,2	4,0	52,7	54,1
H ₂	0,0	23,8	126,3	140,1	144,3

Tabelle 6.2: Endenergie- und Rohstoffbedarf für chemische Grundstoffe im Szenario Suffizienz.

Energieträger	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Kohle	7,3	5,8	4,3	0,0	0,0
Mineralöl	210,9	189,1	64,7	0,0	0,0
Gas	82,4	76,9	36,9	0,0	0,0
Sonstige	3,9	2,0	0,0	0,0	0,0
Fernwärme	22,0	12,2	2,0	1,9	0,8
Biomasse	24,5	42,2	42,1	41,9	41,8
Solarthermie	0,1	4,2	8,7	8,1	8,0
Strom	44,1	39,0	56,1	57,9	56,4
PtL	0,0	0,0	33,9	75,1	75,1
CH ₄	0,0	0,0	3,1	47,6	47,6
H ₂	0,0	4,0	106,2	121,0	120,5

6.2 Analyse zur Akzeptanz zur Herstellung chemischer Grundstoffe

6.3 Potenzialanalyse chemischer Grundstoffe

6.4 Analyse der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette der biologischen Umwandlung zu Butanol

6.4.1 Prozessbeschreibung

Tabelle 6.3: Prozessparameter der CO₂-zu-CO-Elektrolyse.

Szenario	CO ₂ -zu-CO-Elektrolyse			Einheit
	Basic	Intermediate	Advanced	
Jahr	2020	2030	2050	
Parameter				
Zelle				
Spannung	4	2,9	2,5	V
Stromdichte	300	600	1000	mA/cm ²
Oberfläche	3.000	5.000	20.000	cm ²
FE-CO	80	90	95	%
Massenstrom CO ₂ Input	2,331	5,983	31,218	kg/h
Volumenstrom CO ₂ Input	1.177	3.021	15.766	l/h
Elektrolysezellen	2.783	742	105	Stück
Input				
Strombedarf	9,30	6,16	5,02	kWh/kg CO
CO ₂ (Bedarf)	5,971	3,811	3,111	kg/kg CO
Wasserverbrauch	0,129	0,048	0,013	kg/kg CO
Produktgaszusammensetzung				
CO ₂	70	57	49	%
CO	25	40	50	%
H ₂	5	3	1	%
Output				
CO	1,000	1,000	1,000	kg/kg CO
CO ₂	4,400	2,239	1,540	kg/kg CO
O ₂	0,686	0,614	0,583	kg/kg CO
H ₂	0,014	0,005	0,001	kg/kg CO

Tabelle 6.4: Prozessparameter der Butanol-Fermentation.

Szenario	Butanol-Fermentation			Einheit
	Basic	Intermediate	Advanced	
	2020	2030	2050	
Jahr				
Parameter				
Input				
Strombedarf	0,58	0,58	0,58	kWh / kg Butanol
Verhältnis CO/CO ₂	2,8	2,8	2,8	
CO ₂ (Bedarf)	1,842	1,842	1,842	kg / kg Butanol
aus CO ₂ -Elektrolyse	1,842	0,938	0,645	kg / kg Butanol
aus DAC	0,000	0,905	1,197	kg / kg Butanol
H ₂ (Bedarf)	0,314	0,314	0,314	kg / kg Butanol
aus CO ₂ -Elektrolyse	0,006	0,002	0,001	kg / kg Butanol
aus PEM	0,308	0,312	0,313	kg / kg Butanol
CO ₂ (Bedarf)	4.605	4.605	4.605	kg / h
CO (Bedarf)	1.047	1.047	1.047	kg / h
H ₂ (Bedarf)	785	785	785	kg / h
Output				
Butanol	1,000	1,000	1,000	kg / kg Butanol
Abwasser	1,522	1,522	1,522	kg / kg Butanol
Biomasse-Abfall	0,053	0,053	0,053	kg / kg Butanol
Butanol	2.500	2.500	2.500	kg / h

Tabelle 6.5: Prozessparameter der CO₂-Abscheidung aus Zementwerken.

Parameter	Wert	Einheit	Kommentar
CO ₂ -Konzentration Abgas	20	%	Bandbreite 20–30 %
CO ₂ -Konzentration Produktgas	99,8	mol %	
Abscheidegrad CO ₂	90	%	
Druckniveau	1	bar	
Energiebedarf elektrisch	0,052	MJ / kg CO ₂	Wert interpoliert
Energiebedarf thermisch	3,134	MJ / kg CO ₂	Wert interpoliert
Boiler Effizienz	99	%	Elektrischer Boiler zur Dampferzeugung
Kompression	100	bar	Für Pipelinetransport
Transportdistanz	200	km	

Tabelle 6.6 Prozessparameter der CO₂-Abscheidung mit Monoethanolamin (MEA).

Parameter	Wert	Einheit	Kommentar
MEA-Konzentration	30	%	
MEA-Bedarf; monoethanolamine _ethanolamine production RER]	1,60	kg / t CO ₂	Verluste durch Degradation
Wasserbedarf	3,73	kg / t CO ₂	

Quellen für die Daten: [20], [21], [22].

