



**Ressourcenbedarf und
-verfügbarkeit für
treibhausgasneutralen
Flugverkehr**

Impressum

Herausgeber

PtX Lab Lausitz – Praxislabor für Kraft- und Grundstoffe aus grünem Wasserstoff
Calauer Straße 70, 03048 Cottbus

Tel.: +49 355 478 89 131

E-Mail: PTX_Lab@z-u-g.org

Internet: www.ptxlablausitz.de

Das PtX Lab Lausitz ist ein Geschäftsbereich der Zukunft – Umwelt – Gesellschaft (ZUG) gGmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

Sitz der Gesellschaft: Robert-Schuman-Platz 3, 53175 Bonn

Autor*innen (DECHEMA e.V.)

Angee Fehling

Johanna Gassenheimer

Dr. Dinh Du Tran

Dr. Rita Schulze

Dr. Ramona Simon

Dr. Philip Ruff

Projektleitung (PtX Lab Lausitz)

Anja Paumen

Dr. Lorenzo Cremonese

Das PtX Lab Lausitz dankt Dr. Florian Ausfelder (DECHEMA e. V.), Oliver Ziegler, Sven Kühnel, Vincent Noack und Dr. Johannes Israel (PtX Lab Lausitz) sowie Prof. Dr.-Ing. Sebastian Voswinckel (Hochschule Nordhausen) für ihre fachliche Unterstützung bei der Erstellung dieser Studie.

Druck

LimesGroup - Basler Straße 3, 61352 Bad Homburg vor der Höhe

Bildnachweis Titel

Shutterstock/Cagla Acikgoz

Januar 2025

Über das PtX Lab Lausitz

Das „PtX Lab Lausitz – Praxislabor für Kraft- und Grundstoffe aus grünem Wasserstoff“ erarbeitet die fachlichen Grundlagen für den Markthochlauf einer umweltverträglichen und nachhaltigen Erzeugung und Nutzung von Power-to-X (PtX)-Produkten auf Basis von grünem Wasserstoff. Das in Cottbus (Brandenburg) angesiedelte Kompetenzzentrum ist Wissensplattform, Impulsgeber und Ansprechpartner für Industrie und Politik, Wissenschaft und Öffentlichkeit.

Ein Geschäftsbereich der:

PtX Lab Lausitz (Hrsg.)

Ressourcenbedarf und -verfügbarkeit für treibhausgasneutralen Flugverkehr

PtX Lab Study



Vorwort

Aktuell sind sechs der neun von Wissenschaftler*innen definierten, planetaren Belastbarkeitsgrenzen unserer Erde überschritten, drei davon sogar im Hochrisikobereich. Dies gilt für den Klimawandel, die Veränderung biogeochemischer Kreisläufe und die Veränderung in der Integrität der Biosphäre. Vor diesem Hintergrund gewinnt der schonende und nachhaltige Umgang mit Ressourcen eine große Bedeutung.

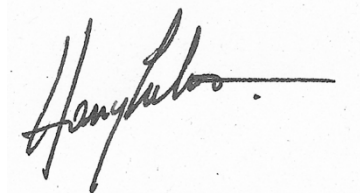
Die Erderwärmung bedroht unsere heutige Lebensweise bereits in besonderer und dringlicher Hinsicht. Die Ziele, die sich Deutschland und die Europäische Union bis 2045 gesetzt haben, sind nur mit einer schnellen, konsequenten Energiewende erreichbar. Diese setzt eine vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems voraus. Dabei kommt der Sektorkopplung, der Vernetzung des Stromsektors mit anderen Bereichen wie der Industrie und dem Verkehr, eine entscheidende Rolle zu. Ein wichtiges Instrument der Sektorkopplung sind Power-to-X (PtX)-Technologien. Sämtliche Szenarien zeigen gleichzeitig aber auch auf, dass dies ohne eine parallel stattfindende Ressourcenwende nicht möglich ist.

Die Luftfahrt steht vor einer großen Herausforderung: Der Weg hin zu einem treibhausgasneutralen Flugverkehr erfordert tiefgreifende technologische Innovationen, erhebliche Investitionen und eine umfassende Transformation bestehender Strukturen. Zugleich ist die Vision vom klimafreundlichen Fliegen eng mit der Verfügbarkeit elementarer Rohstoffe, insbesondere im Bereich alternativer Energieträger und Materialien zur Herstellung synthetischer Kraft- und Grundstoffe verknüpft. Nur durch die vollständige Substitution fossilen Kerosins durch nachhaltige Alternativen lassen sich die Klimaziele erreichen.

Die vorliegende Studie setzt sich zum Ziel, den Ressourcenbedarf, der für die Erreichung der Klimaziele der europäischen Luftfahrt erforderlich ist, zu analysieren und mit den aktuell vorhandenen und absehbaren Ressourcenpotenzialen abzugleichen. Auf Basis methodischer Ansätze und Modelle werden unterschiedliche Syntheserouten zur Herstellung synthetischer Treibstoffe untersucht und hinsichtlich der Ressourcenkritikalität bewertet. Abschließend werden Szenarien zur Deckung des E-Kerosinbedarfs und Lösungen für potenzielle Engpässe diskutiert. Ein Schwerpunkt liegt auf der Frage, ob und wie wir den Anforderungen eines treibhausgasneutralen Luftverkehrs gerecht werden können. Insgesamt möchte die vorliegende Studie auch dazu beitragen, heute schon absehbare Knappheiten zu identifizieren und Hinweise für die Weiterentwicklung der Technologien zu geben – eine Aufgabe, der sich das PtX Lab Lausitz fortwährend widmet.

Das PtX Lab Lausitz bedankt sich an dieser Stelle bei allen Mitwirkenden, die wichtige Impulse für die Erstellung der Studie gegeben haben.

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre und viele neue Einsichten.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Harry Lehmann". The signature is written in a cursive style with a long horizontal stroke at the end.

Dr. Harry Lehmann
Leiter des PtX Lab Lausitz

Zusammenfassung

Diese Studie untersucht die technische Machbarkeit und Ressourceneffizienz verschiedener Technologien zur Herstellung von E-Kerosin, einem synthetischen Treibstoff, der für einen treibhausgasneutralen Luftverkehr unerlässlich ist. In dieser Studie wird die gesamte Wertschöpfungskette für drei unterschiedliche Produktionskapazitäten zur Herstellung von E-Kerosin analysiert: Von der CO₂-Abscheidung über die Wasserstoffproduktion bis hin zur Synthese des Endprodukts. Dabei werden die ressourcenschonendsten Teilprozesse sowie Kombinationsmöglichkeiten dieser Teilschritte untersucht. Ein weiterer Blick erfolgt im Anschluss auf zukünftige Szenarien für den E-Kerosinbedarf und den Hochlauf zum Ausbau der Produktionsstätten. Die Analysen werden am Beispiel Deutschlands durchgeführt, was primär die Wetterbedingungen für erneuerbare Energien und Potenziale für Kohlenstoffdioxid betrifft.

Für die Studie werden Lebenszyklusanalysen durchgeführt, wobei der Stoffstromindikator Total Material Requirement (TMR) (gesamter Materialaufwand) als Maßstab des Vergleichs der unterschiedlichen Teilprozesse sowie der gesamten Syntheseroute dient. Für den Teilschritt zur Herstellung von E-Kerosin werden zwei sogenannte Modulvarianten untersucht, der Methanol-to-Jet (MtJ)-Pfad und der Fischer-Tropsch (FT)-Pfad. Für die Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) werden verschiedene Quellen genutzt, darunter CO₂ aus der Atmosphäre, biogenes CO₂ sowie CO₂, das aus Biomasse-Heizkraftwerken und Zementwerken abgetrennt wird, wobei insgesamt sieben verschiedene Abscheidetechnologien näher untersucht werden: Die Hoch (HT)- und Niedertemperatur (LT)- Gewinnung von CO₂ aus der Umgebungsluft (englisch: Direct Air Capture, DAC), Druckwechseladsorption (englisch: Pressure Swing Adsorption, PSA), Druckwasserwäsche (DWW), Membranverfahren, die direkte Abscheidung von CO₂, welches sich bei der Herstellung von Bioethanol ergibt und die chemische Absorption. Für die Wasserelektrolyse werden die Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEM), die Alkalische Elektrolyse (AEL) und die Festoxid-Elektrolysezelle (englisch: Solid Oxide Electrolysis Cell, SOEC) untersucht.

Beim Vergleich der Möglichkeiten zur Herstellung von E-Kerosin wird der MtJ-Pfad insbesondere bei größeren Produktionskapazitäten (für 100.000 t und 500.000 t E-Kerosin pro Jahr) als ressourceneffizienter bewertet. Die CO₂-Abscheidung aus Bioethanol sowie die Druckwechseladsorption (PSA) haben sich als vielversprechende Methoden erwiesen, um das notwendige CO₂ für die E-Kerosinherstellung bereitzustellen. Die Untersuchung der Elektrolyse zeigt, dass der PEM-Elektrolyseur die ressourcenschonendste Möglichkeit zur Wasserstoffproduktion darstellt.

Diverse Sensitivitätsanalysen für die Auslegung des Elektrolyseurs und dem zugehörigen Energiepark, welcher den Elektrolyseur mit erneuerbaren Energien versorgt, verdeutlichen weiterhin, dass viele Möglichkeiten zur Optimierung der Auslegung vorhanden sind, unter anderem die Volllaststunden der Elektrolyseure. Eine optimale Auslegung wird maßgeblich zur Reduzierung des Materialbedarfs beitragen.

Um auch auf die Kritikalität der benötigten Ressourcen für die gesamte PtL-Produktionskette einzugehen, wird eine Lebenszyklusanalyse von drei ausgewählten Syntheserouten durchgeführt. Hierbei werden insbesondere die Unterschiede bei der E-Herstellungsweise von E-Kerosin sowie der Bereitstellung von Wasserstoff herausgearbeitet. Hierzu werden 15 Rohstoffe und Rohstoffgruppen detaillierter betrachtet und deren Einfluss auf die E-Kerosin-Produktion analysiert. Zu den betrachteten Rohstoffen zählen Aluminium, Blei, Chrom, Eisen, Kobalt,

Kupfer, Nickel, Mangan, Magnesium, Phosphor, Titan, Zink, Platingruppenmetalle (insbesondere Platin und Iridium), leichte Seltene Erden (insbesondere Neodym und Praseodym) und schwere Seltene Erden (insbesondere Dysprosium und Terbium).

Die Studie liefert darüber hinaus einen Ausblick auf den zukünftigen Rohstoffbedarf im Kontext der Transformation der Industrie und des Hochlaufs erneuerbarer Energien. Mit dem Ziel, die Abhängigkeit von kritischen Rohstoffen zu verringern, sind Recyclingstrategien und eine internationale Rohstoffsicherung für die Power-to-Liquid (PtL)- Industrie essenziell. Die Studie zeigt auf, dass ein ganzheitlicher Ansatz, der neben technologischen Optimierungen auch strukturelle und politische Maßnahmen einbezieht, entscheidend ist, um eine nachhaltige und langfristig wirtschaftliche Produktion von E-Kerosin sicherzustellen.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	XII
Abbildungsverzeichnis Haupttext	XII
Abbildungsverzeichnis Anhang	XV
Tabellenverzeichnis.....	XVII
Tabellenverzeichnis Haupttext.....	XVII
Tabellenverzeichnis Anhang.....	XXI
Abkürzungsverzeichnis.....	XXIII
Einheiten und Symbole	XXVI
Begriffsdefinition	XXIX
1 Hintergrund und Motivation	1
2 Methodische Herangehensweise	3
2.1 Annahmen zum allgemeinen Vorgehen, Strommix, Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid und E-Kerosin.....	4
2.1.1 Allgemeines	4
2.1.2 Modellierung des Strommixes	4
2.1.3 Annahmen zu CO ₂ -Bereitstellung.....	5
2.1.4 Annahmen zur Wasserstoffproduktion.....	6
2.1.5 Annahmen zur E-Kerosin-Produktion.....	6
2.2 Modellierungen und verwendete Softwaretools	7
2.2.1 Lebenszyklusanalyse	7
2.2.2 Tool zur Auslegung des Energieparks für den Elektrolyseur	8
2.3 Methodische Herangehensweise bei der Modellierung.....	8
2.3.1 Der LCA-Indikator Total Material Requirement	8
2.3.2 LCA-Methodik der Studie	9
2.3.3 Modellierung der erneuerbaren Energien.....	11
2.3.4 Wasserstoff- und Kohlenstoffdioxidbedarfe für die FT- und MtJ-Route.....	12
2.3.5 Modellierungen des Elektrolyseurs inklusive EE-Park	13
2.3.6 Modellierung des FT-Prozesses.....	13
2.3.7 Modellierung des MtJ-Prozesses	14
2.3.8 Periphere Prozesse	15
3 Modulbeschreibung und Rohstoffbedarfe	21
3.1 Erneuerbare Energien	21
3.1.1 Photovoltaik	21
3.1.2 Windenergie	24
3.1.3 Fazit.....	28

3.2	CO ₂ -Abscheidung.....	29
3.2.1	Kohlenstoffdioxidgewinnung aus der Umgebungsluft	30
3.2.2	Kohlenstoffdioxidgewinnung aus Biogas	35
3.2.3	Kohlenstoffdioxidgewinnung aus Bioethanolanlagen	39
3.2.4	Kohlenstoffdioxidgewinnung aus Biomasse-Heizkraft- und Zementwerken.....	39
3.3	Wasserelektrolyse	42
3.3.1	Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEM)	42
3.3.2	Alkalische Elektrolyse (AEL)	45
3.3.3	Festoxid-Elektrolysezelle (SOEC)	47
3.3.4	Fazit.....	49
3.4	Umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (rWGS).....	50
3.5	E-Kerosin-Synthese.....	51
3.5.1	Fischer-Tropsch-Synthese	51
3.5.2	Methanol-to-Jet.....	55
3.5.3	Fazit.....	58
4	Quantitative Ermittlung der Rohstoffe.....	59
4.1	Ergebnisse der Modellierungen.....	59
4.1.1	Ergebnisdarstellung im interaktiven Excel- Dashboard	60
4.1.2	EE-Mix 2023	62
4.1.3	Periphere Prozesse	63
4.2	Vergleich der unterschiedlichen Modulvarianten.....	64
4.2.1	Vergleich der E-Kerosin-Herstellungsweisen.....	64
4.2.2	Vergleich der CO ₂ -Abscheidetechnologien	65
4.2.3	Vergleich der Wasserelektrolyse-Technologien.....	69
4.3	Sensitivitätsanalysen	72
4.3.1	Sensitivitätsanalyse: Auswirkung der Volllaststunden auf den TMR	73
4.3.2	Sensitivitätsanalyse: TMR der Elektrolyseure mit und ohne Energiepark	75
4.3.3	Sensitivitätsanalyse: Unterschiedliche Auslegung des EE-Parks je nach Elektrolysetechnologie.....	77
4.3.4	Fazit.....	78
4.4	Reihenfolge der ressourcenschonendsten Technologierouten bzw. Syntheserouten	79
4.4.1	Fazit.....	81
5	Szenarien und zukünftige Rohstoffbedarfe	83
5.1	Annahmen für die Szenarien und Syntheserouten.....	84
5.1.1	EE-Mixe der Zukunft	84
5.1.2	CO ₂ -Mixe der Zukunft.....	86
5.1.3	Effizienzsteigerungen der betrachteten Modulvarianten	88

5.2	Ergebnisse der Modellierungen.....	94
5.2.1	Vergleich der E-Kerosin-Herstellungsmodule	94
5.2.2	Vergleich der CO ₂ -Mixe der Zukunft.....	97
5.2.3	Vergleich der Elektrolyseure der Zukunft.....	99
5.3	Reihenfolge der ressourcenschonendsten Technologierouten	104
5.4	E-Kerosinbedarfsszenarien	106
5.4.1	Ermittlung der Kerosinbedarfe in Deutschland.....	106
5.4.2	Erhebung von zwei Bedarfsszenarien für E-Kerosin	107
5.5	Modellierung drei ausgewählter Syntheserouten.....	108
5.5.1	Auswahl der Syntheserouten	108
5.5.2	Ergebnisse der Modellierung der drei Syntheserouten.....	110
5.6	Deckung des E-Kerosinbedarfs mit den unterschiedlichen Kapazitäten.....	112
6	Bewertungssystem und Lösungen für kritische Ressourcen	119
6.1	Bewertungssystem.....	119
6.1.1	Rohstoffkritikalitätsbewertung der EU.....	119
6.1.2	Weiterentwicklung der EU-Kritikalitätsbewertung	124
6.2	Ausgewählte Rohstoffe für die E-Kerosin-Produktion.....	128
6.2.1	Zukünftige Entwicklung der Rohstoffbedarfe.....	131
6.2.2	Aluminium	132
6.2.3	Blei	135
6.2.4	Chrom.....	136
6.2.5	Eisen.....	139
6.2.6	Kobalt	141
6.2.7	Kupfer.....	144
6.2.8	Magnesium	147
6.2.9	Mangan	149
6.2.10	Nickel	151
6.2.11	Phosphor.....	154
6.2.12	Titan	156
6.2.13	Zink.....	159
6.2.14	Platingruppenmetalle.....	161
6.2.15	Leichte Seltene Erden	165
6.2.16	Schwere Seltene Erden	168
6.3	Kritikalitätsbewertung der Syntheserouten und Lösung (künftiger) Rohstoffknappheiten.....	172
6.3.1	Rohstoffe für erneuerbare Energien.....	175
6.3.2	Rohstoffe für die Wasserelektrolyse.....	177
6.3.3	Rohstoffe für die E-Kerosin-Synthese FT und MtJ.....	181

6.3.4	Wettbewerb um Rohstoffe durch grüne Technologien	184
6.4	Abschließende Bewertung der Synthesewege.....	186
7	Schlussfolgerung und Ausblick	187
7.1	Schlussfolgerung.....	187
7.2	Ausblick.....	188
	Literaturverzeichnis.....	190
	Anhang.....	201
Kapitel 2.3.2.....		201
Kapitel 4.1.2.....		202
Kapitel 4.3.1.....		204
Kapitel 4.3.2.....		204
Kapitel 4.3.4.....		206
Kapitel 4.3.5.....		207
Kapitel 4.3.5.....		207
Kapitel 4.4.....		208
Kapitel 5.1.2.....		215
Kapitel 5.1.3.....		216
Kapitel 5.1.3.5.....		217
Kapitel 5.2.3.....		218
Kapitel 5.3.....		220
Kapitel 5.4.....		222
Kapitel 5.5.2.....		223
Kapitel 5.6.....		224
Kapitel 6.1.....		225
Kapitel 6.1.3.....		229

Abbildungsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis Haupttext

Abbildung 1: Übersichtsgrafik über die zu untersuchenden Module und Modul-Varianten.	4
Abbildung 2: LTFT-Jet fuel Raffinerie-Design. Der Gaskreislauf umfasst eine C ₃ -C ₄ -Rückgewinnung mit Rückführung der C ₁ -C ₂ -Kohlenwasserstoffe im Abgas.....	53
Abbildung 3: Prozessfließbild für die Synthese von PtL-Kerosin über die MtJ-Route.....	56
Abbildung 4: Screenshot der Benutzeroberfläche des interaktiven Excel-Dashboards.....	60
Abbildung 5: Darstellung der Ergebnisse der Modellierung als gestapeltes Balkendiagramm (oben) und in tabellarischer Form (unten).....	61
Abbildung 6: Anteile der verschiedenen EE-Technologien am Strommix 2023, angegeben sind die TMR-Werte in kg/kWh für Photovoltaik (PV), Onshore-Wind und Offshore-Wind...	62
Abbildung 7: Vergleich des TMRs des Prozessschritts (Moduls) „E-Kerosin Herstellung“ über die Synthesepfade FT (rWGS-Co-LTFT, dargestellt in dunkelgrün) und MtJ (MtJ, dargestellt in hellgrün) bei verschiedenen E-Kerosin-Jahreskapazitäten 10.000, 100.000 und 500.000 t/a.	64
Abbildung 8: Vergleich des TMRs der CO ₂ -Abscheidetechnologien über die Synthesepfade Fischer-Tropsch (FT, dunkelgrün) und Methanol-to-Jet (MtJ, hellgrün) bei einer E-Kerosin-Jahreskapazität von 10.000 t/a.	66
Abbildung 9: TMRs der CO ₂ -Abscheidetechnologie PSA über die drei E-Kerosin-Jahreskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a unter Miteinbezug des FT- und MtJ-Synthesepfad.....	67
Abbildung 10: TMRs der CO ₂ -Abscheidetechnologie Membran über die drei E-Kerosin-Jahreskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a unter Miteinbezug des FT- und MtJ- Synthesepfad.....	67
Abbildung 11: TMRs der CO ₂ -Abscheidetechnologien HT-DAC und LT-DAC über die drei E-Kerosin-Jahreskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a unter Miteinbezug des FT- und MtJ-Synthesepfads.	68
Abbildung 12: TMRs der CO ₂ -Abscheidetechnologie DWW über die drei E-Kerosin-Jahreskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a unter Miteinbezug des FT- und MtJ-Synthesepfads.....	68
Abbildung 13: TMRs der CO ₂ -Abscheidetechnologie MEA über die drei E-Kerosin-Jahreskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a unter Miteinbezug des FT- und MtJ-Synthesepfads.....	69
Abbildung 14: Vergleich der TMRs der AEL- PEM- und SOEC-Elektrolyse in Abhängigkeit der FT- und MtJ-Synthesepfade bei einer E-Kerosin-Jahreskapazität von 10.000 t/a.	70
Abbildung 15: TMRs der AEL-Elektrolyse in Abhängigkeit der E-Kerosin-Jahreskapazität von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a, sowie in Abhängigkeit des FT- oder MtJ-Synthesepfads.	71
Abbildung 16: TMRs der PEM-Elektrolyse in Abhängigkeit der E-Kerosin-Jahreskapazität von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a, sowie in Abhängigkeit des FT- oder MtJ-Synthesepfads.	71

Abbildung 17: TMRs der SOEC-Elektrolyse in Abhängigkeit der E-Kerosin-Jahreskapazität von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a, sowie in Abhängigkeit des FT- oder MtJ-Synthesepfads.	72
Abbildung 18: Sensitivitätsanalyse der Auswirkung der Volllaststunden des Elektrolyseurs auf den TMR, wobei Modellierungen für 1.000, 2.000, 3.000, 4.000, 5.000, 6.000, 7.000 und 8.000 h/a durchgeführt wurden.	74
Abbildung 19: Sensitivitätsanalyse für die Elektrolyse bezüglich der Anteile von Bau und Betrieb sowie den dafür notwendigen Energiepark.	76
Abbildung 20: Sensitivitätsanalyse: Vergleich der TMR-Werte, wenn der EE-Park ideal auf die unterschiedlichen ELY-Modulvarianten ausgelegt wird.	78
Abbildung 21: TMR des EE-Mixes [kWh] in den Jahren 2023, 2030, 2040 und 2050, aufgeteilt auf die drei untersuchten EE-Technologien PV (dunkles orange), Onshore-Wind (mittleres orange) und Offshore-Wind (helles orange).	90
Abbildung 22: TMR-Ergebnisse der E-Kerosin-Herstellung über den Fischer-Tropsch und den Methanol-to-Jet Prozess bei einer Kapazität von 10.000 t E-Kerosin/a für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.	95
Abbildung 23: TMR-Ergebnisse der E-Kerosin-Herstellung über den Fischer-Tropsch und den Methanol-to-Jet Prozess bei einer Kapazität von 100.000 t E-Kerosin/a für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.	96
Abbildung 24: TMR-Ergebnisse der E-Kerosin-Herstellung über den Fischer-Tropsch und den Methanol-to-Jet Prozess bei einer Kapazität von 500.000 t E-Kerosin/a für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.	96
Abbildung 25: TMR-Entwicklung des CO ₂ -Mixes der betrachteten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a in Abhängigkeit des FT- bzw. MtJ-Pfads.	97
Abbildung 26: TMR-Entwicklung des CO ₂ -Mixes der betrachteten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 100.000 t E-Kerosin/a in Abhängigkeit des FT- bzw. MtJ-Pfads.	98
Abbildung 27: TMR-Entwicklung des CO ₂ -Mixes der betrachteten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 500.000 t E-Kerosin/a in Abhängigkeit des FT-bzw. MtJ-Pfads.	98
Abbildung 28: TMR-Entwicklung der Elektrolyseure für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a für den FT-Pfad.	100
Abbildung 29: TMR-Entwicklung der Elektrolyseure für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 100.000 t E-Kerosin/a für den FT-Pfad.	101
Abbildung 30: TMR-Entwicklung der Elektrolyseure für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 500.000 t E-Kerosin/a für den FT-Pfad.	101
Abbildung 31: TMR-Entwicklung des AEL-Elektrolyseurs für die untersuchten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a in Abhängigkeit des FT- und MtJ-Pfads.	102
Abbildung 32: TMR-Entwicklung des PEM-Elektrolyseurs für die untersuchten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a in Abhängigkeit des FT- und MtJ-Pfads.	103
Abbildung 33: TMR-Entwicklung des SOEC-Elektrolyseurs für die untersuchten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a in Abhängigkeit des FT- und MtJ-Pfads.	103

Abbildung 34: Vergleich der TMR-Werte [kg/kg E-Kerosin] der drei modellierten Syntheserouten mit jahresspezifischem CO ₂ -Mix für 10.000 t E-Kerosin/a für die untersuchten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.....	110
Abbildung 35: Vergleich der TMR-Werte [kg/kg E-Kerosin] der drei modellierten Syntheserouten mit jahresspezifischem CO ₂ -Mix für 100.000 t E-Kerosin/a für die untersuchten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.....	111
Abbildung 36: Vergleich der TMR-Werte [kg/kg E-Kerosin] der drei modellierten Syntheserouten mit jahresspezifischem CO ₂ -Mix für 500.000 t E-Kerosin/a für die untersuchten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.....	112
Abbildung 37: Die wichtigsten EU-Lieferanten für kritische Rohstoffe.....	122
Abbildung 38: Charakterisierungsfaktoren für kritische und potenziell kritische Rohstoffe (EU 2023).....	126
Abbildung 39: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Aluminiumbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).	135
Abbildung 40: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Bleibedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).....	136
Abbildung 41: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Chrombedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).	139
Abbildung 42: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Eisenbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).	141
Abbildung 43: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Kobaltbedarf [t] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).....	144
Abbildung 44: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Kupferbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).	147
Abbildung 45: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Magnesiumbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).	149
Abbildung 46: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Manganbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).	151
Abbildung 47: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Nickelbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie die Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).....	154
Abbildung 48: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Phosphorbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).	156
Abbildung 49: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Titanbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie die Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).....	159

Abbildung 50: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Zinkbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).....	161
Abbildung 51: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Iridiumbedarf [kg] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie die Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).....	164
Abbildung 52: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Platinbedarf [t] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie die Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).....	164
Abbildung 53: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Praseodymbedarf [t] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).....	167
Abbildung 54: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Neodymbedarf [t] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).....	168
Abbildung 55: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Dysprosiumbedarf [t] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie die Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).....	170
Abbildung 56: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Terbiumbedarf [t] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie die Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).....	171
Abbildung 57: Mengenbedarfe [t] ausgewählter Rohstoffe der betrachteten drei Syntheserouten für das ReFuelEU-Szenario mit der Zubauoption high scale in 2050.	174
Abbildung 58: Mengenbedarfe [t] der drei betrachteten Syntheserouten für Chrom, Kobalt, Iridium, Magnesium, Nickel und Platin [t] für das Szenario ReFuelEU mit der Zubauoption high scale in 2050.	180
Abbildung 59: Mengenbedarfe in Tonnen der drei betrachteten Syntheserouten für Blei, Kobalt, Phosphor und Platin für das ReFuelEU-Szenario mit der Zubauoption high scale in 2050.....	183
Abbildung 60: Einsatz der in dieser Studie betrachteten Rohstoffe für die E-Kerosin-Produktion in weiteren Technologien und Sektoren.....	185

Abbildungsverzeichnis Anhang

Abbildung A-1: Füllstand des Wasserstoffspeichers für die FT- sowie die MtJ-Route. Lediglich für einen Produktionskapazität von 10.000 t E-Kerosin pro Jahr wurde ein Speicher angenommen.....	202
Abbildung A-2: Generische Effizienzsteigerungskurve, die in dieser Studie für energetische Effizienzen angenommen wurde, für die keine Literatur bekannt ist.....	217
Abbildung A-3: TMR-Entwicklung der Elektrolyseure für die betrachteten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 und den MtJ-Pfad bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a.	218
Abbildung A-4: TMR-Entwicklung der Elektrolyseure für die betrachteten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 und den MtJ-Pfad bei einer Jahreskapazität von 100.000 t E-Kerosin.	219

Abbildung A-5: TMR-Entwicklung der Elektrolyseure für die betrachteten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 für den MtJ-Pfad bei einer Jahreskapazität von 500.000 t E-Kerosin/a.219

Abbildung A-6: Lineare Extrapolation des Kerosinbedarfs in Deutschland bis ins Jahr 2050 auf Basis der Daten aus den Jahren 1990-2019.222

Tabellenverzeichnis

Tabellenverzeichnis Haupttext

Tabelle 1: Input- und Outputströme der FT-Synthese inklusive rWGS und Hydrocracking.	14
Tabelle 2: Ressourcenbedarf für den Betrieb der Methanolsynthese.....	15
Tabelle 3: Übersicht der benötigten Ressourcen für den Bau einer H ₂ -Pipeline mit Zink-Beschichtung.	16
Tabelle 4: Übersicht der benötigten Ressourcen für 1 t Zinkbeschichtung für eine H ₂ -Pipeline.	17
Tabelle 5: Ressourcen für Bau und Betrieb eines Gaskompressors.....	18
Tabelle 6: Ressourcenbedarf für die Speicherung von 1 kg Wasserstoff.....	19
Tabelle 7: Ressourcen für den Bau einer 500 kW Wärmepumpe (Stirling engine-based Heat Pump).....	19
Tabelle 8: Ressourcen für den Betrieb einer 500 kW Wärmepumpe (Stirling engine-based Heat Pump).	20
Tabelle 9: Marktanteile in % für Solar-Infrastruktur in Deutschland in 2023.	22
Tabelle 10: Materialbedarf (generischer Anteil) für Solar-Infrastruktur und die Solarzelle in Tonnen pro Megawatt (t/MW) installierter Leistung.	22
Tabelle 11: Durchschnittlicher Materialbedarf (generischer Anteil) gewichtet nach dem Marktanteil für Solar-Infrastruktur 2023, DE in t/MW installierter Leistung bzw. in Tonnen pro Megawattstunde (t/MWh) produziertem Strom.	23
Tabelle 12: Übersicht über Windturbinen-Technologien, differenziert nach Antriebsstrang-Konfiguration	25
Tabelle 13: Marktanteile der vier wichtigsten Windturbinen-Typen in der EU in 2023.	26
Tabelle 14: Materialbedarfe in t/MW installierter Leistung der vier wichtigsten Windturbinen-Typen in der EU.	26
Tabelle 15: Materialbedarf für den durchschnittlichen Wind-Infrastrukturmix gemäß Marktanteilen 2023 in der EU, in t/MW installierter Leistung sowie in t/MWh produziertem Strom jeweils für Onshore und Offshore-Anlagen.	27
Tabelle 16: Übersicht der in PV-Anlagen verwendeten Rohstoffe.	28
Tabelle 17: Übersicht der in Windturbinen verwendeten Rohstoffe.....	28
Tabelle 18: Auflistung der CO ₂ -Quellen und der dazugehörigen betrachteten CO ₂ -Abscheidetechnologien.	29
Tabelle 19: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau der Module, welche für den Bau der HT-DAC-Anlage benötigt werden (Madhu u. a., 2021).	32
Tabelle 20: Übersicht der Rohstoffe und benötigten Module aus Tabelle 19, welche für den Bau und Betrieb der HT-DAC-Anlage gebraucht werden.....	33
Tabelle 21: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau der Module, welche für den Bau der LT-DAC-Anlage benötigt werden (Madhu u. a., 2021), (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).	34

Tabelle 22: Übersicht der Rohstoffe und benötigten Module aus Tabelle 11, welche für den Bau und Betrieb der LT-DAC-Anlage benötigt werden. Zusätzliche Angaben der Betriebsparameter der LT-DAC-Anlage.....	34
Tabelle 23: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau einer PSA-Anlage.	36
Tabelle 24: Übersicht des benötigten Inputstroms zum Betrieb einer PSA-Anlage.	36
Tabelle 25: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Anlagenbau einer Druckwasserwäsche.	37
Tabelle 26: Übersicht des benötigten Inputstroms zum Anlagenbetrieb einer Druckwasserwäsche-Anlage.....	37
Tabelle 27: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Anlagenbau einer Membran zur Methanaufbereitung.....	38
Tabelle 28: Übersicht des Inputstroms zum Betrieb der Membranabscheidung.	38
Tabelle 29: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Anlagenbau der Aminwäsche-Anlage, nach Ecoinvent 3.10.....	41
Tabelle 30: Übersicht der benötigten Rohstoffe zu den Betriebsmitteln der Aminwäsche für das Zementwerk und das BMHKW.	41
Tabelle 31: Übersicht der benötigten Rohstoffe und Mengen zum Bau der Peripheriegeräte eines 1 MW PEM-Elektrolyseurs (Gerloff, 2021).	44
Tabelle 32: Übersicht der benötigten Rohstoffe und Mengen zum Bau eines 1 MW PEM-Elektrolyseur-Stacks.	44
Tabelle 33: Übersicht der Betriebsparameter des PEM-Elektrolyseurs zur Herstellung von 1 kg H ₂ für das Basisjahr 2023.....	45
Tabelle 34: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau der Peripheriegeräte eines 1 MW AEL-Elektrolyseurs.	46
Tabelle 35: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau eines 1 MW AEL-Elektrolyseurs....	46
Tabelle 36: Übersicht der Betriebsparameter eines AEL-Elektrolyseurs zur Produktion von 1 kg H ₂ , für das Basisjahr 2023.	47
Tabelle 37: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau eines 1 MW SOEC-Elektrolyseurs.	48
Tabelle 38: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau eines 1 MW SOEC-Elektrolyseurs.	48
Tabelle 39: Übersicht der Betriebsparameter des SOEC-Elektrolyseurs zur Produktion von 1 kg H ₂ , für das Basisjahr 2023 (Lundberg, 2019). *Für die Studie modellierte Prozesse.	49
Tabelle 40: Prozessparameter einer rWGS-Anlage.	50
Tabelle 41: Edukt- und Produktströme beim Betrieb einer rWGS-Anlage.	51
Tabelle 42: Produktverteilung für die Verwendung der Katalysatoren Fe und Co für das auf Kerosin optimierte FT-Anlagendesign nach (Klerk, 2011) in Abbildung 2.....	54
Tabelle 43: Spezifikationen nach EN228 und Jet A-1 der Produkte von LTFT-Synthesen nach den Produktaufreinigungsschritten für die Katalysatoren Co und Fe.	54
Tabelle 44: Ausbeuten des MOGD-Prozesses in [Gew.-%] mit C ₃ -C ₆ -Olefinen als Edukt nach (Avidan, 1988).....	57
Tabelle 45: Produktverteilung eines MTO-MOGD-Prozesses nach (Ruukonen u. a., 2021). ...	58

Tabelle 46: Auflistung der TMRs für eine Auswahl an Syntheserouten. Dargestellt sind die zehn besten Kombinationen mit dem niedrigsten TMR der insgesamt 144 Syntheserouten.	79
Tabelle 47: Auflistung der TMRs für eine Auswahl an Syntheserouten. Dargestellt sind die zehn Kombinationen mit dem höchsten bzw. schlechtesten TMR der insgesamt 144 Syntheserouten.	81
Tabelle 48: Annahmen für die Volllaststunden von PV-, Onshore Wind- und Offshore Wind-Anlagen in den Jahren 2030, 2040 und 2050 nach (Böttger u. a., 2021).	85
Tabelle 49: Ausbauziele der erneuerbaren Energien der Deutschen Bundesregierung inklusive Fortführung bis 2050.	86
Tabelle 50: Verhältnisse des EE-Mixes, die für die zukünftigen Jahre betrachtet werden.	86
Tabelle 51: Prozentualer Anteil der CO ₂ -Abscheidetechnologien für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.	87
Tabelle 52: Rohstoffbedarfe von Onshore- und Offshore-Windkraft-Anlagen in den Jahren 2030, 2040 und 2050 in t/MW installierter Leistung nach (European Commission, 2020).	89
Tabelle 53: Rohstoffbedarfe von PV-Anlagen in den Jahren 2030, 2040 und 2050 in t/GW installierter Leistung.	89
Tabelle 54: Annahmen zu Effizienzsteigerungen in den Stützjahren gegenüber 2023 der CO ₂ -Abscheidetechnologien (TNO und Detz, 2019a).	90
Tabelle 55: Annahmen zu Effizienzsteigerungen in den Stützjahren gegenüber 2023 der Prozesse Methanol-Produktion nach (TNO und Detz, 2019b) und Methanol-to-Jet (nach Kapitel 5.1.3 im Anhang).	91
Tabelle 56: Angenommene bekannte Materialeinsätze [kg/MW-Stack] zum PEM-Stackbau für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 in kg/MW-Stack nach (Bareiß u. a., 2019).	91
Tabelle 57: Angenommene Materialeinsätze [kg/MW-Stack] zum AEL-Stackbau für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.	92
Tabelle 58: Angenommene bekannte Materialeinsätze [kg/MW-Stack] zum SOEC-Stackbau für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.	92
Tabelle 59: Elektrische Bedarfe in kWh _{el} /kg H ₂ der drei untersuchten Elektrolyseurtechnologien in den Jahren 2030, 2040, 2050, dem Basisjahr 2023 sowie der Durchschnitt pro Jahr.	92
Tabelle 60: Wirkungsgrade in Prozent der drei untersuchten Elektrolyseurtechnologien in den Jahren 2030, 2040, 2050 und dem Basisjahr 2023.	93
Tabelle 61: Auswahl von fünf Technologierouten aus 18 möglichen Kombinationen mit dem niedrigsten TMR [kg/kg E-Kerosin] jeweils für die Jahre 2030, 2040 und 2050.	105
Tabelle 62: Kerosinbedarfe in Deutschland in [Mt] im Vergleich der beiden Methoden.	107
Tabelle 63: Beimischquoten für SAF und E-Kerosin (in Prozent) sowie die absoluten Mengen von E-Kerosin in Europa und Deutschland in [Mt] im ReFuelEU-Szenario.	108
Tabelle 64: Beimischquoten für SAF und E-Kerosin (in Prozent) sowie die absoluten Mengen von E-Kerosin in Europa und Deutschland in [Mt] im PtX Lab Lausitz-Szenario.	108
Tabelle 65: Mögliche Verteilung der neu zu bauenden Anlagen nach Produktionskapazitäten (Zubaurate) zur Deckung der zu erwartenden E-Kerosinbedarfe für den deutschen	