Verwendete ecoinvent-Datensätze (ecoinvent 3.6):**INFRASTRUKTUR CO₂ CAPTURE**

- steel, chromium steel 18/8_market for steel, chromium steel 18/8 [GLO]
- concrete, sole plate and f ..._market for concrete, sole plate and foundation [RoW]
- transport, freight, lorry ..._market for transport, freight, lorry > 32 metric_3 [RER]

INFRASTRUKTUR KOMPRESSOR

- concrete, normal_market for concrete, normal [RoW]
- diesel, burned in building machine_diesel, burned in building machine [GLO]
- steel, chromium steel 18/8 ..._steel production, chromium steel 18/8, hot rolled [RER]
- steel, low-alloyed, hot rolled_steel production, low-alloyed, hot rolled [RER]
- copper_market for copper [GLO]
- polyethylene, high density ..._market for polyethylene, high density, granulat ... [Euro ...]

INFRASTRUKTUR PIPELINE

- sand_market for sand [GLO]
- diesel, burned in building machine_diesel, burned in building machine [GLO]
- reinforcing steel_market for reinforcing steel [GLO]
- drawing of pipe, steel_drawing of pipe, steel [RER]
- bitumen adhesive compound, hot_bitumen adhesive compound production, hot [RER]
- polyethylene, high density..._market for polyethylene, high density, granulat... [Euro...]
- transport, freight train_transport, freight train [DE]

DIRECT AIR CAPTURE

- aluminium, cast alloy; market for aluminium, cast alloy [GLO]
- polyethylene, high density, granulate; market for polyethylene, high density, granulate [Euro ...]
- chromium steel pipe; market for chromium steel pipe [GLO]
- stone wool, packed; market for stone wool, packed [GLO]
- steel, low-alloyed; market for steel, low-alloyed [GLO]
- copper; market for copper [GLO]

- ethylene glycol, at plant [RER]
- anionic resin; market for anionic resin [GLO]
- oncrete, sole plate and foundation; market for concrete, sole plate and foundation [RoW]
- reinforcing steel; market for reinforcing steel [GLO]
- sand; market for sand [GLO]
- gravel, crushed; market for gravel, crushed [RoW]

CO₂-ELEKTROLYSEUR

- tetrafluoroethylene; market for tetrafluoroethylene [GLO]
- titanium, primary; market for titanium, primary [GLO]
- silver; market for silver [GLO]
- steel, chromium steel 18/8; market for steel, chromium steel 18/8 [GLO]
- accrylonitrile-butadiene-styrene copolymer; market for acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer [GLO]
- copper; market for copper [GLO]
- inverter, 500 kW; market for inverter, 500 kW [GLO]
- graphite; market for graphite [GLO]

BUTANOL-FERMENTATION

- concrete, sole plate and f ..._market for concrete, sole plate and foundation [CH]
- steel, unalloyed_market for steel, unalloyed [GLO]
- steel, chromium steel 18/8 ..._market for steel, chromium steel 18/8, hot rolled [GLO]
- steel, low-alloyed, hot rolled_market for steel, low-alloyed, hot rolled [GLO]
- diesel, burned in building machine_market for diesel, burned in building machine [GLO]
- waste concrete, not reinforced_market for waste concrete, not reinforced [Euro...]
- atty alcohol_market for fatty alcohol [GLO]

PEM-ELEKTROLYSE

(siehe Kapitel 7.4)

6.4.3 Techno-ökonomische Analyse

Tabelle 6.7: Techno-ökonomische Parameter der CO₂-zu-CO-Elektrolyse.

Szenario	CO ₂ -zu-CO-Elektrolyse			Einheit
	Basic	Intermediate	Advanced	
Jahr	2020	2030	2050	
Parameter				
Abschreibedauer Elektrolysestack	10	10	10	
CAPEX	2.955	2.485	2.485	€ / kW
O&M (in % von CAPEX)	3	3	3	%

Tabelle 6.8: Techno-ökonomische Parameter der Butanol Fermentation.

Szenario	CO ₂ -zu-CO-Elektrolyse			Einheit
	Basic	Intermediate	Advanced	
Jahr	2020	2030	2050	
Parameter				
CAPEX *	1.800.000	1.800.000	1.800.000	€ / a
O&M **	620.000	620.000	620.000	€ / a

* Ableitung von LanzaTech Anlage in Belgien

<https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2015/07/13/steels-big-dog-jumps-into-low-carbon-fuels-arcelormittal-lanzatech-primetals-technologies-to-construct-96m-biofuel-production-facility>

** 90% der Kosten sind Raw Materials Costs; 10% der Kosten sind Utilitykosten (O&M)

https://processdesign.mccormick.northwestern.edu/index.php/Estimation_of_production_cost_and_revenue

6.5 Analyse der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zu Herstellung von PME Polymeren

6.5.2 Life Cycle Assessment

Tabelle 6.9: Technologiemix Propylenoxid.

Technologie	Grundlage Prozessdaten	Anteil
Chlorhydrinverfahren mit Natronlauge	GaBi Datenbank	22 %
Chlorhydrinverfahren mit Kalkmilch	GaBi Datenbank	22 %
Oxiran-Verfahren	GaBi Datenbank	16 %
HPPO-Verfahren	Covestro	5 %
PO-SM-Verfahren	Covestro	34 %

Tabelle 6.10: Verwendete Datensätze.

Prozess	Verwendete Datensätze
PME Polyol-Synthese	Propylenoxid siehe Tabelle XX Katalysator gemäß Covestro Daten RER: market for propylene glycol, liquid ecoinvent 3.6 RER: market for heat, from steam, in chemical industry ecoinvent 3.6 RER: market for compressed air, 700 kPA gauge ecoinvent 3.6 RER: market for nitrogen, liquid ecoinvent 3.6 RER: market for water, completely softened ecoinvent 3.6 GLO: market for chemical factory, organics ecoinvent 3.6
Paraformaldehyd-Synthese	RER: market for heat, from steam, in chemical industry ecoinvent 3.6
Methanol-Synthese	RER: market for heat, from steam, in chemical industry ecoinvent 3.6 DE: market for natural gas, high pressure ecoinvent 3.6 GLO: market for methanol ecoinvent 3.6
CO ₂ -Abscheidung aus Zementwerken mittels Monoethanolamin (MEA)	siehe technischer Anhang Kapitel 6.4.2
Infrastruktur CO ₂ -Abscheidung	siehe technischer Anhang Kapitel 6.4.2
PEM-Elektrolyse	siehe technischer Anhang Kapitel 7.4.2

Tabelle 6.11: Verwendete Datensätze.

Prozess	Verwendete Datensätze
PME Polyol-Synthese – konventionelle PO-basierte Route	Propylenoxid siehe Tabelle XX Katalysator gemäß Covestro Daten GLO: market for chemical factory, organics ecoinvent 3.6 RER: market for compressed air, 700 kPA gauge ecoinvent 3.6 RER: market for heat, from steam, in chemical industry ecoinvent 3.6 RER: market for nitrogen, liquid ecoinvent 3.6 RER: market for propylene glycol, liquid ecoinvent 3.6 RER: market for water, completely softened ecoinvent 3.6
PME Polyol-Synthese – pFA-fossil Route	Propylenoxid siehe Tabelle XX Katalysator gemäß Covestro Daten GLO: market for chemical factory, organics ecoinvent 3.6 RER: market for compressed air, 700 kPA gauge ecoinvent 3.6 RER: market for heat, from steam, in chemical industry ecoinvent 3.6 RER: market for nitrogen, liquid ecoinvent 3.6 RER: market for water, completely softened ecoinvent 3.6 GLO: market for methanol ecoinvent 3.6
PME Polyol-Synthese – pFA-P2X Route	Propylenoxid siehe Tabelle XX Formaldehyd gemäß Covestro Daten GLO: market for chemical factory, organics ecoinvent 3.6 RER: market for compressed air, 700 kPA gauge ecoinvent 3.6 RER: market for heat, from steam, in chemical industry ecoinvent 3.6 RER: market for nitrogen, liquid ecoinvent 3.6 RER: market for water, completely softened ecoinvent 3.6 DE: market for natural gas, high pressure ecoinvent 3.6
CO ₂ -Abscheidung aus Zementwerken mittels Monoethanolamin (MEA)	siehe technischer Anhang Kapitel 6.4.2
Infrastruktur CO ₂ -Abscheidung	siehe technischer Anhang Kapitel 6.4.2
PEM-Elektrolyse	siehe technischer Anhang Kapitel 7.4.2

6.5.3 Techno-ökonomische Analyse

Tabelle 6.12: Rohstoffpreise.

Rohstoffe	Kosten	Einheit	Quelle
Propylenoxid	1,4	€/kg	[23]
Glycerin	0,73	€/kg	[23]

Tabelle 6.13: Techno-ökonomische Parameter Methanol (MeOH) Anlage pFA-PtX 20 kt/a Anlage [24].

	Menge / Kosten	Einheit
Investitionskosten	8.284.000	€
Wasserstoff (H ₂)	0,188	kt _{H₂} / kt _{MeOH}
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	1,37	kt _{CO₂} / kt _{MeOH}
Elektrizität	281,9	MWh / kt _{MeOH}
Kühlwasser (KW)	91,42	kt _{KW} / kt _{MeOH}
Schmutzwasser (SW)	0,561	kt _{SW} / kt _{MeOH}
Arbeiter	16	Personen

Tabelle 6.14: Techno-ökonomische Parameter Methanol (MeOH) Anlage pFA-fossil 1000 kt/a Anlage [24].

	Menge / Kosten	Einheit
Investitionskosten	123.600.000	€
Erdgas (EG)	6.640	MW _{EG} / kt _{MeOH}
Wärme	1.710	MW _{EG} / kt _{MeOH}

Tabelle 6.15: Techno-ökonomische Parameter Paraformaldehyd (pFA) Anlage pFA-fossil und pFA-PtX 20 kt/a Anlage [25].

	Menge / Kosten	Einheit
Investitionskosten	1.694.000	€
Methanol (MeOH)	1,462	kt _{MeOH} / kt _{pFA}
Wasser (W)	0,657	kt _W / kt _{pFA}
Luft (L)	2,6933	kt _L / kt _{pFA}
Elektrizität	33,89	MWh / kt _{pFA}
Kühlwasser (KW)	122,16	kt _{KW} / kt _{pFA}
Dampf (D)	1702,58	kt _D / kt _{pFA}
Arbeiter	18	Personen

Tabelle 6.16: Techno-ökonomische Parameter Polyol Anlage LA-PtX 50 kt/a Anlage (abhängig vom Molekulargewicht) [23].

	Menge / Kosten	Einheit
Investitionskosten	6.750.000	€
Propylenoxid (PO)	0,55 bis 0,9	k_{TPO} / k_{TPME}
Lineare Acetale (LA)	0,1 bis 0,45	k_{TLA} / k_{TPME}
Elektrizität	19,84	MWh / k_{TPME}
Kühlwasser (KW)	17,85	k_{TKW} / k_{TPME}
Schmutzwasser (SW)	0,0002	k_{TSW} / k_{TPME}
Arbeiter	18	Personen

6.6 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zu chemischen Grundstoffen

7. Energieträger für die Industrie

7.1 Entwicklung und Einordnung des Industriesektors

Tabelle 7.1: Endenergie- und Rohstoffbedarf in der Industrie in den Szenarien Basis, Mena und Speicher.