Flugverkehr bis 2050 gemäß den Quoten des ReFuelEU-Szenarios der EU und der high scale-Option für den Anlagenzubau.....	114
Tabelle 66: Mögliche Verteilung der neu zu bauenden Anlagen nach Produktionskapazitäten (Zubaurate) zur Deckung der zu erwartenden E-Kerosinbedarfe für den deutschen Flugverkehr bis 2050 gemäß den Quoten des ReFuelEU-Szenarios der EU und der industrial-Option für den Anlagenzubau.....	114
Tabelle 67: Mögliche Verteilung der neu zu bauenden Anlagen nach Produktionskapazitäten (Zubaurate) zur Deckung der zu erwartenden E-Kerosinbedarfe für den deutschen Flugverkehr bis 2050 gemäß den Quoten des PtX Lab Lausitz-Szenarios und der high scale-Option für den Zubau.	114
Tabelle 68: Mögliche Verteilung der neu zu bauenden Anlagen nach Produktionskapazitäten (Zubaurate) zur Deckung der zu erwartenden E-Kerosinbedarfe für den deutschen Flugverkehr bis 2050 gemäß den Quoten des PtX Lab Lausitz-Szenarios und der industrial-Option für den Zubau.....	114
Tabelle 69: Gesamter Materialbedarf (TMR) in Tonnen zur Deckung des E-Kerosinbedarfs in Deutschland nach dem ReFuelEU-Szenario und der high scale-Option zum möglichen Zubau von Produktionsanlagen.....	116
Tabelle 70: Gesamter Materialbedarf (TMR) in Tonnen zur Deckung des E-Kerosinbedarfs in Deutschland nach dem PtX Lab Lausitz-Szenario und industrial-Option zum möglichen Zubau von Produktionsanlagen.....	117
Tabelle 71: Kritische und strategische Rohstoffe bzw. Rohstoffgruppen gemäß Einstufung der EU.....	121
Tabelle 72: Die wichtigsten EU-Lieferanten für kritische Rohstoffe nach (EC u. a., 2023)....	123
Tabelle 73: Auszug der Charakterisierungsfaktoren für kritische und potenziell kritische Rohstoffe – tabellarische Darstellung der Ergebnisse.....	127
Tabelle 74: Auszug der LCA-Ergebnisse der eingesetzten Rohstoffmengen [kg] für die Produktion von 1 t E-Kerosin in den Syntheserouten AEL-FT, PEM-FT und PEM-MtJ für das Jahr 2023 und einer E-Kerosinkapazität von 100.000 t/a.....	128
Tabelle 75: Auszug der LCA-Ergebnisse der eingesetzten Rohstoffmengen [kg] gewichtet mit den Charakterisierungsfaktoren für die Produktion von 1 t E-Kerosin in den Syntheserouten AEL-FT, PEM-FT und PEM-MtJ für das Jahr 2023 und einer E-Kerosinkapazität von 100.000 t/a.....	129
Tabelle 76: Weltweiter Aluminiumbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.....	134
Tabelle 77: Weltweiter Chrombedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.....	138
Tabelle 78: Weltweiter Eisenbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.....	140
Tabelle 79: Weltweiter Kobaltbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.....	143
Tabelle 80: Weltweiter Kupferbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.....	146
Tabelle 81: Weltweiter Manganbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.....	150
Tabelle 82: Weltweiter Nickelbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.....	153
Tabelle 83: Weltweiter Titanbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.....	158
Tabelle 84: Weltweiter Zinkbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.....	160
Tabelle 85: Weltweiter Iridiumbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.....	162
Tabelle 86: Weltweiter Platinbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.....	163

Tabelle 87: Weltweiter Bedarf an Praseodym und Neodym [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.....	166
Tabelle 88: Weltweiter Bedarf an Dysprosium und Terbium [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.....	169
Tabelle 89: Jährlicher Gesamtbedarf TMR [t] zur Deckung des E-Kerosinbedarfs in Deutschland der betrachteten Syntheserouten für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz in Kombination mit den Zubauoptionen high scale und industrial.....	172
Tabelle 90: Rohstoffe mit ähnlichem und unterschiedlichem Mengenbedarf für die drei ausgewählten Syntheserouten.....	173
Tabelle 91: Identifizierte kritische und essenzielle Rohstoffe für die Wasserstoffproduktion aus den 15 Fokusrohstoffen.....	178

Tabellenverzeichnis Anhang

Tabelle A-1: Skalierungsexponenten und -effekte der Prozessschritte.....	201
Tabelle A-2: Leistungen der ELY-Anlagen und der EE-Anlagen, welche für die ELY für die verschiedenen Anlagenkapazitäten 10.000 t/a, 100.000 t/a, und 500.000 t/a E-Kerosin für die FT -Route nötig sind.....	203
Tabelle A-3: Leistungen der ELY-Anlagen und der EE-Anlagen, welche für die ELY für die verschiedenen Anlagenkapazitäten 10.000 t/a, 100.000 t/a, und 500.000 t/a E-Kerosin für die MtJ-Route nötig sind.	203
Tabelle A-4: TMRs des Prozessschritts „E-Kerosin Herstellung“ über die Synthesewege Fischer-Tropsch (rWGS-Co-LTFT) und Methanol-to-Jet (MtJ) bei verschiedenen E-Kerosin-Jahreskapazitäten 10.000, 100.000 und 500.000 t/a.....	204
Tabelle A-5: TMRs der verschiedenen Modulvarianten für die CO ₂ -Abscheidung. Die TMRs wurden für die jeweiligen Produktionskapazitäten von E-Kerosin (10.000, 100.000 und 500.000 t/a) sowie das E-Kerosin-Modul bestimmt.....	204
Tabelle A-6: TMRs der verschiedenen Elektrolyseurmodule zur H ₂ -Erzeugung. Die TMRs wurden für die jeweiligen Produktionskapazitäten von E-Kerosin (10.000, 100.000 und 500.000 t/a) sowie das E-Kerosin-Modul bestimmt.....	206
Tabelle A-7: Sensitivitätsanalyse zur Auswirkung der Volllaststunden auf den TMR.	207
Tabelle A-8: Übersicht der Annahmen für die Modellierung des EE-Parks in Abhängigkeit der unterschiedlichen ELY-Modulvarianten.....	207
Tabelle A-9: Vollständige Rangfolge der ressourcenschonendsten Technologierouten nach absteigendem TMR.....	208
Tabelle A-10: CO ₂ -Potenziale in Deutschland.	215
Tabelle A-11: Aus den theoretischen CO ₂ -Potenzialen ermittelter CO ₂ -Technologiemix für die in dieser Studie betrachteten Abscheidetechnologien (hier für Zement und Biomasse-Heizkraftwerke). Angaben in Prozent.	216
Tabelle A-12: Installierte Leistungen für den Elektrolyseur und den EE-Park für den FT-Pfad bei allen Produktionskapazitäten (10.000, 100.000, 500.000 t/a) in unterschiedlichen Jahren.	217
Tabelle A-13: Installierte Leistungen für den Elektrolyseur und den EE-Park für den MtJ-Pfad bei allen Produktionskapazitäten (10.000, 100.000, 500.000 t/a) in unterschiedlichen Jahren.	218

Tabelle A-14: Übersicht über die Rangfolge der Technologienrouten nach TMR für die Jahre 2030, 2040 und 2050.220

Tabelle A-15: TMR der drei untersuchten Syntheserouten AEL-FT, PEM-FT und PEM-MtJ in den betrachteten Jahren 2023, 2030, 2040 und 2050 und den jährlichen Produktionskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t E-Kerosin.223

Tabelle A-16: Gesamter Materialbedarf (TMR) [t] zur Deckung des E-Kerosinbedarfs in Deutschland nach dem ReFuelEU-Szenario und der industrial-Option zum möglichen Zubau von Produktionsanlagen.224

Tabelle A-17: Gesamter Materialbedarf (TMR) [t] zur Deckung des E-Kerosinbedarfs in Deutschland nach dem PtX Lab-Szenario und der high scale-Option zum möglichen Zubau von Produktionsanlagen.225

Tabelle A-18: Charakterisierungsfaktoren für kritische und potenziell kritische Rohstoffe (EU 2023) – tabellarische Darstellung der Ergebnisse.225

Tabelle A-19: Mengenbedarfe ausgewählter Rohstoffe [t] der betrachteten Syntheserouten für das Szenario ReFuelEU mit der Zubauoption high scale in 2050.229

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung der Abkürzung
AEL	Alkalische Elektrolyse
AP	Arbeitspaket
ASTM	US-Standardisierungsorganisation „American Society for Testing and Materials“
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMHKW	Biomasse-Heizkraftwerk
CCU	CO ₂ -Abscheidung und Nutzung (englisch: Carbon Capture and Utilisation)
CF	Charakterisierungsfaktor
COD	Umwandlung von Olefinen zu Destillat (englisch: Conversion of Olefins to Distillate)
CPV	Konzentrierte Photovoltaik (englisch: Concentrated Photovoltaics)
CSP	Konzentrierte Solarenergie (englisch: Concentrated Solar Power)
DAC	Gewinnung von Kohlenstoffdioxid aus der Umgebungsluft (englisch: Direct Air Capture)
DD-EESG	Direkt angetriebener, elektrisch erregter Synchrongenerator (englisch: Direct Drive Electrically Excited Synchronous Generator)
DD-PMSG	Elektrisch erregter und direkt angetriebener Permanentmagnet-Synchrongenerator (englisch: Electrically Excited and Direct Drive Permanent Magnet Synchronous Generator)
DDSG	Direkt angetriebener Synchrongenerator (englisch: Direct Drive Synchronous Generator)
DE	Deutschland
DFIG	Doppelt gespeister Asynchrongenerator (englisch: Double-Fed Induction Generator)
DWW	Druckwasserwäsche
EE	Erneuerbare Energien
EI	Wirtschaftliche Bedeutung (englisch: Economic Importance)
EU	Europäische Union
EESG	Elektrisch erregter Synchrongenerator (englisch: Electrically Excited Synchronous Generator)
EoL-RR	Recyclingrate am Ende der Lebensdauer (englisch: End-of-Life recycling rate)

Abkürzung	Bedeutung der Abkürzung
ELY/EL	(Wasser-)Elektrolyseur
FRP	Faser-Kunststoff-Verbund (englisch: Fibre-reinforced plastic/polymer)
FT	Fischer-Tropsch
GB-DFIG	Getriebemotor mit doppelt gespeistem Induktionsgenerator (englisch: Geared converter with doubly fed induction generator)
GB-PMSG	Getriebe – Permanentmagnet-Synchrongenerator (englisch: Gearbox - Permanent Magnet Synchronous Generator)
HT	Hochtemperatur
HTFT	Hochtemperatur Fischer-Tropsch (englisch: High Temperature Fischer-Tropsch)
HTS	Hochtemperatursupraleiter (englisch: High-Temperature Superconductor)
LCA	Lebenszyklusanalyse oder Ökobilanz (englisch: Life Cycle Assessment)
LHV	Heizwert (englisch: Lower heating value)
LPG	Flüssiggas (englisch: Liquefied Petroleum Gas, LPG)
LT	Niedertemperatur (englisch: Low Temperature)
LTFT	Niedertemperatur Fischer-Tropsch (englisch: Low Temperature Fischer-Tropsch)
MOGD	Mobils Prozess von Olefinen zu Benzin und Destillaten (englisch: Mobil's Olefins to Gasoline and Distillate Process)
MON	Motor-Oktanzahl (englisch: Motor Octane Number)
MTG	Methanol zu Benzin (englisch: Methanol-to-Gasoline)
MtJ	Methanol zu Jet (englisch: Methanol-to-Jet)
MTO	Methanol zu Olefinen (englisch: Methanol-to-Olefins)
Nafion®	Nafion perfluorosulfonic acid Membran, basierend auf Polytetrafluorethylene Copolymeren
NGO	Nichtregierungsorganisation (englisch: Non-governmental organization, NGO)
PC	Nachverbrennung (englisch: Post Combustion)
PEI	Polyethylenimine
PEM	Polymerelektrolytmembran (englisch: Proton-Exchange-Membrane)
PMSG	Elektrisch erregter Synchrongenerator (englisch: Permanent Magnet Synchronous Generator)

Abkürzung	Bedeutung der Abkürzung
PPA	Stromkaufvereinbarung (englisch: Power Purchase Agreement)
PSA	Druckwechseladsorption (englisch: Pressure Swing Adsorption)
PtM	Power-to-Methanol
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
RED	Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (englisch: Renewable Energy Directive)
RFNBO	Erneuerbarer Brennstoff nicht biogenen Ursprungs (englisch: renewable fuel of non-biological origin)
RMI	Rohstoffinput (englisch: Raw Material Input)
RON	Research (Erforschte) Oktanzahl (englisch: Research Octane Number)
rWGS	Umgekehrte Wasser-Gas-Shift-Reaktion (englisch: reverse Water-Gas-Shift)
SCIG	Asynchron-Induktionsgenerator mit Käfigläufer (englisch: Squirrel Cage Induction Generator)
SOEC	Festoxid-Elektrolysezelle (englisch: Solid Oxide Electrolyser Cell)
SR	Versorgungsrisiko (englisch: Supply Risk)
Syncrude	Synthetisches Rohöl
Syngas	Synthesegas, Mischung aus H ₂ und CO ₂ oder H ₂ und CO
THG	Treibhausgas
TMR	Globaler Materialaufwand/Gesamter Materialbedarf (englisch: Total Material Requirement) (Wuppertal Institut, 2013)
TRL	Technologiereifegrad (englisch: Technology Readiness Level)
VLS	Volllaststunden
WRIG	Asynchrongenerator mit gewickeltem Läufer (englisch: Wound Rotor Induction Generator)
WSK	Wertschöpfungskette

Einheiten und Symbole

Einheit/Symbol	Bedeutung
°C	Grad Celsius
µm	Mikrometer
a	Jahr
η	Wirkungsgrad
g	Gramm
Gew.-%	Gewichtsprozent
h	Stunde
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWh _{el}	Kilowattstunde (elektrische Energie)
kWh _{th}	Kilowattstunde (thermische Energie)
l	Liter
mol	Mol (Einheit der Stoffmenge)
m	Masse
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
max	Maximal
mg	Milligramm
MJ	Megajoule
min	Minimal
mm	Millimeter
MPa	Megapascal
Mt	Megatonne
MW	Megawatt
P	Leistung
ppm	Anteile pro Million (englisch: Parts Per Million)
s	Sekunde
tkm	Tausend Kilometer
t	Tonne
V	Volt

Einheit/Symbol

Vol.-%

Bedeutung

Volumenprozent

Chemische Symbole und Verbindungen

Chemisches Symbol/ Verbindung	Bedeutung
Al ₂ O ₃	Aluminiumoxid
a-Si	amorphes Silizium
CdTe	Cadmiumtellurid
CH ₄	Methan
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid
Cl ⁻	Chlorid-Ion
Co	Kobalt
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
c-Si	kristallines Silizium auf Waferbasis
DME	Dimethylether
Dy	Dysprosium
Fe	Eisen
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
HDPE	Polyethylen mit hoher Dichte (englisch: High Density Polyethylene)
KOH	Kaliumhydroxid
MEA	Monoethanolamin
MOR	Mordenit
NaCl	Natriumchlorid
NaOH	Natriumhydroxid
Nd	Neodym
Ni	Nickel
Pr	Praseodym
SO ₄ ²⁻	Sulfat-Ion
SPA	Phosphorsäure (englisch: Solid Phosphoric Acid)
Tb	Terbium
YSZ	Yttriumoxid-stabilisiertes Zirkoniumdioxid (englisch: Yttria Stabilized Zirconia)
ZrO ₂	Zirkoniumoxid
ZSM-5	Zeolite Socony Mobile-5, Katalysator der Firma ExxonMobil

Begriffsdefinition

Begriff	Definition
Biogas	Biogas wird über die Fermentation in einer sauerstoffreichen Umgebung von organischen Stoffen, mitunter Biomasse und landwirtschaftliche Abfälle, produziert. Biogas kann als erneuerbare Energiequelle genutzt werden, etwa zur Strom- und Wärmeerzeugung.
CO ₂ -Neutralität, Treibhausgasneutralität, Klimaneutralität	CO ₂ -, Treibhausgas- oder Klimaneutralität bedeutet, dass ein Gleichgewicht zwischen (menschengemachten) Klimaauswirkungen besteht. Während CO ₂ -Neutralität sich allein auf den Ausstoß von Kohlenstoffdioxid bezieht und Treibhausgasneutralität bedeutet, dass neben CO ₂ noch weitere Treibhausgase berücksichtigt werden, beinhaltet Klimaneutralität, auch andere klimawirksame Veränderungen. In dieser Studie wird die treibhausgasneutrale Produktion von Power-to-Liquid (PtL)-Kerosin betrachtet, nicht aber die Klima-Auswirkung, die bei der Verbrennung von synthetischem Kerosin entsteht.
E-Kerosin/PtL-Kerosin	Kerosin aus strombasierten regenerativen Rohstoffen (H ₂ und CO ₂).
Essenzielle und kritische Rohstoffe	In dieser Studie werden verschiedene Rohstoffe verwendet. Essenzielle Rohstoffe sind Rohstoffe, die in den verschiedenen Modulen verwendet werden und nach dem Bewertungssystem welches in Kapitel 6 beschrieben ist, in Kategorie 1 eingestuft sind. Kritische Rohstoffe sind dagegen in Kategorie 2 oder höher eingestuft.
Grüner Wasserstoff	Wasserstoff, welcher durch Elektrolyse von Wasser hergestellt wird, wobei der bereitgestellte Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien bezogen wird.
Jet A-1	Konventionelles Kerosin, nach den Normen ASTM 1655, DEF STAN 91-91 und dem NATO Code F-35.
Luft- und Flugverkehr	In dieser Studie werden Luft- und Flugverkehr synonym verwendet.
Module	Einzelner Prozessschritt für die Herstellung eines (Zwischen-)Produkts. <u>Beispiel:</u> Wasserelektrolyse (grüne Rechtecke in Abbildung 1).
Modul-Varianten	Verschiedene Varianten/Technologien einzelner Module <u>Beispiel für die Elektrolyse:</u> PEM, AEL, SOEC (schwarze Ovale in Abbildung 1).