Energieträger	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Kohle	143,9	73,8	5,4	0,0	0,0
Mineralöl	225,4	180,3	62,6	0,0	0,0
Gas	236,1	162,3	66,5	0,0	0,0
Sonstige	43,5	18,6	0,0	0,0	0,0
Fernwärme	57,8	32,6	24,8	38,2	38,4
Biomasse	59,2	127,4	123,3	111,7	106,9
Solarthermie	0,8	24,5	51,9	46,9	43,3
Strom	231,2	220,9	251,6	262,2	259,6
CH ₄	0,0	2,0	18,8	84,1	85,3
H ₂	0,0	24,2	159,5	173,7	178,0
PtL	0,0	0,0	36,6	75,1	75,1

Tabelle 7.2: Endenergie- und Rohstoffbedarf in der Industrie im Szenario Suffizienz.

Energieträger	Strom [TWh]				
	2020	2030	2040	2045	2050
Kohle	143,9	74,0	9,0	0,0	0,0
Mineralöl	225,4	191,5	64,9	0,0	0,0
Gas	236,1	162,4	57,8	0,0	0,0
Sonstige	43,5	19,0	3,0	0,0	0,0
Fernwärme	57,8	32,6	12,3	14,6	12,0
Biomasse	59,2	129,5	124,7	116,1	109,0
Solarthermie	0,8	24,5	50,6	46,9	46,3
Strom	231,2	198,2	231,1	227,4	219,0
CH ₄	0,0	1,4	12,8	76,5	75,7
H ₂	0,0	4,1	120,9	135,4	134,9
PtL	0,0	0,0	33,9	75,1	75,1

7.2 Analyse der Akzeptanz hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff in der Industrie

7.3 Potenzialanalyse zur Nutzung von Wasserstoff in der Industrie

7.4 Analysen zu der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zur Herstellung von Wasserstoff über die PEM-Elektrolyse

7.4.1 Life Cycle Assessment

Tabelle 7.4: Prozessparameter der Herstellung von Wasserstoff mittels PEM-Elektrolyse

Parameter	2020	2030	2050	Einheit	Quelle
Anlagegröße	0.25; 1; 10	0.25; 1; 10	0.25; 1; 10	MW	Techn. AP
Stack Lebensdauer	40.000	56.000	80.000	h	Techn. AP
H ₂ Ausgangsdruck	30	30	30	bar	Techn. AP
Wasserbedarf	9	9	9	kg H ₂ O / kg H ₂	Techn. AP
Strombedarf	53.52	49.36	45.83	kWh / kg H ₂	Techn. AP
Ir-Loading	2	0,2	0,2	mg / cm ²	Techn. AP
Specific Ir-Loading	944	30.9	12	µg / kg H ₂	Ergebnis

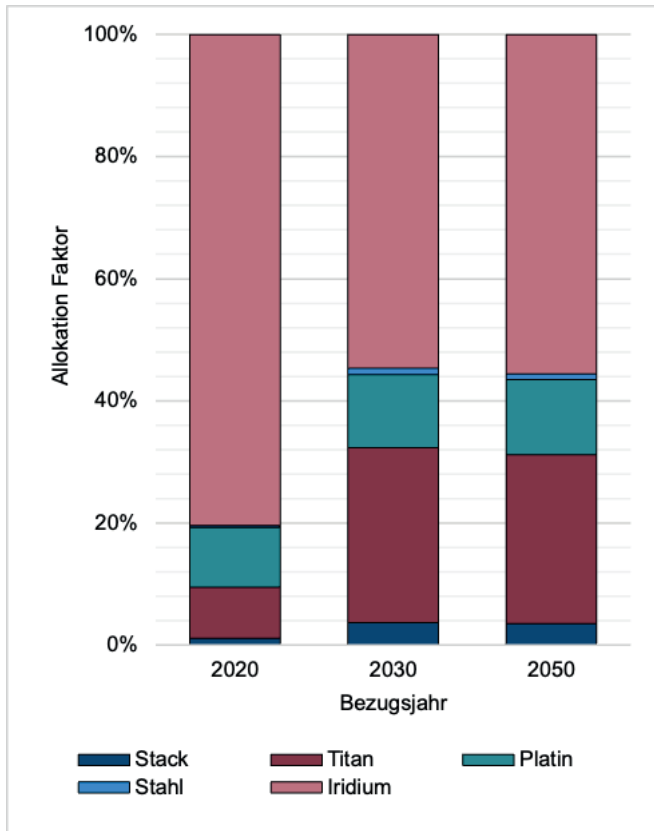


Abbildung 7.1: Allokationsfaktoren der End-of-Life Betrachtung auf den Stack und die recycelten Materialien.