Begriff	Definition
Naphtha	Naphtha ist die Bezeichnung für bestimmte leichtsiedende Fraktionen bei der Erdöl-Destillation oder -Cracken (RÖMPP-Redaktion u. a., 2002a). Die Zusammensetzung variiert stark, je nach eingesetzter Rohölsorte. Naphtha wird zur Herstellung von Benzinkraftstoffen, Flugtreibstoffen sowie verschiedenen chemischen Produkten wie zum Beispiel Kunststoffen verwendet.
Pariser Klimaschutzabkommen	Das Pariser Klimaschutzabkommen, welches 2015 auf der Klimakonferenz der Vereinten Nationen in Paris verabschiedet wurde, ist das erste global verbindliche Abkommen zwischen 195 Staaten, zur Begrenzung der globalen Erwärmung und zur Minimierung ihrer Folgen.
Punktquelle	Eine Punktquelle definiert eine lokale Quelle, die eine bestimmte Substanz oder Energie aus einem klar abgegrenzten Bereich in die Umwelt abgibt. In dieser Studie werden ausschließlich CO ₂ -Punktquellen betrachtet. Diese Emissionen stammen in der Regel ausschließlich von stationären Anlagen, die durch die Verbrennung von Brennstoffen oder industriellen Prozessen CO ₂ freisetzen.
Rauchgas	Rauchgase entstehen über die Verbrennung von Brennstoffen wie Kohle, Erdgas, Öl, Holz und anderen organischen Materialien. Die Hauptbestandteile des Rauchgases umfassen Kohlenstoffdioxid, Wasserdampf, Stickoxide, Schwefeldioxide, Kohlenmonoxid und Feinstaub.
Syntheserouten	Kombination der Module zur einer vollständigen Wertschöpfungskette vom Rohstoff bis zum Endprodukt PtL-Kerosin <u>Beispiel:</u> PEM + DAC-Adsorption + rWGS + FT → Kerosin. Wird in der Studie von Syntheserouten oder Routen gesprochen, ist stets eine wie oben genannte vollständige Syntheseroute gemeint.
Synthesepfad	Bei Synthesepfaden ist die Rede von entweder dem FT- oder dem MtJ-Pfad, für den ein Elektrolyseur oder eine CO ₂ -Technologie in der Modellierung ausgelegt wurde, wobei der Pfad in runden Klammern angegeben wird. So beschreibt beispielsweise „AEL (FT)“ den AEL-Elektrolyseur, der für den FT-Pfad ausgelegt ist, während „AEL-FT“ die Syntheseroute mit FT und dem AEL-Elektrolyseur bezeichnet.
Synthetisches Kerosin	Nicht-konventionelles Kerosin, beispielsweise aus einer Fischer-Tropsch-Synthese. Kohlenstoff- und Energiequellen können dabei fossil (wie zum Beispiel Kohle und Erdöl) sein oder regenerativ (zum Beispiel Biomasse und Erneuerbare Energien) sein.

Begriff**Definition**

Nachhaltiger Flugkraftstoff (SAF – Sustainable aviation fuel)

Die Definition von SAF ist in Artikel 3 Absatz 7 der ReFuelEU-Verordnung für den Luftverkehr festgelegt. Sie umfasst Drop-in-Flugkraftstoffe, die den Nachhaltigkeitskriterien der Richtlinie über erneuerbare Energien (RED) entsprechen.

SAF sind definiert als:

- a) Synthetische Flugkraftstoffe aus erneuerbarem Wasserstoff und abgeschiedenem Kohlenstoff (im Sinne von Artikel 2 Absatz 36 der RED und beschränkt auf flüssige Drop-in-Kraftstoffe);
- b) Fortschrittliche Biokraftstoffe, die insbesondere aus Abfällen und Reststoffen hergestellt werden (aus den in Anhang IX Teil A aufgeführten Rohstoffen im Sinne von Artikel 2 Absatz 34 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie);
- c) Biokraftstoffe, die insbesondere aus Ölen und Fetten hergestellt werden (z. B. aus den in Anhang IX Teil B aufgeführten Rohstoffen im Sinne von Artikel 2 Absatz 33 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie);
- d) Recycelte Kohlenstoff-Flugkraftstoffe im Sinne von Artikel 2 Absatz 33 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie.

In dieser Studie wird Kerosin der Definition a) betrachtet. Neben der Fischer-Tropsch-Synthese wird dabei auch die E-Kerosinsynthese über den Methanol-to-Jet-Prozess betrachtet, auch wenn dieser aktuell noch nicht als SAF zertifiziert werden kann.

Treibhausgas

Ein Treibhausgas ist ein gasförmiger Bestandteil der Atmosphäre, der Wärmeenergie (Infrarotstrahlung) absorbiert und wieder abstrahlt. Durch diesen Prozess wird die Wärme in der Erdatmosphäre gehalten, wodurch die Erdoberfläche zusätzlich erwärmt wird.

Wachse

Hochschmelzende Kohlenwasserstoffe aus zum Beispiel der Fischer-Tropsch-Synthese.



1 Hintergrund und Motivation

In dieser Studie wird die Herstellung von synthetischem Kerosin aus erneuerbaren Energien untersucht (PtL-Kerosin) und wie sich verschiedene Synthesewege, unterschiedliche Anlagenkapazitäten sowie andere Parameter auf den gesamten Material- und Ressourcenbedarf auswirken.

In einer klimaneutralen Zukunft wird der Einsatz von Power-to-Liquid (PtL)-Kerosin in der Luftfahrt unverzichtbar. Auch in vielen anderen Sektoren und Industrien werden neue Technologien oder alternative Herstellungswege notwendig, um Treibhausgase einzusparen. Für diese Herstellungswege werden Rohstoffe als Ausgangsmaterial, als Reaktionsmittel oder Katalysator verwendet. Im Vergleich zu den letzten 40 Jahren hat sich die Nutzung natürlicher Ressourcen mehr als verdoppelt und wird prognostiziert noch weiter zunehmen. Insbesondere bei den nicht-metallischen Mineralien und Metallerzen kommt es bei der Entwicklung und Hochlauf neuer Technologien zu einem Wettbewerb um ihre weltweit verfügbaren Mengen. Es wird daher immer wichtiger zu beurteilen, welche Synthesewege für PtL-Kerosin im Hinblick auf den sich verschärfenden Wettbewerb um die Rohstoffe die zukunftsfähigsten sind. Das heißt konkret, welche Synthesewege welche und wie viele Metalle und nicht-metallischen Mineralien pro Tonne synthetisierten PtL-Kerosin benötigen und zukünftig benötigen werden.

Neben den verschiedenen Syntheserouten sowie zugehörigen Optionen, was die Elektrolyse-technologie oder die CO₂-Abscheidung betrifft, werden Szenarien für zukünftige PtL-Bedarfe für die Europäischen Union miteinander verglichen. Zu den Ergebnissen gehören die Analyse möglicher Rohstoffknappheiten im zeitlichen Verlauf sowie die Identifizierung ressourcenintensiver Synthesewege, für die technologische und politische Lösungsvorschläge aufgezeigt werden.

Die Studie wird im Auftrag des PtX Lab Lausitz von der DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V. durchgeführt.

Das vorliegende Dokument fasst den finalen Arbeitsstand der Studie zusammen und ist in insgesamt sieben Kapitel strukturiert. Eine Einleitung sowie Hintergründe und Motivation der Studie gibt dieser Abschnitt wieder. Grundlegende Annahmen sind in Kapitel 2 erläutert und beinhalten unter anderem eine Auflistung der untersuchten Technologien, Bilanzgrenzen und verwendete Software und Tools.

Dies leitet in Kapitel 3 über, in welchem in verschiedenen Unterkapiteln die Technologien näher vorgestellt werden. Dazu gehören erneuerbare Energien (EE) (Kapitel Erneuerbare Energien), CO₂-Abscheidung (Kapitel 3.2), Wasserelektrolyse (Kapitel 3.3), umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (rWGS) (Kapitel 3.4), Fischer-Tropsch (FT)-Route (Kapitel 3.5.1) und Methanol-to-Jet-Route (Kapitel 3.5.2). Die verschiedenen Modulvarianten werden in den jeweiligen Unterkapiteln beschrieben und am Ende jedes Unterkapitels ihre Rohstoffbedarfe in einer tabellarischen Übersicht aufgelistet.

In Kapitel 4 werden die Ergebnisse der Modellierungen für diese Technologien vorgestellt, wobei zunächst die Ergebnisse analog zum Kapitel 3 aufgebaut sind. Präsentiert und erläutert werden zunächst die Ergebnisse des EE-Mixes (Kapitel 4.1), anschließend die der CO₂-Abscheidetechnologien (Kapitel 4.2.2). Dabei wird auf Unterschiede der verschiedenen Alternativen eingegangen und diese miteinander verglichen. Analog sind die Kapitel zu den Elekt-

rolyseuren (Kapitel 4.2.3) und der E-Kerosinherstellung (Kapitel 4.2.1) aufgebaut. Zudem enthält Kapitel 4 einige Sensitivitätsanalysen, um speziell die Ergebnisse zum Energiepark der Elektrolyseure und deren Volllaststunden einordnen zu können.

Kapitel 5 wirft einen Blick in die Zukunft und fasst die Ergebnisse der Modellierungen für die Jahre 2030, 2040 und 2050 zusammen. Es erläutert zudem die getroffenen Annahmen für die E-Kerosinbedarfe der Zukunft (Kapitel 5.4) und wie diese mit den in der Studie durchgeführten Modellierungen (Kapitel 5.2) gedeckt werden können.

Anschließend wird in Kapitel 6 der Blick Richtung Kritikalität und Verfügbarkeit der Rohstoffe geworfen. Am Beispiel von 15 ausgewählten Rohstoffen bzw. Rohstoffgruppen werden die in Kapitel 5 untersuchten Syntheserouten bewertet und Vor- sowie Nachteile bezüglich der verwendeten Rohstoffe diskutiert.

Das abschließende Kapitel 7 fasst die Ergebnisse der Studie zusammen und gibt einen Ausblick für die E-Kerosin-Produktion in Deutschland, anhand der diskutierten Syntheserouten und Technologien.

2 Methodische Herangehensweise

Für die Herstellung von synthetischem Kerosin, welches nicht konventionell über eine Erdöldestillation gewonnen wird, existieren viele mögliche Routen, wobei sich Teilschritte bereits unterscheiden können. In dieser Studie wird die Herstellung von E-Kerosin betrachtet, welches durch den Einsatz von grünem Strom produziert wird. Mit Hilfe von erneuerbarer, elektrischer Energie wird grüner Wasserstoff (H_2) über die Elektrolyse von Wasser (in der Studie vereinfacht als Wasserelektrolyse bezeichnet) hergestellt sowie Kohlendioxid (CO_2) abgeschieden. Aus diesen beiden Stoffen lässt sich ein sogenanntes Synthesegas herstellen, im Falle des Fischer-Tropsch (FT)-Verfahrens besteht dieses aus Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff. Im Falle des Methanol-to-Jet (MtJ)-Verfahrens, wird in dieser Studie jedoch nicht das Synthesegas betrachtet, sondern die Direktsynthese aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. Hingegen dient das Synthesegas bei der Fischer-Tropsch-Route als Ausgangsstoff für die finale E-Kerosinsynthese. Die Begriffe E-Kerosin und PtL-Kerosin werden synonym verwendet, wobei in dieser Studie der Begriff E-Kerosin verwendet wird. Die Abgrenzung zu synthetischem Kerosin ist dem Abkürzungsverzeichnis unter Begriffsdefinitionen zu entnehmen.

Für die Untersuchung des Rohstoffbedarfs und anschließend der Rohstoffverfügbarkeit ist es jedoch wichtig, grundsätzliche Annahmen festzuhalten, um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen. Zudem werden für die verschiedenen Module (bzw. Teile der Prozesskette, siehe Begriffsdefinitionen) nicht alle Varianten untersucht, sondern sich auf bestimmte Modulvarianten beschränkt. Diese sind in Abbildung 1 dargestellt.

Wiege zum Tor (Cradle-to-Gate)

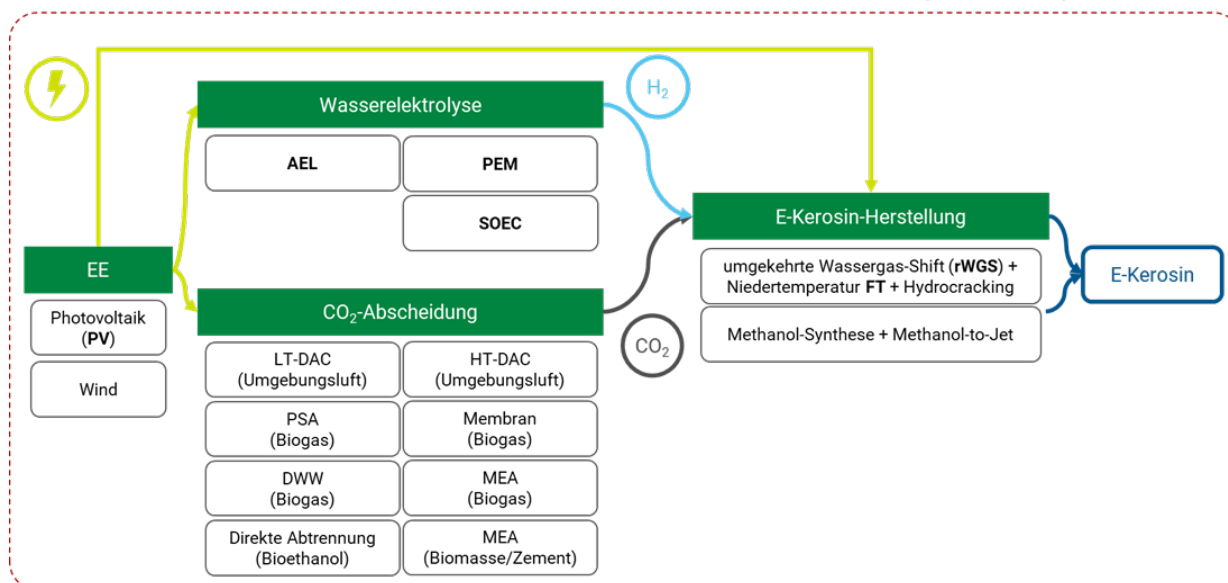


Abbildung 1: Übersichtsgrafik über die zu untersuchenden Module und Modul-Varianten.
 EE: Erneuerbare Energien, PV: Photovoltaik, AEL: Alkalische Elektrolyse, PEM: Polymerelektrolytmembran, SOEC: Festoxid-Elektrolysezelle, HT: Hochtemperatur, LT: Niedertemperatur, DAC: Direct Air Capture, DWA: Druckwechselsorptions, DWW: Druckwasserwäsche, MEA: Monoethanolamin, rWGS: umgekehrte Wasser-Gas-Shift-Reaktion, FT: Fischer-Tropsch.

2.1 Annahmen zum allgemeinen Vorgehen, Strommix, Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid und E-Kerosin

2.1.1 Allgemeines

Kapazitäten

In dieser Studie werden Anlagen mit drei verschiedenen Kapazitäten betrachtet: eine Anlage im Pilotmaßstab von 10.000 Tonnen E-Kerosin pro Jahr (t E-Kerosin/a), eine Worldscales-Anlage von 500.000 t E-Kerosin/a und eine Anlage im mittleren Bereich von 100.000 t E-Kerosin im Jahr. Bei allen Anlagen bezieht sich die Kapazität auf die Ausbeute an E-Kerosin, so dass die tatsächliche Anlagenkapazität inklusive aller Nebenprodukte je nach Syntheseweg höher liegt.

Betrachtete Jahre

Die in dieser Studie durchgeführten Modellierungen beziehen sich auf das Basisjahr 2023, insofern nicht anders angegeben. Für die Betrachtung von Szenarien (siehe Kapitel 5) werden zudem die Modellierungen für die Jahre 2030, 2040 und 2050 durchgeführt.

2.1.2 Modellierung des Strommixes

Für die Ermittlung des quantitativen Rohstoffbedarfes wurde ein einheitlicher Mix an erneuerbaren Energien (EE-Mix, bestehend aus Onshore- und Offshore-Windkraft sowie Photovoltaik (PV)) festgelegt. Im Rahmen dieser Studie wird für das Basisjahr 2023 das Verhältnis der EE-Technologien von der Bundesnetzagentur (BNetzA Bundesnetzagentur, 2022) für das Jahr 2022 verwendet, wobei sich die angegebenen Verhältnisse auf die produzierte Energiemenge, und nicht auf die installierte Leistung der Energieanlagen beziehen.

- Wind Onshore / Wind Offshore: 4,063:1
- Wind / PV: 2,266:1

Als Grundlage für den EE-Mix und weitere Annahmen in diesem Kontext wurde ein gemittelter Wetter-Datensatz für Deutschland genommen, wobei auf eine regionale Auflösung nach Bundesländern oder Kreisen verzichtet wurde.¹ Hierfür wurden die Wetterdaten von (Riencker u. a., 2011; Müller u. a., 2015b, 2015a) über einen Zeitraum von 40 Jahren gemittelt und folgende Volllaststunden (VLS) für die verschiedenen EE-Technologien ermittelt. Die Datensätze enthalten für den betrachteten Zeitraum von 40 Jahren den Kapazitätsfaktor für PV, Onshore-Wind und Offshore-Wind pro Stunde im Jahr (insgesamt 8.760 Stunden):

- Wind-Onshore: 1.693 h/a
- Wind-Offshore: 2.918 h/a
- PV: 1.092 h/a

Für die Modellierungen der Zukunftsjahre 2030, 2040 und 2050 wurde ein anderes Vorgehen gewählt, um besser auf neu installierte Anlagen eingehen zu können, die zu einem höheren Energieertrag führen. Hierbei werden keine stündlich aufgelösten Wetterdaten mehr verwendet, sondern lediglich eine Volllaststundenzahl pro EE-Technologie. Das detaillierte Vorgehen ist in 5.1.1 erläutert.

Für die Wasserelektrolyse wurde angenommen, dass der Strom über einen überdimensionierten Energiepark bereitgestellt wird, um sicher zu stellen, dass der Elektrolyseur (ELY) dauerhaft mit Grünstrom versorgt wird. Für diesen ELY wird vom selben EE-Mix wie für den Netzstrom ausgegangen. Für den Elektrolyseur wurde der Energiepark (EE-Park) so ausgelegt, dass der Elektrolyseur mit 4.000 Volllaststunden betrieben wird. Wie sich die Überdimensionierung des EE-Parks, der für den zuverlässigen Betrieb des Elektrolyseurs notwendig ist, auf den Materialaufwand für die PV- und Windkraftanlagen pro Kilowattstunde (kWh) auswirkt, wird in einer Sensitivitätsanalyse der Volllaststunden des ELYs untersucht.

Für alle anderen Modulvarianten wurde die Modellierung mit 8.000 Volllaststunden durchgeführt.

2.1.3 Annahmen zu CO₂-Bereitstellung

Betrachtete Quellen und Technologien

Für die Herstellung von E-Kerosin ist eine Kohlenstoffquelle notwendig. Im Rahmen dieser Studie wird hierfür Kohlenstoffdioxid (CO₂) betrachtet, wobei verschiedene CO₂-Quellen und -Abscheidetechnologien infrage kommen. Als Quelle werden biogenes und industrielles CO₂ sowie CO₂ aus der Luft betrachtet, wobei im konkreten Biogas, Bioethanol und Biomasse-Heizkraftwerke bzw. Zementwerke für die biogenen und industriellen Quellen betrachtet werden. Die Details werden in Kapitel 3.2 erläutert. Die Wahl der CO₂-Quelle sowie die Abscheidetechnologie hat einen Einfluss auf die Umweltbilanz und Effizienz des E-Kerosins.

Modellierung

Für die Modellierung der CO₂-Abscheidetechnologien wird kein CO₂-Transport und damit verbundene Aufwendungen berücksichtigt. Bei der Betrachtung von Abscheidetechnologien aus biogenen CO₂-Quellen werden nur die Abscheideprozesse modelliert und nicht die Hauptprozesse der Biogasanlage, Bioethanolanlage, oder des Biomasse-Heizkraftwerkes. Gleichermä-

¹ <https://renewables.ninja/>

ßen wird bei der Modellierung des CO₂-Abscheideprozesses aus dem Zementkraftwerk vorgegangen. Bei Betrachtung der Direct Air Capture (DAC)-Anlagen wird der CO₂-Inputstrom aus der Atmosphäre als negativer Input modelliert, da dieser aus der Atmosphäre direkt entzogen wird. Hierbei muss jedoch beachtet werden, dass es sich dabei nicht um eine Kohlenstoffsenke handelt, da davon ausgegangen wird, dass das gespeicherte CO₂ aus der Atmosphäre durch die nachgelagerte Nutzung des E-Kerosins wieder an die Atmosphäre abgegeben wird. Die Nutzung liegt wie bereits beschrieben, außerhalb des Betrachtungsrahmens. Weiterhin werden keine Vor-Aufreinigungsverfahren des CO₂-Stroms berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass das Rohgas (Outputgas direkt aus den CO₂-Quellen) bereits für den Abscheideprozess aufgereinigt wurde. Zudem werden keine Nachbereitungsverfahren berücksichtigt, wie beispielsweise eine nachgelagerte Feinentschwefelung, Kompression, oder Verflüssigung. Für Folgeprozesse der E-Kerosinherstellung wird angenommen, dass das CO₂ gasförmig zu Verfügung steht. Die verwendeten Input- und Output-Daten basieren auf angegebene Literaturquellen (Sekundärliteratur). Die funktionelle Bezugseinheit der modellierten CO₂-Abscheidetechnologien wird mit 1 Kilogramm (kg) CO₂, gasförmig definiert.

2.1.4 Annahmen zur Wasserstoffproduktion

Der für die Herstellung von E-Kerosin benötigte Wasserstoff wird in dieser Studie ausschließlich durch die Elektrolyse von Wasser bereitgestellt. Hierbei werden drei verschiedene Elektrolýsetechnologien analysiert: die Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEM), die alkalische Elektrolyse (AEL), sowie die Festoxid-Elektrolysezelle (SEOC). Der Einsatz des SOEC-Elektrolyseurs wird ausschließlich im reinen Elektrolysemodus untersucht; ein potenzieller Wechselbetrieb als Brennstoffzelle bleibt unberücksichtigt. Um die jährlichen Kapazitäten an E-Kerosin zu erreichen, werden unterschiedliche Mengen an Wasserstoff benötigt. Dafür werden jeweils passende Elektrolyseurleistungen betrachtet, um den erforderlichen Wasserstoff bereitzustellen. Die konkreten erforderlichen Mengen sind vom Modul zur Herstellung von E-Kerosin abhängig (Fischer-Tropsch oder Methanol-to-Jet). Die Details zu den Annahmen und der Berechnung sind im Kapitel 2.3.4 erläutert.

2.1.5 Annahmen zur E-Kerosin-Produktion

2.1.5.1 Spezifikationen von Kerosin

Die ASTM International (früher „American Society for Testing Materials“) und das britische Verteidigungsministerium haben eine führende Rolle bei der Festlegung von Standardspezifikationen für die Luftfahrt. Der im zivilen Flugverkehr am häufigsten gebräuchliche Turbinenkraftstoff für den Flugverkehr ist Jet-A-1, der nach der amerikanischen ASTM D1655, der britischen DEF STAN 91-91 sowie dem NATO Code F-35 zertifiziert ist. Das Jet-A-1 entspricht ebenfalls den Anforderungen der „Joint Inspection Group (JIG) Check List“. Diese Spezifikationen beschreiben dabei ausschließlich konventionelle Kraftstoffe, die in Erdölraffinerien produziert werden.

Für synthetische Kraftstoffe wurde die ASTM-Spezifikation D7566 entwickelt, welche die Qualitätskontrolle für Kraftstoffe mit neuartigen Zusammensetzungen gewährleisten soll. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts gibt es keinen zugelassenen Syntheseweg zur Herstellung von voll-synthetischem Kerosin nach der Norm ASTM D7566, da synthetische Kerosine Unterschiede in ihrer chemischen Zusammensetzung sowie auch den physikalischen Eigenschaften gegenüber konventionellem Kerosin aufweisen. Deshalb ist synthetisches Kerosin nach ASTM D7566 nur in folgenden Fällen als Blendingkomponente zu maximal 50 Prozent für den Flugverkehr zugelassen:

- Appendix A1: synthetisches Kerosin aus einer eisen- oder kobaltkatalysierten FT-Synthese.
- Appendix A4: synthetisches Kerosin aus einer eisen- oder kobaltkatalysierten FT-Synthese unter Zumischung von Aromaten (benzolreicher, leichter Naphtha-Schnitt) aus einer Steinkohle-Raffinerie (nur unter Verwendung des etablierten, genehmigten Aufarbeitungsprozesses der Firma Sasol).
- Appendix A5: synthetisches Kerosin aus einer Alkohol-to-Jet-Synthese über die Synthese von Ethanol oder Isobutanol.

Die ASTM D7566 reguliert neben den chemischen und physikalischen Anforderungen an die Kraftstoffe auch welche Raffinerieprozesse bei der Produktaufarbeitung Anwendung finden dürfen und teilweise auch die Rohstoffbasis. Dies stellt eine große Herausforderung bei der Etablierung neuer Prozesse oder der Optimierung von bestehenden Prozessen dar, da jeder neue Prozess bzw. jede größere Veränderung im Prozess eine neue Zulassung voraussetzt, auch wenn das Produkt beispielsweise identisch bleibt. Somit sind zusätzlich zu den technischen Herausforderungen auch regulatorische Hürden zu überwinden (Artz und Ruff, 2023; Chuck, 2016; De Klerk u. a., 2023).

2.1.5.2 Fischer-Tropsch-Prozess

Für PtL-Kerosin über die FT-Route wird in dieser Studie die Verwendung nach der Norm ASTM 7566 Appendix 1 angenommen. Blending-Infrastruktur für die Mischung von E-Kerosin mit konventionellem Kerosin wird in der Studie nicht betrachtet.

Bei der Modellierung des Fischer-Tropsch-Prozesses wird die kobaltkatalysierte Tieftemperatur-Variante mit integrierter rWGS nach Daten (PtX Lab Lausitz, 2024) betrachtet. Die zu betrachtenden Kapazitäten (10.000, 100.000 und 500.000 t Kerosin pro Jahr) beziehen sich auf die Kerosinausbeute nach Hydrocracking.

2.1.5.3 Methanol-to-Jet-Prozesse

Aktuell ist der Einsatz von synthetischem Kerosin, welches über die MtJ-Route hergestellt wurde, nicht zugelassen und erst nach einem erfolgreich abgeschlossenen Zertifizierungsprozess gemäß ASTM D4054 möglich. Da in Appendix A5 bereits ein Alkohol-to-Jet-Syntheseweg zugelassen ist und die MtJ-Route eine vielversprechende Alternative zur FT-Synthese darstellt, wird sie in dieser Studie mitbetrachtet.

Die Daten für die Modellierung sind (Ruokonen u. a., 2021) entnommen. Bei der Modellierung des Methanol-to-Jet-Prozesses erfolgt die Methanol-Herstellung über eine Direktsynthese aus CO₂ und H₂.

2.2 Modellierungen und verwendete Softwaretools

2.2.1 Lebenszyklusanalyse

Die in dieser Studie durchgeführten Modellierungen wurden mit Hilfe von openLCA 2.2 („openLCA.org“, o. J.) und der Ecoinvent-Datenbank mit der Version 3.10 (Wernet u. a., 2016) durchgeführt. Aufgezählte Ressourcenlisten sind in Englisch gehalten und nicht übersetzt worden, um eine nachträgliche Zuordnung zu den ursprünglichen Prozessen in Ecoinvent zu ermöglichen. Aufgrund des End-User Licence Agreement der Ecoinvent-Datenbank, können für in Ecoinvent hinterlegte Prozesse die Mengen der Stoffströme nicht aufgelistet werden.

Teilweise beziehen sich die für die Modellierung verwendeten Daten auf Prozesse der Ecoinvent-Datenbank. Aufgrund der Lizenzvereinbarung sind in der vorliegenden Studie die Rohstoffbedarfe lediglich in Tabellenform ohne Mengenangaben aufgelistet.

Teilweise werden in den Tabellen englische Bezeichnungen verwendet, um eindeutig anzugeben, welche Inputflüsse in Ecoinvent verwendet wurden.

2.2.2 Tool zur Auslegung des Energieparks für den Elektrolyseur

Zur Auslegung des Energieparks für den Elektrolyseur unter Einhaltung der EE-Mixe für das Verhältnis aus Wind- und PV-Energie sowie Onshore- und Offshore-Windkraftenergie, wurde von der DECHEMA ein eigenes Excel-Tool ermittelt. Dieses Tool greift auf die in Kapitel 2.1.2 beschriebenen Wetterdaten zurück und kann unter manueller Eingabe der Nennleistung von Photovoltaik (PV), Onshore- und Offshore-Windkraft berechnen, wieviel Energie pro Stunde im Jahr dem Elektrolyseur (ELY) zur Verfügung steht. Die Nennleistung des Elektrolyseurs lässt sich ebenfalls manuell einstellen, sodass sich aus den Daten interaktiv die stündlich produzierte Menge an Wasserstoff ausrechnen lässt sowie weiterführende Informationen zur Anzahl der Stunden der positiven und negativen Residuallast, der Leistungsdauerlinie und der Auslastung des Elektrolyseurs.

Mit Hilfe dieses Tool wurden die Leistungen der EE-Technologien manuell so eingestellt, dass einerseits die Annahmen zu den EE-Mixen in den betrachteten Jahren eingehalten wurden und die Anzahl der Volllaststunden des Elektrolyseurs einen bestimmten gewünschten Wert einnahmen. Das für diese Studie verwendete Tool ist unveröffentlicht, weist jedoch ähnliche Funktionalitäten auf, wie der Elektrolyse-Rechner der Technischen Hochschule Köln (Stenzel u. a., 2023).

2.3 Methodische Herangehensweise bei der Modellierung

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, existiert eine Vielzahl an Möglichkeiten, E-Kerosin herzustellen. Neben den beiden Syntheserouten über Fischer-Tropsch bzw. Methanol-to-Jet synthetisches Kerosin zu produzieren, werden in dieser Studie zudem sieben verschiedene CO₂-Abscheidetechnologien (LT-DAC, HT-DAC, PSA, DWW, Membran, MEA für Biogas und MEA für Biomasse/Zement) und die direkte Abtrennung von CO₂ aus Bioethanol-Anlagen sowie drei Wasserelektrolysetechnologien (AEL, PEM, SOEC) untersucht. Bezieht man noch die drei unterschiedlichen Produktionskapazitäten ein, sodass aufgrund von möglichen Skalierungseffekten eventuell optimierte Rohstoffbedarfe gelten, kommt man auf insgesamt $2 \times 8 \times 3 \times 3 = 144$ Möglichkeiten, die Modulvarianten miteinander zu kombinieren. Um alle Möglichkeiten bezüglich ihrer Ressourcenintensität ausführlich untersuchen zu können, wurden Lebenszyklusanalysen durchgeführt und diese mit dem Wirkungsabschätzungsindikator Total Material Requirement (TMR) bewertet.

2.3.1 Der LCA-Indikator Total Material Requirement

Beim sogenannten TMR (gesamter Materialaufwand, englisch: Total Material Requirement) handelt es sich um einen Stoffstromindikator. Er stammt ursprünglich aus der wirtschaftsraumbezogenen Stoffstromrechnung und erfasst Materialflüsse aus verwerteter und nicht verwerteter Entnahme, die im Inland oder im Zusammenhang mit importierten Rohstoffen entstehen (Kosmol et al., 2012).

Der Indikator wurde für die Verwendung in der Ökobilanzierung (LCA) angepasst. Für eine Reihe abiotischer Rohstoffe, darunter Metalle, nicht-metallische Mineralien und fossile Energieträger, wurden Charakterisierungsfaktoren berechnet, die globale Durchschnittswerte für die Materialflüsse der Rohstoffentnahmen widerspiegeln. Die Materialflussmengen sollen dabei annähernd als Abschätzung für die Größe der möglichen Umweltwirkung stehen, die mit der Entnahme der Primärrohstoffe aus der Umwelt einhergehen können (Mostert und Bringezu, 2019). Dazu gehören beispielsweise die Absenkung des Grundwasserspiegels, Bodendegradierung oder der Verlust der biologischen Vielfalt (Gast, 2013).

Die reine Entnahme an Rohstoffen, die von der Umwelt in die Technosphäre gelangen, wird durch den LCA-Indikator Raw Material Input (RMI, Rohstoffinput, oder Direkter Materialinput) abgebildet. Der TMR hingegen geht über die reine Entnahme hinaus. Hier wird zusätzlich das Material berücksichtigt, welches am Abbauort verbleibt (Abraum, Bergematerial oder Bodenaushub). Dadurch handelt es sich beim TMR um einen rohstoff-unspezifischen Proxy-Indikator für Umweltschäden, welche durch die Nutzung primärer Ressourcen entstehen. Im Vergleich zu anderen Stoffstromindikatoren weist der TMR dadurch jedoch keinen direkten kausalen Zusammenhang mit Umweltwirkungen oder Ressourcenverfügbarkeit auf.

Für die Berechnung des RMI-Charakterisierungsfaktors kann beispielsweise die Konzentration eines Metalls im Erz zugrunde gelegt sein, während der TMR zusätzlich einen Faktor für den Abraum berücksichtigt (siehe Gleichung 1, $coeff_{extrahiertes\ Material\ i}$), der im Zusammenhang mit der Entnahme des Erzes anfällt, jedoch am Abbauort in Form von Abraumhalden verbleibt.

$$CF_{TMR\ Material\ i} = CF_{RMI\ Material\ i} \cdot (1 + coeff_{extrahiertes\ Material\ i}) \quad \text{Gleichung 1}$$

In manchen Fällen sind die Charakterisierungsfaktoren für TMR ($CF_{TMR\ Material\ i}$) und RMI ($CF_{RMI\ Material\ i}$) die gleichen, was grundsätzlich durch den Abbauprozess und/oder die Datenlage bedingt sein kann – wenn es zum Beispiel keine Daten zum Abraum gibt (Mostert und Bringezu, 2019; Wilke, 2013).

In dieser Studie wird für die Berechnung des TMRs auf die von (Pauliuk, 2022) entwickelte Methode zurückgegriffen, welche auf den Arbeiten von (Mostert und Bringezu, 2019) aufbaut. Für die Elemente Cer, Germanium, Lanthan, Mangan, Molybdän, Neodym, Praseodym, und Zink wird auf Charakterisierungsfaktoren aus (Mostert und Bringezu, 2019) zurückgegriffen, für Strontium und Nickel aus (Von Gries und Bringezu, 2022). Für die Elemente Dysprosium, Iridium und Terbium wurde ein Charakterisierungsfaktor von 1 angenommen, da hierzu keine verfügbaren Daten vorliegen.

2.3.2 LCA-Methodik der Studie

Um alle möglichen Modulvariationen ausführlich untersuchen zu können, wurde eine neuartige, methodische Herangehensweise gewählt:

Die einzelnen Varianten der Synthesemodule werden mit Hilfe von Lebenszyklusanalysen (LCA) modelliert. Das bedeutet, dass jeder Prozessschritt als einzelnes Modul abgebildet wird. Zunächst wird eine Fischer-Tropsch- bzw. eine Methanol-to-Jet-Anlage modelliert, wobei hier keine Vorprozesse aus der Elektrolyse oder der CO₂-Abscheidung berücksichtigt werden, sondern der Prozessschritt isoliert betrachtet wird. Auf Basis der H₂- und CO₂-Bedarfe für die PtL-Synthese werden dann die acht CO₂-Abscheidetechnologien (HT-DAC [Luft],

LT-DAC [Luft], PSA [Biogas], Membran [Biogas], DWW [Biogas], MEA [Biogas], MEA [BMHKW oder Zement], Direkte Abtrennung [Bioethanol]), sowie die drei Wasserelektrolyse-Technologien (AEL, PEM, SOEC) einzeln modelliert. Somit ist ersichtlich, wie viel jeder Prozessschritt ressourcentechnisch zum Modellierungsergebnis beiträgt. Diese Modellierungen der Teilschritte werden als „Mini-LCAs“ bezeichnet, da sie das Ergebnis einer LCA-Modellierung enthalten, jedoch nicht wie bei einer klassischen LCA alle Vor- und Nachprozesse mitmodelliert werden.

Die Modellierungsergebnisse enthalten sämtliche Informationen bezüglich der Rohstoffbedarfe, welche im LCA-Indikator TMR (Total Material Requirement) zusammengefasst werden. Soll eine konkrete Syntheseroute bei einer bestimmten Produktionskapazität präziser betrachtet werden, werden die Ergebnisse der entsprechenden Mini-LCAs zusammengesetzt. Hierbei wird darauf geachtet, dass die TMR-Werte nicht einfach nur addiert, sondern insbesondere die TMR-Werte für den Elektrolyseur und die CO₂-Bereitstellung mit den erforderlichen Inputmengen der ausgewählten E-Kerosin-Modulvariante verrechnet werden.

Anstatt alle Syntheserouten-Kombinationen einzeln zu modellieren, sind so deutlich weniger Modellierungen notwendig, dennoch können weiterhin die TMRs aller 144 Kombinationen ermittelt werden. Dadurch, dass bei diesen Mini-LCAs nicht alle Vor- und Nachprozesse mitmodelliert werden, muss bei dieser neuartigen Methode einerseits darauf geachtet werden, dass keine Teilschritte oder peripheren Prozesse außer Acht gelassen oder Ströme mehrfach modelliert werden.

Damit ein schneller und einfacher Vergleich möglich ist, wurde ein interaktives, auf Excel basierendes Dashboard erstellt. Dieses erlaubt es, die gewünschte Modulvariante per Mausklick auszuwählen und unmittelbar den für die Syntheseroute zugehörigen TMR-Wert ausrechnen und anzeigen zu lassen.