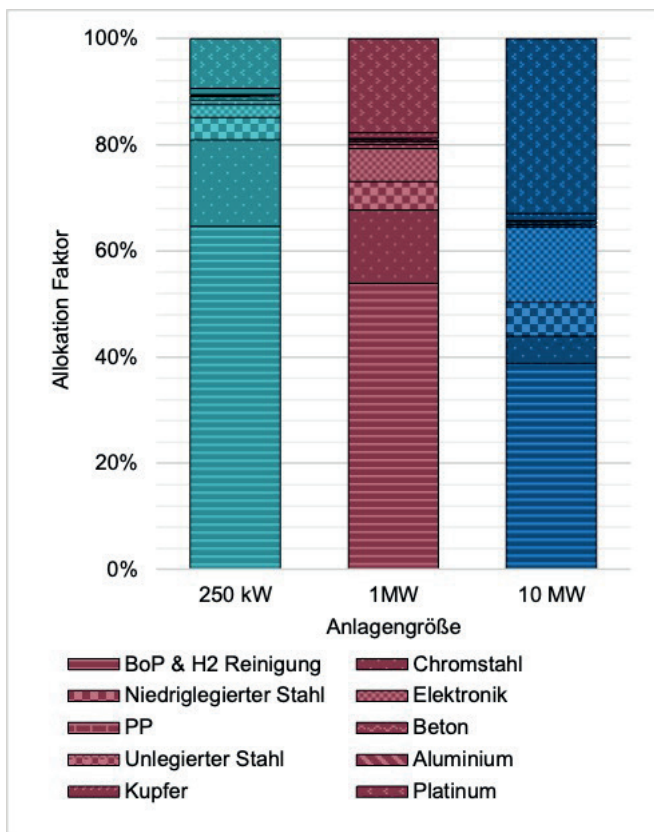


Abbildung 7.2: Allokationsfaktoren der End-of-Life Betrachtung auf die verschiedene Anlagengrößen und die recycelten Materialien. BoP: Balance of Plant, PP: Polypropylene.

Verwendete ecoinvent-Datensätze (ecoinvent 3.6):**PEM STACK**

- market for Titanium dioxide - [RER]
- production Tetrafluoroethylene - [RER]
- production Solvent, organic - [GLO]
- selective coating, copper sheet, sputtering - [DE]
- market for sulfuric acid - [RER]
- market for Titanium, primary - [GLO]
- deep drawing, steel, 650 kN press, automode - [RER]
- production Phenolic resin - [RER]
- carbon fibre reinforced plastic, injection moulded - [GLO]
- textile production, cotton, weaving * - [RoW]
- market for Platinum - [GLO]
- market for Carbon black - [GLO]
- thermoforming, with calendering - [RER]
- production Polysulfide, sealing compound - [RER]
- processing Injection moulding - [RER]
- production Sulfur trioxide - [RER]
- production Fleece, polyethylene - [RER]
- production Polyphenylene sulfide - [GLO]
- market for Steel, chromium steel 18/8 - [GLO]
- processing Wire drawing, steel - [RER]
- sinter production, iron * - [RoW]
- Platinum group metal (Iridium Proxy) - [ZA]

BOP & H₂-REINIGUNG

- market for Steel, low-alloyed, hot rolled - [GLO]
- market for Electronics, for control units - [GLO]
- market for Tetrafluoroethylene - [GLO]
- production Pump, 10kW *- [CH]
- market for concrete block Concrete block - [DE]
- market for Intermodal shipping container, 20-foot oder 40-foot - [GLO]
- market for Steel, chromium steel 18/8 - [GLO]
- market for Steel, unalloyed - [GLO]
- market for Aluminium, primary, ingot - [IAI Area, EU27 & EFTA]
- market for Copper - [GLO.]
- market for Platinum - [GLO]
- activated carbon production, granular from hard coal Activated carbon, granular - [RoW]
- market for Polypropylene, granulate - [GLO]

BETRIEB VON PEM

- water production, deionised Water, deionised - [Europe without Switzerland]
- market for sodium silicate, solid Sodium silicate, solid - [RER]
- market for Methanol - [GLO]
- market for Ammonia, liquid - [RoW]
- market for Nitrogen, liquid - [RER]

*Diese Datensätze werden als Proxy verwendet und wurden weiterverarbeitet.

7.4.2 Prozessbeschreibung und TÖA

Tabelle 7.5: Technische Parameter der PEM Elektrolyse

Parameter	2020	2030	2050	Einheit	Quelle
Gesamtstrombedarf	53.52	49.36	45.84	kWh / kg H ₂	Techn. AP
Stacklebensdauer	5	7	10	a	Techn. AP
Ausgangsdruck	30	30	30	bar	Techn. AP

Tabelle 7.6: Ökonomische Parameter der PEM Elektrolyse

Parameter	2020	2030	2050	Einheit	Quelle
Wartungskosten	12.50	8	6	€ / (kW a)	[26]
Referenzsystem – Kosten	960	396	305	€ / kW	[27], [28], [26]
Referenzsystem – Größe	5	100	100	MW	[27], [28]

Tabelle 7.7: Es sind die Scaling Faktoren sowie die jeweiligen Kostenanteile bei der Referenzgröße angegeben.

Komponente der PEM-EL	Scaling factor [4]	Kostenanteil bei Referenzgröße [26], [28]
Stack	0.89	37 %
Elektrische Komponenten	0.75	28 %
Gaskonditionierung	0.6	10 %
Balance of Plant	0.73	25 %

7.5 Analysen zu der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zur Nutzung von Wasserstoff in der Spezialglasherstellung

7.5.1 Prozessbeschreibung

Tabelle 7.8: Technische Parameter Hydrierung.

	Wert	Einheit	Quelle
Kapazität	12	t / d	Techn. AP
Temperaturniveau	250	°C	Techn. AP
Lebensdauer Katalysator	4	a	Techn. AP
Strombedarf	1	kWh / kg H ₂	Techn. AP
Nutzbare Reaktionswärme	8.1	kWh / kg H ₂	Techn. AP
Verluste Benzyltoluol (BT)	0.1	% / Zyklus	Techn. AP

Tabelle 7.9: Technische Parameter unterschiedlicher Umwandlungskomponenten für den Wasserstofftransport.