Wird in dieser Studie auf bestimmte Kombinationen eingegangen, werden die einzelnen Modulvarianten als Abkürzung angegeben. Beispielsweise bedeutet MtJ + SOEC + HT-DAC (Luft) [10.000 t/a], dass die Methanol-to-Jet-Route (MtJ) bei einer jährlichen Produktion von 10.000 t betrachtet wird, wobei der Wasserstoff über die Festoxid-Elektrolysezelle (SOEC) und das Kohlenstoffdioxid über eine Hochtemperatur-DAC-Anlage bereitgestellt wird.

Für die Modellierungen werden zusätzlich folgende Annahmen getroffen:

- Die Durchführung der Lebenszyklusanalyse erfolgt mittels der Modellierungssoftware **openLCA 2.2**.
- Der Ansatz der „**attributional LCA**“ wird verfolgt, wobei die Impactverteilung bei einem Multi-Output-Prozess über den Energiegehalt erfolgt. Daher wird die **Ecoinvent 3.10** cutoff-unit Datenbank verwendet. Das Systemmodell „Allokation, cut-off“ verfolgt den Ansatz, dass der Abfallerzeuger nach dem Verursacherprinzip die Lasten der Abfallbehandlung trägt. Die Verbraucher von recycelten Produkten erhalten diese unbelastet.
- Es wird der **Cradle-to-gate** (von der Rohstoffgewinnung bis zum Werkstor) Ansatz für die Modellierungen verfolgt, wobei sowohl der Bau der relevanten Anlagen als auch der Prozessbetrieb berücksichtigt werden. Die betrachteten Prozessketten werden bis zur Herstellung des E-Kerosins modelliert. Die Verwendung des E-Kerosins und der Rückbau aller modellierten Prozesse (End-of-Life) unterliegen nicht dem Betrachtungsrahmen.

- Für die Modellierung der einzelnen Module gilt gleichermaßen der cradle-to-gate Ansatz, wobei die Systemgrenze bei der Produktion des anlagenspezifischen Produktes endet. So werden für die separate Prozessbetrachtung der E-Kerosin-Herstellung die TMR-Anteile der Inputströme CO₂ und H₂ nicht berücksichtigt, da für die CO₂- und H₂-Bereitstellung nach dem Mini-LCA-Ansatz bereits eine eigene Modellierung durchgeführt wird (siehe oben). So wird eine Doppelzählung der Rohstoffbedarfe für die beiden Bereitstellungen vermieden.
- Die in der Modellierung betrachteten Prozesse lassen sich in Vordergrund- (relevante Prozesse der E-Kerosin-Herstellung) und Hintergrundprozesse (Prozesse aus der Ecoinvent-Datenbank, beispielsweise Herstellungsprozesse für Inputmaterialien) unterteilen. Bei den Vordergrundprozessen werden keine Kühlwasserströme bilanziert, da sie keinen Einfluss auf den TMR haben. Stattdessen erfährt der Prozess lediglich eine energetische Änderung, wobei die Inputmenge der Outputmenge entspricht.
- Soweit möglich wird ein europäischer oder deutscher Provider (Anbieter/Herstellermarkt) der Inputflüsse gewählt, da in dieser Studie auch die deutschen Mixe für erneuerbare Energien und die CO₂-Potenziale in Deutschland betrachtet werden (siehe Kapitel 4). Ein Provider, oder auch Marktaktivität genannt, stellt den Verbrauchsmix eines Produkts für eine bestimmte Region dar und berücksichtigt den Handel zwischen Erzeuger und Verbraucher sowie gegebenenfalls Produktverluste, die während des Transports des Produkts auftreten (Wernet u. a., 2016).
- In der Modellierung wird angenommen, dass die Wertschöpfungskette in Deutschland existiert, es wird jedoch keine spezifische Standortbetrachtung durchgeführt.
- Es wird angenommen, dass die Skalierung der Kosten mit der Skalierung der benötigten Rohstoffe gleichzusetzen ist. Das Verhältnis zwischen Kosten/Rohstoffe und Kapazität ergibt sich aus Gleichung 2 (vergleiche auch (Ausfelder und Dura, 2019; Davis u. a., 2016; Remer und Chai, 1993)).

$$\frac{Kosten_2}{Kosten_1} = \left(\frac{Kapazität_2}{Kapazität_1} \right)^R \quad \text{Gleichung 2}$$

Für Volumenprozesse (zum Beispiel die E-Kerosinsynthese) wird ein Skalierungsfaktor von 0,7 angenommen, für Oberflächenprozesse (zum Beispiel DAC) ein Skalierungsfaktor von 0,95 (siehe auch Anhang Tabelle A-1).

Ergebnisauswertung

Die Ergebnisse der Modellierung mittels openLCA werden am Ende händisch ausgelesen. Das bedeutet, dass die Resultate in unterschiedlichen Weisen vorliegen. Während die Rohstoffbedarfe und TMR-Werte in einer Excel-Datei gespeichert sind, erscheinen die Beiträge einzelner Technologien und Rohstoffe nur grafisch, sodass die entsprechenden Zahlen manuell abgelesen werden müssen. Letzteres bezieht sich vor allem auf die sogenannte „contributonal analysis“, die die prozentuale Zusammensetzung von provider oder Rohstoffen darstellt.

2.3.3 Modellierung der erneuerbaren Energien

Die stoffliche Zusammensetzung der Windkraft- und PV-Anlagen basiert auf Daten aus der Studie „Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system“ (European Commission, 2020) der Europäischen Kommission (EU). Dabei wurde ein in der Studie für das Jahr 2023 durchschnittlich angenommener Technologiemix zugrunde gelegt.

Die Rohstoffbedarfe für Betrieb und Instandhaltung der PV- und Windkraftanlagen wurden gemäß den Annahmen aus den Ecoinvent-Datensätzen „electricity production, wind, 1-3 MW turbine, onshore, DE“, „electricity production, wind, 1-3 MW turbine, offshore, DE“ und „electricity production, photovoltaic, 570 kW open ground installation, multi-Si, DE“ modelliert.

Gemäß Modellannahmen zum Netztransport in der Ecoinvent-Datenbank wird davon ausgegangen, dass der Windstrom zunächst über ein Hochspannungsnetz und dann über ein Mittelspannungsnetz transportiert und als Mittelspannung bereitgestellt wird. Verluste und Infrastrukturaufwendungen wurden entsprechend der Annahmen in Ecoinvent in den Datensätzen berechnet. Der PV-Strom wird gemäß Ecoinvent-Annahmen nur im Niederspannungsnetz transportiert und in Form von Niederspannung bereitgestellt.

Auch die Rohstoffbedarfe zu Betrieb und Instandhaltung der PV- und Windkraftanlagen werden entsprechend der Annahmen für die Modellierung des Netzstromes getroffen, orientieren sich jedoch an der Menge des bereitgestellten Stromes (und fallen somit pro genutzter kWh höher aus als beim Netzstrom).

Die Annahmen zum Netztransport entsprechen den Annahmen, die für die Modellierung des Netzstromes getroffen wurden, orientieren sich jedoch an der Menge des für den Elektrolyseur genutzten Stromes (Annahme: der Strom wird entweder abgeregelt oder kann anderweitig genutzt werden).

2.3.4 Wasserstoff- und Kohlenstoffdioxidbedarfe für die FT- und MtJ-Route

Wie oben beschrieben, sind bei dem modularen Ansatz der Modellierungen die Anlagen zur H₂- und CO₂-Bereitstellung an die jeweilige E-Kerosin-Synthese sowie die Produktionskapazitäten anzupassen. Während für die CO₂-Bereitstellung davon ausgegangen wird, dass dies kontinuierlich möglich ist, wird die erforderliche Wasserstoffmenge durch die Größe des Elektrolyseurs sowie eines dedizierten Energieparks zur Bereitstellung der elektrischen Energie des Elektrolyseurs bedingt. Beide Größen werden unter der Annahme von 4.000 jährlichen Volllaststunden des Elektrolyseurs sowie den in Kapitel 2.1.2 beschriebenen Verhältnissen aus Wind- und Solarenergie über ein von der DECHEMA entwickeltes Tool ermittelt, welches auf den in diesem Kapitel beschriebenen Wetterdatensatz aus 40 Jahren zurückgreift (siehe Kapitel 2.2.2). Eine in Kapitel 4.3.1 durchgeführte Sensitivitätsanalyse zur Auswirkung der Volllaststunden auf den Rohstoffbedarf unterstützt die getroffene Annahme der 4.000 Volllaststunden pro Jahr für den Elektrolyseur.

Bei der FT-Route wurde eine E-Kerosinausbeute von ca. 50 % angenommen (siehe Kapitel 2.3.6). Für die E-Kerosin-Produktionskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a bedeutet dies, dass die Gesamtkapazität der Anlage 20.000 t FT-Crude/a beträgt. Der stöchiometrische Wasserstoffbedarf beträgt ca. 0,5 kg Wasserstoff pro Kilogramm FT-Crude (kg H₂/kg FT Crude), daraus lässt sich eine Wasserstoffproduktionsmenge von ca. 10.000 t/a ableiten, welche für die FT-Route benötigt wird. Die hierfür notwendigen Leistungen des Elektrolyseurs und des zugehörigen EE-Parks sowie die jährlichen CO₂-Bedarfe sind im Anhang in Tabelle A-2 für den FT-Pfad dargestellt.

Zusätzlich wurde für die 10.000 t E-Kerosin/a-Anlagenkapazität ein Wasserstoffspeicher ausgelegt, wie in Abschnitt 2.3.8.3 beschrieben. Hierbei ist es relevant, wie hoch der Wasserstoffbedarf der FT- sowie der vorgeschalteten rWGS-Anlage pro Stunde ist. Mit Hilfe der stündlich aufgelösten Information zur H₂-Bereitstellung durch den Elektrolyseur, aufbauend auf dem in Kapitel 2.1.2 beschriebenen Wetterdatensatz, kann der Füllstand des Speichers

möglichst ressourcenschonend, in dem Fall möglichst klein, ausgelegt werden. Dies führte zu einer Modellierung eines Speichers mit einem Fassungsvermögen von 35 t H₂. In Kombination mit der oben beschriebenen Abschätzung eines Elektrolyseurs mit einer Jahresproduktion von 10.000 t Wasserstoff pro Jahr (H₂/a) kann somit ein kontinuierlicher Betrieb der rWGS- und FT-Anlage erfolgen. Die Füllstände pro Stunde sind im Anhang in Abbildung A-1 dargestellt.

Analog wurden für die MtJ-Route zunächst die H₂-Bedarfe sowie die CO₂-Bedarfe errechnet. Es wurde von einer Ausbeute von ca. 30 % E-Kerosin sowie einem kumulierten Bedarf von ca. 0,4 kg H₂/kg MtJ-Crude ausgegangen (siehe Kapitel 2.3.7). Mit den oben beschriebenen Informationen zum Wasserstoffspeicher (ebenfalls 35 t) und dem stündlichen H₂-Bedarf der nachgeschalteten Anlagen wurde der Elektrolyseur sowie der zugehörigen EE-Park entsprechend größer ausgelegt, um auch hier eine kontinuierliche H₂-Versorgung gewährleisten zu können. Dies führt zu Produktionsmengen 19.500, 195.000 sowie 975.000 t H₂/a. Die erforderlichen Leistungen des Elektrolyseurs und des Energieparks für diese Produktionsmengen sind in Tabelle A-3 dargestellt.

Für die anderen Produktionskapazitäten von 100.000 und 500.000 t E-Kerosin/a wurden die Wasserstoffbedarfe linear hochskaliert. Hier wurde kein Wasserstoffspeicher angenommen (siehe Kapitel 2.3.8.3).

2.3.5 Modellierungen des Elektrolyseurs inklusive EE-Park

Sämtliche Ergebnisse zum TMR des Elektrolyseurs, welche im Folgenden gezeigt werden, beziehen sich – mit Ausnahme des Kapitels 4.3.1 – auf den Bau und Betrieb des Elektrolyseurs sowie den zugehörigen Energiepark. Da in dieser Studie angenommen wurde, dass der Energiepark ausschließlich den Elektrolyseur mit erneuerbarem Strom versorgt, fließen hier zwei unterschiedliche Teile in ein Ergebnis zusammen. Um dennoch die Auswirkung des Anteils der erneuerbaren Energien herauszuarbeiten, wurde in einer Sensitivitätsanalyse untersucht, wie groß der Einfluss des EE-Parks auf die verschiedenen Elektrolyseur-Technologien ist (siehe Kapitel 4.3.1).

Bei der Modellierung werden die Aufwendungen zur Wasserstoffherstellung mittels Wasserelektrolyse vollständig dem Wasserstoff zugeordnet, während dem entstehenden Sauerstoff keine Kosten zugeschrieben werden (100 % Wasserstoff, 0 % Sauerstoff). Die Input- und Output-Daten der Modellierung stützen sich auf Angaben aus Sekundärliteratur und beziehen sich auf einen Elektrolyseur mit einer spezifischen Anlagenleistung von einem Megawatt (MW).

2.3.6 Modellierung des FT-Prozesses

Die FT-Synthese wird nach (PtX Lab Lausitz, 2024) modelliert, welche eine integrierte Anlage abbildet, bestehend aus rWGS, FT und Hydrocracker. Die Quelle gibt eine Ausbeute von ca. 50 % E-Kerosin an, mögliche Änderungen der Produktausbeute in zukünftigen Jahren sind möglich, wurden jedoch nicht berücksichtigt. Aufgrund der Datenverfügbarkeit wird die Modellierung des Anlagebaus vereinfacht durch den Prozess „petroleum refinery construction“ aus der Ecoinvent-Datenbank Version 3.10 dargestellt und um die Katalysatoren für FT und Hydrocracking ergänzt (vergleiche auch die Verwendung des Prozesses „chemical plant, organics“ in (Ausfelder und Tran, 2022a; Van Der Giesen u. a., 2014)). Es wird eine durchschnittliche Katalysator-Zusammensetzung von 30 Gew.-% Co, 1,0 Gew.-% Pt und 69 Gew.-% Aluminiumoxid angenommen. Der jährliche Katalysatorbedarf ist nach (Ausfelder und Tran, 2022a) modelliert.

Für den Betrieb der Anlage werden in der Modellierung die in Tabelle 1 aufgeführten Input- und Outputströme berücksichtigt. Die Allokation der Aufwendungen auf die verschiedenen Produkte der FT-Synthese erfolgt über den Energiegehalt. Für das Hydrocracking wird auf einen Platin Katalysator auf einer Zeolithbasis zurückgegriffen, welcher aus dem Ecoinvent Prozess „petroleum refinery operation“ abgeleitet wird.

Tabelle 1: Input- und Outputströme der FT-Synthese inklusive rWGS und Hydrocracking. Die In- und Outputströme der FT-Synthese werden nach (PtX Lab Lausitz, 2024) und die Katalysatoren nach (Ausfelder und Tran, 2022a; Bartholomew und Farrauto, 2006) modelliert.

Prozessschritte	Strom	Menge	Einheit
Inputströme der FT-Synthese	CO ₂	7.290	kg/h
	H ₂	1.066	kg/h
	Elektrische Energie	2.477	kWh/t E-Kerosin
Katalysator FT/rWGS/Hydrocracking	Kobalt	0,120	kg/t E-Kerosin
	Platin	0,004	kg/t E-Kerosin
	Aluminiumoxid	0,275	kg/t E-Kerosin
Outputströme der FT-Synthese	E-Kerosin	10.128	t/a
	Naphtha	6.392	t/a
	Wachse	912	t/a
	Abwasser	45.866	t/a

2.3.7 Modellierung des MtJ-Prozesses

Für die Modellierung der Synthese von PtL-Kerosin über die MtJ-Synthese wird in der Studie aufgrund der Datenverfügbarkeit analog der Modellierung für die FT-Synthese auf Prozesse aus der Ecoinvent-Datenbank zurückgegriffen.

Die Methanolsynthese wird über eine Variation des Prozesses „methanol production, from synthetic gas | methanol, from biomass [CH]“ abgebildet, wobei die Direktsynthese von Methanol aus CO₂ und H₂ mit Betriebsparametern nach (Hoppe u. a., 2018) modelliert wird (vergleiche auch Tabelle 2). Analog dazu werden auch die Folgeprozesse MTO und MOGD mit Betriebsparametern nach (Ruokonen u. a., 2021) modelliert.

Tabelle 2: Ressourcenbedarf für den Betrieb der Methanolsynthese.
Angaben nach (Hoppe u. a., 2018). *Für die Studie modellierte Prozesse.

Prozessströme Methanolsynthese	Menge	Einheit
H ₂	0,189	kg/kg Methanol
CO ₂	1,374	kg/kg Methanol
EE-Mix*	1,271	kWh _{el} /kg Methanol

2.3.8 Periphere Prozesse

Über die Module hinaus werden zusätzliche periphere Prozesse betrachtet. Zu diesen zählen H₂-Pipelines, Gaskompression, H₂-Speicher, Wärmepumpen für die DAC-CO₂-Abscheidung sowie Wasseraufbereitungen für die FT- und MtJ-Synthese. Für die Modellierung werden diese Prozesse wo möglich direkt in den Modulvarianten berücksichtigt.

2.3.8.1 Wasserstoffpipeline

Wasserstoff kann direkt innerhalb der E-Kerosin-Produktionsanlage durch einen ELY bereitgestellt oder über eine H₂-Infrastruktur angeliefert werden. Da in Zukunft in Deutschland und der EU ein solches Wasserstoffnetz aufgebaut werden soll, berücksichtigt die Studie beide Fälle und modelliert den Rohstoffbedarf in Kilogramm bewegter Erde pro Kilometer Pipeline. Auf diese Weise lässt sich der TMR in Abhängigkeit der Pipelinelänge zusätzlich zur modellierten Syntheseroute addieren. Eine konkrete Pipelinelänge ist in der Studie nicht angenommen worden.

Die H₂-Pipeline wird durch den Ecoinvent Prozess „pipeline construction, natural gas, low capacity, Onshore“ modelliert, welcher nach (Wulf u. a., 2018) für Wasserstoff angepasst wurde. Die Anpassungen berücksichtigen einen Durchmesser von 200 mm und entsprechende Wanddicken und einer Zinkbeschichtung aus GALVALUME® (Legierung aus Zink, Aluminium und Silikon), welche die H₂-Diffusion reduzieren soll (Koj u. a., 2018; Krieg, 2012). Die Lebenszeit wird mit 40 Jahren angegeben. Tabelle 3 und Tabelle 4 zeigen die benötigten Ressourcen für den Bau einer solchen Pipeline und der verwendeten Zink-Beschichtung (ohne Hintergrundprozesse).

Tabelle 3: Übersicht der benötigten Ressourcen für den Bau einer H₂-Pipeline mit Zink-Beschichtung. Angaben nach (Wulf u. a., 2018), Daten zur Zinkbeschichtung siehe Tabelle 4.

Ressourcen für den Bau von 1 km H ₂ -Pipeline	Menge	Einheit
Aluminium, primary, liquid	64,8	kg
Decommissioned pipeline, natural gas (waste stream)	10,9	t
Drawing of pipe, steel	21,8	t
Excavation, hydraulic digger	1.200	m ³
Excavation, skid-steer loader	9.000	m ³
Silica sand	225	t
Silicon, metallurgical grade	1,9	kg
Steel, low-alloyed	21,8	t
Transport, freight, lorry, unspecified	13.600	tkm
Transport, freight train	4.390	tkm
Zinc	51,1	kg
Zinkbeschichtung	21,8	t

Tabelle 4: Übersicht der benötigten Ressourcen für 1 t Zinkbeschichtung für eine H₂-Pipeline. Angaben nach (Wulf u. a., 2018). *Für die Studie modellierter Prozess.

Ressourcen für 1 t Zinkbeschichtung für H ₂ -Pipelines	Menge	Einheit
Aluminium sulfate, powder	906	mg
Ammonia, anhydrous, liquid	30,6	g
Water, deionised	200	kg
Electric arc furnace dust (waste stream)	14,7	kg
Heat renewable*	1.556,1	MJ
Hydrochloric acid, without water, in 30 % solution state	22,2	kg
Chemical, inorganic	1,5	kg
Rolling mill	1,63E-10	Stück
Sludge from steel rolling (waste stream)	90,6	g
Soda ash, light, crystalline, heptahydrate	1.000	kg
Sodium hydroxide, without water, in 50% solution state	380	g
Transport, freight, lorry, unspecified	8,04	tkm
Waste mineral oil (waste stream)	160	g
EE-Mix*	73,2	MJ

2.3.8.2 Wasserstoffkompression

Für die Modellierung der Wasserstoffkompressoren werden die Modellierungsdaten nach (Van Der Giesen u. a., 2014) verwendet, welche in Tabelle 5 aufgelistet sind.

*Tabelle 5: Ressourcen für Bau und Betrieb eines Gaskompressors.
Angaben nach (Van Der Giesen u. a., 2014). *Für die Studie modellierte Prozesse.*

Ressourcen	Menge	Einheit
Steel, low-alloyed, at plant	3.000	kg
Aluminium, production mix, at plant	500	kg
Concrete, normal, at plant	12	m ³
Chromium steel 18/8, at plant	5.000	kg
Lubricating oil, at plant	150	kg
Transport, freight, rail	1.790	tkm
Transport, lorry 16-32t, EURO3	2.160	tkm
EE-Mix*	0,66	kWh _{el}

2.3.8.3 Wasserstoffspeicher

Für eine konstante Wasserstoffversorgung der E-Kerosin-Produktionsanlage wird im Rahmen der Studie neben dem Elektrolyseur auch ein Wasserstoffspeicher modelliert. Aufgrund der Fluktuation der erneuerbaren Energie kann der Elektrolyseur nicht dauerhaft auf Volllast betrieben werden (siehe auch Kapitel 2.2.2) und produziert so nicht immer die erforderliche Menge Wasserstoff für den E-Kerosin-Herstellungsschritt (FT oder MtJ). Daher wird in dieser Studie zusätzlich für die Anlagenkapazität 10.000 t E-Kerosin/a ein Pufferspeicher modelliert. Für die weiteren Anlagenkapazitäten von 100.000 und 500.000 t E-Kerosin/a hingegen wird kein Wasserstoffspeicher berücksichtigt. Stattdessen wird für die größeren Anlagen angenommen, dass ein etabliertes Wasserstoffnetzwerk inklusive entsprechender Speicher (beispielsweise Kavernenspeicher) existiert. Da dies weit über den reinen Bau einer Anlage hinausgeht und stark standortspezifisch ist (eventuell auch in Verbindung mit Verbundstandorten), wird diese Infrastruktur nicht in der Modellierung abgebildet.

Der H₂-Pufferspeicher für die Kapazität 10.000 t Kerosin/a wird über einen Druckspeicher nach (Alghool u. a., 2024) und (TNO, 2020) abgebildet (vergleiche auch Tabelle 6). Der Druckspeicher speichert nach dem Anfahrprozess den überschüssigen Wasserstoff des Elektrolyseurs und gibt diesen in schwachproduzierenden Phasen der erneuerbaren Energien wieder ab. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Auslegung des Energieparks für den Elektrolyseur für den FT- und den MtJ-Prozess, wurde für einen kontinuierlichen Betrieb von 8.000 Stunden pro Jahr (h/a) ein Pufferspeicher mit einem Fassungsvermögen von 35 t Wasserstoff angenommen, wobei jährlich 1.316,7 t Wasserstoff für die FT-Route und 2.251,8 t Wasserstoff für die MtJ-Route eingespeichert werden (Auslegung vergleiche Anhang Tabelle A-2 und Tabelle A-3). Mit Hilfe der Information zum stündlichen H₂-Bedarf und entsprechender -Bereitstellung wurde das Fassungsvermögen so ausgelegt, dass der Speicher möglichst klein und somit ressourcensparend ist, aber immer eine kontinuierliche H₂-Bereitstellung gewährleisten kann.

Tabelle 6: Ressourcenbedarf für die Speicherung von 1 kg Wasserstoff.
Der EE-Mix wird nach (TNO, 2020) und die restlichen Angaben nach (Alghool u. a., 2024) modelliert.
*Für diese Studie modellierte Prozesse.

Ressourcenbedarf	Menge	Einheit
EE-Mix*	2	kWh _{el}
Iron ore (65 %)	0,06366	kg
Iron scrap (waste for recovery)	0,00884	kg
Limestone (calcium carbonate)	0,01209	kg

2.3.8.4 Wärmebereitstellung

Hochtemperaturwärme über 180 Grad Celsius (°C) (beispielsweise für die E-Kerosin-Synthese) wird über einen Heizkessel mit einer elektrischen Effizienz von 95 % zur Verfügung gestellt. Für Niedertemperaturwärme unter 180 °C (beispielsweise für die CO₂-Abscheidung) wird eine Wärmepumpe nach (Khan u. a., 2020) modelliert. Bei der modellierten Wärmepumpe handelt es sich um eine 500 Kilowatt (kW) Stirling Cycle Heat Pump, die benötigten Ressourcen für Bau und Betrieb sind in Tabelle 7 und Tabelle 8 angegeben.

Tabelle 7: Ressourcen für den Bau einer 500 kW Wärmepumpe (Stirling engine-based Heat Pump).
Angaben nach (Khan u. a., 2020).

Material und Ressourcen für den Bau der Anlage	Menge	Einheit
Stainless Steel	7.697	kg
Cast iron	1.500	kg
Copper	700	kg
Lead	0,1	kg
Chromium	1	kg
Tungsten	1	kg
Plastic1PTFE	1	kg
Silica aerogel	100	kg

Tabelle 8: Ressourcen für den Betrieb einer 500 kW Wärmepumpe (Stirling engine-based Heat Pump). Angaben nach (Khan u. a., 2020).

Material und Ressourcen für den Betrieb der Anlage	Menge	Einheit
Helium	20	kg/a
Water	50	m ³ /a
Motor oil	200	l/a
Electricity Power	250	kW
Heat output	500	kW

2.3.8.5 Wasseraufbereitungen

Bei der PtL-Synthese (sowohl FT als auch MtJ) entstehen große Mengen Wasser, die vor der Rückführung in die Umgebung aufgereinigt werden müssen. Eine Wasseraufbereitung kann dabei beispielweise über einen biologischen Fermenter erfolgen (Baliban u. a., 2013). Näherungsweise wird für die Wasseraufbereitung der Ecoinvent Prozess „wastewater treatment, average“ verwendet.

Bei den Elektrolyseuren wird Reinstwasser zur Wasserstoffherstellung eingesetzt, welches zuvor aufgereinigt werden muss. Aufgrund von beispielsweise Fremdionen im Wasser, wie Eisen, wird die Kathoden-Aktivität und damit die Leistung des Elektrolyseurs reduziert. Zur Reinstwasserherstellung wird das elektrochemische Verfahren der Elektrodeionisierung betrachtet. Hierbei handelt es sich um eine elektrochemische Entsalzung mittels Kombination der Elektrodialyse und dem Ionenaustauscherverfahren. Dabei wird an das Elektrodeionisierungsmodul eine elektrische Spannung angelegt, wodurch es zum Ladungsaustausch kommt. Durch eine semipermeable Membran werden die Anionen von den Kationen getrennt. Die Verunreinigungen werden dann abgeleitet, wodurch das Produktwasser übrigbleibt, welches nun eine elektrische Leitfähigkeit von 0,1-0,2 $\mu\text{S}/\text{cm}$ erreicht („Elektrodeionisation (EDI) für Reinstwasser“, 2024). Zur Modellierung des Reinstwasseraufbereitungsprozesses wurde der Ecoinvent Prozess „water production, ultrapure“ betrachtet und zum Betrieb des Prozesses der in dieser Studie betrachtete EE-Strom verwendet.

3 Modulbeschreibung und Rohstoffbedarfe

In diesem Kapitel werden die Teilprozessschritte beschrieben, die für die Herstellung von E-Kerosin von zentraler Bedeutung sind. Es umfasst die erneuerbaren Energien zur Stromversorgung, die verschiedenen Möglichkeiten zur Abscheidung und Bereitstellung von CO₂, die Elektrolyse von Wasser zur Bereitstellung von Wasserstoff sowie zwei Möglichkeiten zur Herstellung von E-Kerosin. Zu jedem Teilschritt werden diejenigen Modulvarianten vorgestellt, die im Rahmen dieser Studie näher betrachtet werden.

Besonderer Fokus liegt auf der Quantifizierung des Materialbedarfs in Tonnen pro funktionaler Einheit des Prozessschritts, also Kilowatt oder Kilowattstunde bei den erneuerbaren Energien, Kilogramm Wasserstoff bei den Elektrolyseuren, Kilogramm Kohlenstoffdioxid bei den CO₂-Abscheidetechnologien oder letztlich Kilogramm E-Kerosin.

Die Analyse basiert auf einer umfassenden Literaturrecherche und gibt somit einen umfassenden Überblick über die technischen Grundlagen und den Ressourceneinsatz der untersuchten Modulvarianten, die im Kapitel 4 und 5 weitergehend mittels einer LCA modelliert und anschließend im Kapitel 6 bewertet werden.

3.1 Erneuerbare Energien

Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien soll in Deutschland weiter gesteigert werden, was einen Ausbau der installierten Leistung und damit große Mengen an Rohstoffen erfordert. Insbesondere der zukünftige Bedarf an Metallen ist hierbei von Interesse, weil die Versorgungssituation aufgrund der großen Nachfragesteigerung geklärt werden muss. Damit die Produktion von synthetischem Kerosin möglichst treibhausgasneutral erfolgen kann, muss für den Betrieb der PtL-Anlagen elektrischer Strom aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Darüber hinaus sieht die erneuerbare Energien Richtlinie der EU (englisch: Renewable Energy Directive, RED) eine Zusätzlichkeit bei der Installation von erneuerbaren Energiesystemen vor, damit das E-Kerosin als erneuerbarer Brennstoff nicht biogenen Ursprungs (Renewable Fuels of Non-biological Origin, RFNBO) anerkannt wird (Nationale Wasserstoffstrategie, 2024)². Im Rahmen dieser Studie wurde angenommen, dass der bereitgestellte Strom ausschließlich aus Photovoltaik (PV) und Windenergie (Wind) generiert wird. Die folgenden Unterkapitel beleuchten den Material- und Rohstoffbedarf für diese Technologien.

3.1.1 Photovoltaik

Photovoltaikmodule wandeln Sonnenlicht in Gleichstrom um, der dann mit Hilfe eines Wechselrichters in Wechselstrom umgewandelt und direkt genutzt werden kann. Überschüsse werden entweder gespeichert oder ins Stromnetz eingespeist (SWM, 2024). Es kommen verschiedene PV-Technologien zum Einsatz, von denen die folgenden (in Europa) am häufigsten sind:

- Kristallines Silizium (c-Si) auf Waferbasis, entweder mono- oder multikristallin;
- Cadmiumtellurid (CdTe);
- Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS);
- Amorphes Silizium (a-Si).

² EU-Richtlinie 2023/2413 vom 18.10.2023

Die drei letztgenannten Technologien werden in Abgrenzung zu den Siliziumzellen als Dünnschichttechnologien bezeichnet. Weiterhin gibt es noch die sogenannte Konzentrator-Photovoltaik (englische Abkürzung: CPV). Diese basiert auf mehrschichtigen Zellen und nutzt Spiegel oder Linsen, um das Sonnenlicht zu bündeln³ (Grimm, 2019). Die Technologie ermöglicht eine höhere Effizienz bei Direktstrahlung als herkömmliche PV-Zellen, hat jedoch einen sehr geringen Marktanteil in Deutschland bzw. Europa. Die CPV-Technologie wird in dieser Studie nicht weiter betrachtet.

Zur Abschätzung der Rohstoffbedarfe wurden die Marktanteile und Materialzusammensetzungen der PV-Technologien für Deutschland im Jahr 2023 zugrunde gelegt. Dabei wurde zwischen den PV-Zellen-Typen hinsichtlich der Zellmaterialien für die eigentliche Solarzelle, in der die Umwandlung von Sonnenlicht zu Strom stattfindet, differenziert (European Commission, 2020). Für die Abschätzung der Materialzusammensetzungen der strukturellen und elektronischen Komponenten wurden einheitliche, generische Annahmen getroffen. Die zugrunde gelegten Marktanteile der PV-Technologien sind in Tabelle 9 angegeben.

Tabelle 9: Marktanteile in % für Solar-Infrastruktur in Deutschland in 2023. Angaben nach (European Commission, 2020). c-Si: kristallines Silizium auf Waferbasis, CdTe: Cadmiumtellurid, CIGS: Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid, a-Si: amorphes Silizium.

	c-Si	CdTe	CIGS	a-Si
Marktanteil (2023)	95,4 %	2,4 %	1,9 %	0,3 %

In Tabelle 10 sind die Materialzusammensetzungen für den generischen Anteil der PV-Anlage und für die Solarzelle in Tonnen pro Megawatt (t/MW) angegeben. Zum generischen Anteil gehören die Materialien Beton, Stahl, Plastik, Glas, Aluminium und Kupfer, während die anderen gelisteten Materialien zur Solarzelle gehören.

Tabelle 10: Materialbedarf (generischer Anteil) für Solar-Infrastruktur und die Solarzelle in Tonnen pro Megawatt (t/MW) installierter Leistung. Angaben nach (European Commission, 2020). c-Si: kristallines Silizium auf Waferbasis, CdTe: Cadmiumtellurid, CIGS: Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid, a-Si: amorphes Silizium. Die Angaben für Beton, Stahl, Plastik, Glas, Aluminium und Kupfer beziehen sich auf einen generischen Anteil, während sich die anderen gelisteten Materialien auf die Solarzelle beziehen.

Material	c-Si	CdTe	CIGS	a-Si
Beton	60,7	60,7	60,7	60,7
Stahl	67,9	67,9	67,9	67,9
Plastik	8,6	8,6	8,6	8,6
Glas	46,4	46,4	46,4	46,4
Aluminium	7,5	7,5	7,5	7,5
Kupfer	4,6	4,6	4,6	4,6
Silizium	4,000	0	0	0,150

³ Der globale Marktanteil betrug im Jahr 2022 etwa 0,4% (Market Data Forecast, o. J., o. J.)

Material	c-Si	CdTe	CIGS	a-Si
Silber	0,020	0	0	0
Cadmium	0	0,050	0	0
Tellur	0	0,052	0	0
Germanium	0	0	0	0,048
Kupfer	0	0	0,022	0
Indium	0	0	10,015	0
Gallium	0	0	0,004	0
Selen	0	0	0,035	0

Die auf Basis der Marktanteile berechneten Durchschnittswerte finden sich in Tabelle 11. Für die Umrechnung des Infrastrukturbedarfes der PV-Anlagen auf eine Megawattstunde Strom wurde eine Lebensdauer von 25 Jahren angenommen, sowie die Vollaststunden welche in Kapitel 2.1.2 aufgeführt sind. Die Ergebnisse sind ebenfalls in Tabelle 11 gelistet.

Tabelle 11: Durchschnittlicher Materialbedarf (generischer Anteil) gewichtet nach dem Marktanteil für Solar-Infrastruktur 2023, DE in t/MW installierter Leistung bzw. in Tonnen pro Megawattstunde (t/MWh) produziertem Strom. Die Angaben für Beton, Stahl, Plastik, Glas, Aluminium und Kupfer beziehen sich auf den generischen Anteil, während sich die anderen gelisteten Materialien auf die Solarzelle beziehen. Nicht berücksichtigt in dieser Tabelle ist der Materialbedarf für Wartung der Anlagen sowie die Netzinfrastruktur. Angaben nach (European Commission, 2020).

Material	t/MW installierter Leistung	t/MWh produzierter Strom
Beton	60,7	2,220E-03
Stahl	67,9	2,490E-03
Plastik	8,6	3,150E-04
Glas	46,4	1,700E-03
Aluminium	7,5	2,750E-04
Kupfer	4,6	1,680E-04
Silizium	3,8	1,400E-04
Silber	0,0191	6,990E-04
Cadmium	1,20E-03	4,400E-05
Tellur	1,25E-03	4,570E-05
Germanium	1,44E-04	5,270E-06

Material	t/MW installierter Leistung	t/MWh produzierter Strom
Kupfer	4,6	1,530E-05
Indium	2,85E-04	1,040E-05
Gallium	7,60E-05	2,780E-06
Selen	6,65E-04	2,440E-05

3.1.2 Windenergie

Die Onshore-Windenergie bezeichnet an Land installierte Turbinen, die aus der kinetischen Energie des Windes elektrische Energie generieren. Die Windenergienutzung an Land ist eine der kostengünstigsten Formen der erneuerbaren Energien und wird daher zunehmend wichtiger beim Ausbau dieser (Bundesregierung.de, 2024). Im Gegensatz zu Onshore-Windturbinen werden Offshore-Windturbinen in Küstennähe oder auf dem Meer installiert. Sie produzieren aufgrund besserer Windverhältnisse etwa doppelt so viel Strom wie Onshore-Anlagen vergleichbarer Dimension (Stiftung Offshore Windenergie, 2017).

Windturbinen unterscheiden sich hinsichtlich Generatordesign, Antriebskomponenten und Netzanschluss (European Commission, 2020). Man unterscheidet zwischen zwei grundlegenden Generatorvarianten, die beide sowohl in On- als auch in Offshore Turbinen zum Einsatz kommen: Generatoren mit Direktantrieb (direct drive) und Generatoren mit Getriebe (gearbox). Generatoren mit Getriebe sind anfälliger für Störungen und somit aufwändiger in der Wartung, jedoch günstiger in der Anschaffung als Direct Drive Generatoren (Morris, 2011). Für beide Grundtypen gibt es jeweils Untertypen verschiedener Materialzusammensetzung, die sich im Hinblick auf Anschaffungskosten und Unterhaltungsaufwand unterscheiden (siehe Tabelle 12).