Quelle	Verflüssigung			Hydrierung			Dehydrierung			Einheit
	[31], [32]			Techn. AP			Techn. AP			
Jahr	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050	
Strombedarf	10.3	8.53	6.76	1.0			0.18			kWh _{El} / kgH ₂
Wärmebedarf	0			0			11,6 (9) *			kWh _{Heat} / kgH ₂
Wärmeabgabe	0			8.16			0			kWh _{Heat} / kgH ₂
H ₂ -Verluste	1,65			0			0			%

* 11.6 kWh / kgH₂ für industrielle Abwärme; 9 kWh / kgH₂ für elektrische Heizelemente

Tabelle 7.10: Technische Parameter des LKW-Transports.

	Wert	Einheit	Quelle
Straßendistanz	200	km	Annahme
Durchschnittsgeschwindigkeit	50	km / h	[32]
Lebensdauer LKW	8	a	[32]
Betriebstunden LKW & Auflieger	2.000	h / a	[32]
Lebensdauer Auflieger	12	a	[32]

Tabelle 7.11: Technische Parameter unterschiedlicher Transportkomponenten.

Jahr	GH ₂			LH ₂			LOHC			Einheit	Quelle
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050		
Kapazität LKW	1.200	1.400	1.400	3.500	3.900	4.300	1.530	1.620	1.710	kg H ₂	[32]
Druckniveau	500			1			1			bar	[32]
Be- und Entladzeit	1,5			3			1			h	
Verbrauch Diesel	39,9	–	–	39,9	–	–	39,9	–	–	l _{Diesel} / 100 km	[33]
Verbrauch H ₂	–	5,61	3,85	–	5,61	3,85	–	5,61	3,85	kg H ₂ / 100 km	[33]

Tabelle 7.12: Technische Parameter Dehydrierung.

	Wert (2020/2030/2050)	Einheit	Quelle
Temperaturniveau Dehydrierung	290	°C	Techn. AP
Druckniveau Dehydrierung	1,5–2,0	bar	Techn. AP
Vollständigkeit der Dehydrierung	85/90/95	%	Techn. AP
Lebensdauer Katalysator	4	a	Techn. AP
Strombedarf Dehydrierung	0,18	kWh / kg	Techn. AP
Wärmebedarf Dehydrierung	11	kWh / kg	Techn. AP
Druckniveau nach der Dehydrierung	2	bar	Techn. AP

Tabelle 7.13: Technische Parameter Spezialglasherstellung, Quelle: Techn. AP.

	Wert	Einheit
Wasserstoffbedarf	450	kg / h
Sauerstoffbedarf	4.100	kg / h
Strombedarf	600	kWh / h
Strombedarf Luftzerlegungsanlage	0,4	kWh / Nm ³ O ₂
Wärmeauskopplung	35	% der benötigten Dehydrierwärme

7.5.2 Life Cycle Assessment

Verwendete Datensätze aus ecoinvent für die Hydrierung

- GLO: market for aluminium oxide
- GLO: market for steel, chromium steel 18/8
- GLO: market for aluminium, wrought alloy
- GLO: market for steel, unalloyed
- CH: stone wool production
- RER: market for epoxy resin, liquid
- CH: market for polyethylene terephthalate, granulate
- GLO: market for copper

Verwendete Datensätze aus ecoinvent für die LOHC Tanks

- GLO: market for steel, chromium steel 18/8
- GLO: market for aluminium, wrought alloy
- GLO: market for steel, unalloyed
- RER: market for epoxy resin, liquid
- CH: market for polyethylene terephthalate, granulate
- GLO: market for copper
- RER: cast iron production
- GLO: market for steel, low-alloyed

Verwendete Datensätze aus ecoinvent für die Dehydrierung

- GLO: market for aluminium oxide
- GLO: market for steel, chromium steel 18/8
- GLO: market for aluminium, wrought alloy
- GLO: market for steel, unalloyed
- CH: stone wool production

- GLO: market for copper
- RER: market for epoxy resin, liquid
- CH: market for polyethylene terephthalate, granulate

Sonstige Annahmen:

- Anteil recyceltes Platin an Katalysatoren: 95,57 % basierend auf [3],
- BT Herstellung wie DBT Herstellung basierend auf [35],
- Bau Verflüssigungsanlage basierend auf [30],
- Bau Hochdruckwasserstofftanks (Typ IV) basierend auf [35],
- Diesel-LKW Modellierung basierend auf ecoinvent Datensatz angepasst durch [33],
- Modellierung des Brennstoffzellen-LKW mit Brennstoffzelle von [3] und Tank von [36] skaliert auf Werte für Lkw von [33].

7.6 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zur Wasserstoffnutzung

8. Transportalternativen für Wasserstoff

8.1 Einordnung relevanter Technologien für den Transport von Wasserstoff

8.2 Analysen zu der im Kopernikus P2X erforschten Transportoption über LOHC

8.2.1 Prozessbeschreibung

Tabelle 8.1: Prozess und Randbedingungen für die Versorgung einer H₂-Tankstelle per LOHC

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
Hydriertemperatur	250	°C	Techn. AP
Kapazität – Hydriereinheit	12	tH ₂ / d	Techn. AP
Dehydriertemperatur	300	°C	Techn. AP
Kapazität – Dehydriereinheit	1,2	tH ₂ / d	Techn. AP
Vertankungsprofil	600 / 90	kgH ₂ / min	Techn. AP
Vertankungstemperatur	-20	°C	Techn. AP
Druck des vollen Bustanks	350	bar	Techn. AP

8.2.2 Life Cycle Assessment

Verwendete Datensätze aus ecoinvent für die PSA

- Verwendete Datensätze aus ecoinvent für die PSA
- GLO: market for steel, chromium steel 18/8
- GLO: market for steel, unalloyed
- GLO: market for copper
- CH: market for polyethylene terephthalate, granulate
- RER: market for lubricating oil

8.2.3 Techno-ökonomische Analyse

Tabelle 8.2: Techno-ökonomische Parameter der Versorgung einer H₂-Tankstelle per LOHC

Parameter	2020	2030	2050	Einheit	Quelle
Vollständigkeit Dehydrierung	85	90	95	%	Techn. AP
LOHC Verluste pro Zyklus	0,1	0,1	0,1	%	Techn. AP
H ₂ – Verluste in PSA	5	3	1	%	Techn. AP
FCI – Hydriereinheit	0,688	0,401	0,125	M€ / (tH ₂ / d)	Techn. AP
FCI – Dehydriereinheit	3,51	1,99	0,74	M€ / (tH ₂ / d)	Techn. AP
Kosten Benzyltoluol	3,00	2,08	1,50	€ / kg	Techn. AP
FCI – Tankstelle	3,40	3,40	3,0	M€ / (tH ₂ / d)	Techn. AP
OPEX – Tankstelle (exkl. Strom)	54,5	54,5	54,5	k € / a	Techn. AP

8.3 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zur LOHC-Nutzung

9. Potenzialanalysen unterschiedlicher Länder

9.1 Methodik

9.2 Fallstudien

9.3 Fazit zu internationalen PtX-Länderanalysen

10. Kernaussagen der Analysen

11. Mögliche Demonstratoren- und Bewertungsarbeiten in Phase III

- [1] **T. Stocker, Hrsg.**, Climate change 2013: the physical science basis: Working Group I contribution to the Fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. New York: Cambridge University Press, 2014.
- [2] **R. van Zelm, P. Preiss, T. van Goethem, R. Van Dingenen, und M. Huijbregts**, „Regionalized life cycle impact assessment of air pollution on the global scale: Damage to human health and vegetation“, *Atmospheric Environment*, Bd. 134, S. 129–137, Juni 2016, doi: 10.1016/j.atmosenv.2016.03.044.
- [3] **World Meteorological Organization, Hrsg.**, Scientific assessment of ozone depletion: 2010: pursuant to Article 6 of the Montreal Protocol on Substances that Deplete the Ozone Layer. in Global Ozone Research and Monitoring Project report, no. no. 52. Geneva, Switzerland: World Meteorological Organization, 2011.
- [4] **P.-O. Roy, L. B. Azevedo, M. Margni, R. van Zelm, L. Deschênes, und M. A. J. Huijbregts**, „Characterization factors for terrestrial acidification at the global scale: A systematic analysis of spatial variability and uncertainty“, *Science of The Total Environment*, Bd. 500–501, S. 270–276, Dez. 2014, doi: 10.1016/j.scitotenv.2014.08.099.
- [5] **P. Döll und S. Siebert**, „Global modeling of irrigation water requirements: GLOBAL MODELING OF IRRIGATION WATER REQUIREMENTS“, *Water Resour. Res.*, Bd. 38, Nr. 4, S. 8-1-8–10, Apr. 2002, doi: 10.1029/2001WR000355.
- [6] **A. Y. Hoekstra und M. M. Mekonnen**, „The water footprint of humanity“, *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.*, Bd. 109, Nr. 9, S. 3232–3237, Feb. 2012, doi: 10.1073/pnas.1109936109.
- [7] **T. C. Ponsioen, M. D. M. Vieira, und M. J. Goedkoop**, „Surplus cost as a life cycle impact indicator for fossil resource scarcity“, *Int J Life Cycle Assess.*, Bd. 19, Nr. 4, S. 872–881, Apr. 2014, doi: 10.1007/s11367-013-0676-z.
- [8] **M. Vieira, T. Ponsioen, M. Goedkoop, und M. Huijbregts**, „Surplus Cost Potential as a Life Cycle Impact Indicator for Metal Extraction“, *Resources*, Bd. 5, Nr. 1, S. 2, Jan. 2016, doi: 10.3390/resources5010002.
- [9] **L. de Baan, R. Alkemade, und T. Koellner**, „Land use impacts on biodiversity in LCA: a global approach“, *Int J Life Cycle Assess.*, Bd. 18, Nr. 6, S. 1216–1230, Juli 2013, doi: 10.1007/s11367-012-0412-0.
- [10] **M. Curran, S. Hellweg, und J. Beck**, „Is there any empirical support for biodiversity offset policy?“, *Ecological Applications*, Bd. 24, Nr. 4, S. 617–632, Juni 2014, doi: 10.1890/13-0243.1.
- [11] **Chemical Engineering**. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.chemengonline.com/>
- [12] **Statistisches Bundesamt**. Zugegriffen: 4. August 2021. [Online]. Verfügbar unter: www.destatis.de/
- [13] **Statista GmbH**. Zugegriffen: 4. August 2021. [Online]. Verfügbar unter: www.statista.de
- [14] **F. G. Albrecht, D. H. König, N. Baucks, und R.-U. Dietrich**, „A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study“, *Fuel*, Bd. 194, S. 511–526, 2017, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.12.003>.
- [15] **Wasserentnahmegeltgesetz des Landes Nordrhein-Westfalen – WasEG** [Online]. Verfügbar unter: https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_bes_text?sg=0&menu=1&bes_id=5231&aufgehoben=N&anw_nr=2. Zugegriffen: 27. September 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_bes_text?sg=0&menu=1&bes_id=5231&aufgehoben=N&anw_nr=2
- [16] **Chemiepark Wulfen**. Zugegriffen: 27. September 2022. [Online]. Verfügbar unter: www.chemiepark.de/fileadmin/chemiepark_de/content/dokumente/preisblatt_agb-e_ab_2020.pdf
- [17] **European Environment Agency (EEA)**, „E-PRTR“, European Pollutant Release and Transfer Register. <https://prtr.eea.europa.eu/#/home> (zugegriffen 19. März 2021).
- [18] **T. Fröhlich, S. Blömer, D. Münter, und L.-A. Brischke**, „CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland – Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit“, Heidelberg, ifeu paper, Sep. 2019. Zugegriffen: 22. März 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO2-Quellen-f%c3%bcr-PtX.pdf
- [19] **C. Beuttler, L. Charles, und J. Wurzbacher**, „The Role of Direct Air Capture in Mitigation of Anthropogenic Greenhouse Gas Emissions“, *Front. Clim.*, Bd. 1, 2019, doi: 10.3389/fclim.2019.00010.
- [20] **J. Husebye, A. L. Brunsvold, S. Roussanaly, und X. Zhang**, „Techno Economic Evaluation of Amine based CO₂ Capture: Impact of CO₂ Concentration and Steam Supply“, *Energy Procedia*, Bd. 23, S. 381–390, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.06.053.
- [21] **A. K. Morken u.a.**, „Degradation and Emission Results of Amine Plant Operations from MEA Testing at the CO₂ Technology Centre Mongstad“, *Energy Procedia*, Bd. 114, S. 1245–1262, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1379.
- [22] **S. Roussanaly, C. Fu, M. Voldsund, R. Anantharaman, M. Spinelli, und M. Romano**, „Techno-economic Analysis of MEA CO₂ Capture from a Cement Kiln – Impact of Steam Supply Scenario“, *Energy Procedia*, Bd. 114, S. 6229–6239, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1761.
- [23] **C. Fernández-Dacosta u. a.**, „Prospective techno-economic and environmental assessment of carbon capture at a refinery and CO₂ utilisation in polyol synthesis“, *Journal of CO₂ Utilization*, Bd. 21, S. 405–422, Okt. 2017, doi: 10.1016/j.jcou.2017.08.005.
- [24] **A. Otto, V. Forschungszentrum Jülich GmbH, und Zentralbibliothek**, „Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie“, 2015.

- [25] **G. J. Millar und M. Collins**, „Industrial Production of Formaldehyde Using Polycrystalline Silver Catalyst“, *Ind. Eng. Chem. Res.*, Bd. 56, Nr. 33, S. 9247–9265, Aug. 2017, doi: 10.1021/acs.iecr.7b02388.
- [26] **T. Smolinka u. a.**, „Studie IndWEDe“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie_v04.1.pdf
- [27] **Expertengespräch am 11.12.2020 mit allen PEM Beteiligten + Externen.**
- [28] **Studie Plan DelyKad (2014)**, 2014.
- [29] **A. Zauner, H. Böhm, Rosenfeld und R. Tichler**, „STORE&GO Deliverable 7.7 Andreas Zauner, Hans Böhm, Daniel C. Rosenfeld, Robert Tichler“, 2019.
- [30] **Stolzenburg, K. und Mubbala, R.**, „Hydrogen Liquefaction Report - Whole Chain Assessment“, in *Integrated Design for Demonstration of Efficient Liquefaction of Hydrogen (IDEALHY)*, Brüssel: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), 2013.
- [31] **A. Peschel**, „Industrial Perspective on Hydrogen Purification, Compression, Storage, and Distribution“, *Fuel Cells*, Bd. 20, Nr. 4, S. 385–393, Aug. 2020, doi: 10.1002/fuce.201900235.
- [32] **M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, und D. Stolten**, „Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model“, *Applied Energy*, Bd. 200, S. 290–302, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.05.050.
- [33] **S. Kraus, T. Grube, und D. Stolten**, „Fahrzeugkostenanalyse für Straßenfahrzeuge bis 2050“, gehalten auf der 31. Aachen Colloquium Sustainable Mobility, Aachen, Aachen, Okt. 2021.
- [34] **Steger, Sören u. a.**, „Stoffstromorientierte Ermittlung des Beitrags der Sekundärrohstoffwirtschaft zur Schonung von Primärrohstoffen und Steigerung der Ressourcenproduktivität“, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2019.
- [35] **Adametz, Patrick, Müller, Karsten, Lechner, Raphael, Müller, Stefan, Brautsch, Markus, und Arlt, Wolfgang**, „Energy and Carbon Foot Print Analysis of the Production of a Liquid Organic Hydrogen Carrier“, gehalten auf der AIChE Annual Meeting, Salt Lake City, Salt Lake City, 2015.
- [36] **A. Benitez u. a.**, „Ecological assessment of fuel cell electric vehicles with special focus on type IV carbon fiber hydrogen tank“, *Journal of Cleaner Production*, Bd. 278, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.123277.
- [37] **M. Miotti, J. Hofer, und C. Bauer**, „Integrated environmental and economic assessment of current and future fuel cell vehicles“, *Int J Life Cycle Assess*, Bd. 22, Nr. 1, S. 94–110, 2017, doi: 10.1007/s11367-015-0986-4.