Für die laut der Europäischen Kommission vier wichtigsten Wind-Technologien wird der in Tabelle 14 dargestellte Materialbedarf aus (European Commission, 2020) zugrunde gelegt. Dabei wurden für die Umrechnung des Infrastrukturbedarfes auf eine produzierte Megawattstunde Strom (wie auch zuvor für die Berechnung des Materialbedarfs der Solarinfrastruktur) eine Lebensdauer von 25 Jahren für Offshore-Anlagen und 30 Jahre für Onshore-Anlagen angenommen, sowie Volllaststunden wie in Kapitel 2.1.2 beschrieben. Der auf diese Weise ermittelte Materialbedarf ist in Tabelle 15 ersichtlich. Es wurde angenommen, dass die Verteilung der Windturbinentypen für DE der in der EU entspricht.

Tabelle 12: Übersicht über Windturbinen-Technologien, differenziert nach Antriebsstrang-Konfiguration
 *noch nicht auf dem Markt. Angaben nach (European Commission, 2020).

	Generator-Typ	Untertyp	Anwendungsbereich
Wichtigste Typen (European Commission, 2020)	Direktantrieb (direct drive)	Elektrisch erregter Synchron-generator (Electrically Excited Synchronous Generator, EESG) (DD-EESG)	Onshore
	Direktantrieb (direct drive)	Permanentmagnet-Synchron-generator (Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG) (DD-PMSG)	Onshore und Offshore
	Getriebe (gearbox)	Permanentmagnet-Synchron-generator (Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG) (GB-PMSG)	Onshore und Offshore
	Getriebe (gearbox)	Doppelt gespeister Induktions-generator (Double-Fed Induction Generator, DFIG) (GB-DFIG)	Onshore und Offshore
Nicht mehr relevante Typen, früher jedoch weit verbreitet	Getriebe (gearbox)	Kurzschlusskäfig-Induktions-generator ohne Vollkonverter (Squirrel Cage Induction Generator without full converter, SCIG)	Onshore
	Getriebe (gearbox)	Elektrisch erregter Synchron-generator (Electrically Excited Synchronous Generator, EESG)	Onshore
	Getriebe (gearbox)	Induktions-generator mit gewickeltem Rotor (Wound Rotor Induction Generator, WRIG)	Onshore
Sonstige Typen	Getriebe (gearbox)	Kurzschlusskäfig-Induktions-generator mit Vollkonverter (Squirrel Cage Induction Generator with full converter, SCIG)	Offshore
	Direktantrieb (direct drive)	Hochtemperatursupraleiter* (High-Temperature Superconductor, HTS)	Offshore

Tabelle 13: Marktanteile der vier wichtigsten Windturbinen-Typen in der EU in 2023. Angaben nach (European Commission, 2020). DD-EESG: elektrisch erregter und direkt angetriebener Permanentmagnet-Synchrongenerator, DD-PMSG: direkt angetriebener Synchrongenerator, GB-PMSG: Permanentmagnet-Synchrongenerator mit Getriebe, GB-DFIG: Getriebestromrichter mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator.

Art der Windenergie	DD-EESG	DD-PMSG	GB-PMSG	GB-DFIG
Onshore	28,95 %	13,16 %	31,58 %	26,32 %
Offshore	0,00 %	66,67 %	20,51 %	12,82 %

Tabelle 14: Materialbedarfe in t/MW installierter Leistung der vier wichtigsten Windturbinen-Typen in der EU. Angaben nach (European Commission, 2020). DD-EESG: elektrisch erregter und direkt angetriebener Permanentmagnet-Synchrongenerator, DD-PMSG: direkt angetriebener Synchrongenerator, GB-PMSG: Permanentmagnet-Synchrongenerator mit Getriebe, GB-DFIG: Getriebestromrichter mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator.

Material	DD-EESG	DD-PMSG	GB-PMSG	GB-DFIG
Beton	369,00	369,00	413,00	355,00
Stahl	132,00	132,00	107,00	113,00
Polymere	4,60	4,60	4,60	4,60
Glas/Kohlefaser verbundwerkstoffe	8,10	8,10	8,40	7,70
Aluminium	0,70	0,50	1,60	1,40
Bor	0,00	0,01	<0,01	0,00
Chrom	0,53	0,53	0,58	0,47
Kupfer	5,00	3,00	0,95	1,40
Dysprosium	6,00	0,02	0,01	<0,01
Gusseisen	20,10	20,10	20,80	18,00
Mangan	0,79	0,79	0,80	0,78
Molybdän	0,11	0,11	0,12	0,10
Neodym	0,03	0,18	0,05	0,01
Nickel	0,34	0,24	0,44	0,43
Praseodym	0,01	0,04	<0,01	0,00
Terbium	<0,01	0,01	<0,01	0,00
Zink	5,50	5,50	5,50	5,50

Tabelle 15: Materialbedarf für den durchschnittlichen Wind-Infrastrukturmix gemäß Marktanteilen 2023 in der EU, in t/MW installierter Leistung sowie in t/MWh produziertem Strom jeweils für Onshore und Offshore-Anlagen. Angaben nach (European Commission, 2020). Nicht berücksichtigt in dieser Tabelle ist der Materialbedarf für Wartung der Anlagen sowie die Netzinfrastruktur.

	Material- bedarf (Onshore) [t/MW]	Material- bedarf (Offshore) [t/MW]	Material- bedarf (Onshore) [t/MWh]	Material- bedarf (Offshore) [t/MW]
Beton	379,21	376,23	7,47E-03	5,16E-03
Stahl	119,11	124,44	2,35E-03	1,71E-03
Polymere	4,60	4,60	9,06E-05	6,31E-05
Glas-/Kohlefaser verbundwerkstoffe	8,09	8,11	1,59E-04	1,11E-04
Aluminium	1,14	0,84	2,25E-05	1,15E-05
Bor	<0,01	<0,01	2,18E-08	5,76E-08
Chrom	0,53	0,53	1,04E-05	7,25E-06
Kupfer	2,51	2,37	4,94E-05	3,25E-05
Dysprosium	0,01	0,01	1,26E-07	1,76E-07
Gusseisen	19,77	19,97	3,89E-04	2,74E-04
Mangan	0,79	0,79	1,56E-05	1,08E-05
Molybdän	0,11	0,11	2,16E-06	1,50E-06
Neodym	0,05	0,13	1,01E-06	1,81E-06
Nickel	0,38	0,31	7,52E-06	4,19E-06
Praseodym	0,01	0,02	1,67E-07	3,31E-07
Terbium	<0,01	0,01	3,01E-08	6,68E-08
Zink	5,50	5,50	1,08E-04	7,54E-05

3.1.3 Fazit

Die für den Bau und Betrieb von PV-Anlagen und Windturbinen (in Deutschland im Jahr 2023) verwendeten Rohstoffe sind in Tabelle 16 und Tabelle 17 dargestellt. Eine Bewertung der Rohstoffbedarfe der einzelnen EE-Technologien erfolgt in Kapitel 4.1.2. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Kritikalität der Seltenen Erden, die in vielen Windturbinengeneratoren genutzt werden, im Blick behalten werden sollte. Auch die Verwendung alternativer Generatortypen, die ohne bzw. mit geringeren Mengen der Seltenen Erden auskommen, ist strategisch sinnvoll, um bei einem größeren Ausbau der Windkraft das Risiko von Versorgungsengpässen zu minimieren. Für andere Rohstoffe, die unter anderem in Stählen in den Legierungen enthalten sind, sind Versorgungsengpässe jedoch weniger wahrscheinlich.

Für die Photovoltaik sind die Rohstoffe, die in den hauptsächlich verwendeten Modultypen eingesetzt werden, derzeit nicht als in dem Maße kritisch einzustufen, wie das für die Seltenen Erden bzw. den Rohstoffbedarf der Windkraftanlagen der Fall ist. Grundsätzlich ist ein Mix an verschiedenen erneuerbaren Energien aus PV- und Windkraftanlagen nicht nur aufgrund der damit verbundenen Diversifizierung des Rohstoffmixes, sondern auch aufgrund der Begrenzung der geeigneten Standorte im Sinne einer risikobewussten Rohstoffnutzung empfehlenswert.

Tabelle 16: Übersicht der wichtigsten in PV-Anlagen verwendeten Rohstoffe.

Aluminium	Germanium	Plastik	Stahl
Beton	Glas	Selen	Tellurium
Cadmium	Indium	Silber	
Gallium	Kupfer	Silizium	

Tabelle 17: Übersicht der in Windturbinen verwendeten Rohstoffe.

Aluminium	Glas/Kohlefaserverbundwerkstoffe	Neodym	Terbium
Beton	Gusseisen	Nickel	Zink
Bor	Kupfer	Polymere	
Chrom	Mangan	Praseodym	
Dysprosium	Molybdän	Stahl	

Nach der Auflistung der benötigten Rohstoffe zum Bau der PV-Anlagen und der Windturbinen, welche den erneuerbaren Strom bereitstellen, wird im nächsten Kapitel 3.2 auf die in dieser Studie betrachteten CO₂-Abscheidetechnologien eingegangen.

3.2 CO₂-Abscheidung

Gemäß dem Pariser Klimaschutzabkommen ist in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts das Erreichen der Treibhausgasneutralität vorgesehen. Um dies zu realisieren, ist der Ausgleich zwischen Emissionen und Entnahme von Treibhausgasen aus der Atmosphäre erforderlich. Das wichtigste Treibhausgas stellt hierbei das CO₂ dar, welches mengenmäßig das bedeutendste Treibhausgas nach dem Wasserdampf ist. CO₂ absorbiert sehr effektiv Infrarotstrahlungen in bestimmten Wellenlängenbereichen und besitzt eine Verweildauer von mehreren Hundert Jahren in der Atmosphäre. Um die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens zu erreichen, wird der Umstieg auf erneuerbare Energien sowie die vollständige Dekarbonisierung des Energiesektors bis 2050 empfohlen.

Obwohl nicht explizit im Pariser Klimaschutzabkommen erwähnt, spielt das aktive Auffangen und Einlagern bzw. Weiterverwenden des CO₂ eine wichtige Rolle, um dieses Treibhausgas aus der Atmosphäre zu entfernen. Hierbei wird von Carbon-Capture and Utilisation-Technologien (CCU) gesprochen. Im Sinne der Klimaschutzziele werden Technologien empfohlen, die auch langfristig mit dem Klimaschutzvorhaben kompatibel sind (Ausfelder und Dura, 2019). Es ist jedoch wichtig zu beachten, dass auch bei fossilen Punktquellen unvermeidbare CO₂-Emissionen entstehen, die energetisch unabhängig sind. Neben der CO₂-Reduktion kann so zudem auch noch die notwendige Kohlenstoffquelle für die PtL-Synthese zur Verfügung gestellt werden. In diesem Zusammenhang werden die verschiedenen Technologien zur CO₂-Abtrennung aus Gasströmen und der Umgebungsluft betrachtet, wobei sie den jeweiligen CO₂-Quellen zugeordnet und unter dem Begriff CO₂-Abscheidetechnologien zusammengefasst werden. In dieser Studie werden daher neben der CO₂-Abscheidung aus der Luft und den biogenen CO₂-Quellen Biogas, Bioethanol und Biomasseverbrennung, auch ein Zementwerk als fossile Quelle betrachtet. Die betrachteten CO₂-Quellen und deren zugehörigen Abscheidetechnologien, mit welchen das CO₂ abgetrennt werden kann, sind in Tabelle 18 gelistet und werden in den folgenden Kapiteln näher erläutert.

Tabelle 18: Auflistung der CO₂-Quellen und der dazugehörigen betrachteten CO₂-Abscheidetechnologien.

CO ₂ -Quelle	Zement und BMHKW	Biogas	Bioethanol	DAC
CO ₂ -Verfahren	MEA	PSA, DWW, Membran	-	Physikalische Adsorption (LT-DAC) Chemische Absorption (HT-DAC)

Zur CO₂-Abtrennung aus der Umgebungsluft werden zwei Direct Air Capture (DAC) Prozesse untersucht. Zum einen die Hochtemperatur-DAC (HT-DAC), welche das CO₂ durch chemische Absorption bindet, und andererseits die Niedertemperatur-DAC (LT-DAC), bei welchem das CO₂ über physikalische Adsorption gebunden wird. Über einen prozessspezifischen Regenerationsschritt wird das gebundene CO₂ freigesetzt und steht für nachgelagerte Prozesse zur Verfügung.

Im Falle der Quelle Biogas werden nur CO₂-Abscheidetechnologien betrachtet, welche das CO₂ aus der Biogasaufbereitung zu Biomethan abtrennen. Der Fokus liegt somit auf der fermentativen Biogaserzeugung und nicht auf alternativer Biomethanherzeugung über beispielsweise die Biomassevergasung. Die Biomassevergasung, eine alternative thermische Biomassennutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung, spaltet den biogenen Festbrennstoff unter

Zufuhr eines Vergasungsmittels (meist Luft, Sauerstoff oder Wasserdampf) im Reaktor in ein Produktgas auf. Die betrachteten Technologien zur CO₂-Abtrennung aus dem Biogas umfassen die Druckwechseladsorption (PSA), welche international bereits zur Biogasaufbereitung etabliert ist, die Druckwasserwäsche (DWW), die in Deutschland am weitesten verbreitete Technologie zur Biogasaufbereitung, sowie der Einsatz von Membranabscheidetechnologien, wobei der Membraneinsatz zur Biogasaufbereitung noch im Forschungsbereich steckt.

Die zweite betrachtete biogene CO₂-Quelle ist das Biomasseheizkraftwerk (BMHVK). Bei dieser wird lediglich die Monoethanolamin (MEA)-Wäsche betrachtet, welche bei Rauchgasen die geeignetste CO₂-Abscheidetechnologie darstellt. Die MEA-Wäsche wird ebenfalls bei der CO₂-Abtrennung aus den Rauchgasen eines Zementkraftwerkes angewandt, weswegen die BMHVK-Quelle und die industrielle Punktquelle Zement folgend zusammengefasst beschrieben werden. Die MEA-Wäsche nutzt das Lösungsmittel Monoethanolamin zur chemischen Bindung von CO₂ aus Rauchgasen. Über einen Regenerationsschritt wird das absorbierte CO₂ freigesetzt und das Lösungsmittel kann wiederverwendet werden. Da bei Rauchgasen besonders geringere CO₂-Konzentrationen auftreten, hat sich die MEA-Wäsche wirtschaftlich und technisch als besonders effektive Technologie zur Rauchgas-Aufreinigung durchgesetzt. Im Falle der industriellen Punktquelle Zement fallen 60 % prozessbedingte CO₂-Emissionen an, welche unvermeidlich sind und durch keine alternative Herstellungsrouten vermieden werden können (Fröhlich et al., 2019).

Ein Sonderfall unter den hier betrachteten CO₂-Quellen stellt die Bioethanol-Produktion dar. Aufgrund der sehr hohen Konzentration von CO₂ im Abgasstrom (>99 Volumenprozent, Vol.-%) wird keine zusätzliche CO₂-Abscheidetechnologie benötigt. Je nach Ausgangssubstrat müsste nur eine Feinentschwefelung nachgelagert werden, welche in dieser Studie nicht inkludiert wird.

Zunächst werden die Technologien zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Umgebungsluft beschrieben, nämlich die Hoch- und Niedertemperatur-DAC (HT-, LT-DAC). Anschließend folgen die biogenen CO₂-Quellen bzw. drei technologische Möglichkeiten zur Abscheidung von CO₂ aus Biogas, nämlich die PSA, DWW und Membran. Anschließend wird die chemische Absorption beschrieben, die für Biomasse-Heizkraftwerke oder auch für industrielle Punktquellen, wie beispielsweise einem Zementwerk angewandt werden kann, um Kohlenstoffdioxid abzuscheiden.

3.2.1 Kohlenstoffdioxidgewinnung aus der Umgebungsluft

Eine effektive Methode, die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre zu verringern, stellt die direkte CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft dar. Diese Technologie ist auch bekannt als Direct Air Capture (DAC) und wird als effizientes Instrument zur Erreichung der Klimaziele gesehen (BMBF, 2024).

Die DAC-Abscheidetechnologien zielen darauf ab, CO₂ direkt aus der Umgebungsluft abzuscheiden. Hierbei wird das in der Luft enthaltene CO₂ zuerst chemisch an einem festen oder flüssigen Trägermaterial (Sorbens) gebunden. Ist die Sättigung des Sorbens erreicht, muss das Trägermaterial in einem zweiten Schritt regeneriert werden. Die Regeneration findet zum Beispiel bei einem Temperaturwechsel-Verfahren über eine Temperaturerhöhung statt, wobei das gebundenen CO₂ zurückgewonnen wird. Die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre ist allerdings mit 400 parts per million (ppm), bzw. 0,04 Vol.-%) sehr gering im Vergleich zu höher konzentrierten Punktquellen. Zudem wird eine höhere Energiezufuhr für den Regenerationsschritt benötigt (Heß u. a., 2020). Jedoch haben DAC-Anlagen den Vorteil, dezentral betrie-

ben werden zu können. Derzeit werden zwei Verfahren zur CO₂-Abscheidung aus der Luft verwendet. Das Hochtemperatur-Verfahren (HT-DAC), wobei ein flüssiger Sorbens (DAC-Absorption) vorliegt und das Niedertemperatur-Verfahren (LT-DAC), bei welchem ein festes Trägermaterial zum Einsatz kommt (DAC-Adsorption). Wir betrachten beide Verfahren, sie werden im Folgenden vorgestellt und miteinander verglichen.

3.2.1.1 HT-DAC (Absorptionsprinzip)

Das Prinzip der HT-DAC ähnelt dem einer alkalischen Gaswäsche. Durch den Einsatz von hochkonzentrierten alkalischen Lösungen, meist Natrium- oder Kaliumhydroxid, ist trotz der niederen CO₂-Konzentration eine hohe Absorptionsgeschwindigkeit und eine selektive Abtrennung möglich (Heß u. a., 2020). Die in dieser Studie betrachtete HT-DAC-Anlage basiert auf der Technologie von Carbon Engineering, wobei Kaliumhydroxid (KOH) als Sorbens eingesetzt wird. Bei Luftkontakt des Lösungsmittels entsteht wassergelöstes Kaliumcarbonat, welches anschließend in einen Kaustifizierer unter Zugabe von Kalziumhydroxid gegeben wird. Bei dieser Reaktion entsteht neben Kalziumcarbonat die ursprüngliche Kaliumhydroxidlösung, welche wieder zurück in den Gaswäscher geschickt wird. Das Abtrennen des gebundenen CO₂ erfolgt im Kalzinierer. Bei Temperaturen von ca. 900 °C wird das feste Carbonat zu Branntkalk (Kalziumoxid), wobei das gebundene CO₂ wieder freigesetzt wird (Heß u. a., 2020).

Die für den Kalzinierer benötigte thermische Energie beläuft sich nach Angaben von Carbon Engineering auf 1,125 Kilowattstunden (thermische Energie) pro Kilogramm CO₂ (kWh_{th}/kg CO₂) und auf 0,348 Kilowattstunden (elektrische Energie) je Kilogramm CO₂ (kWh_{el}/kg CO₂) (Keith u. a., 2018). Es wird davon ausgegangen, dass es sich bei dem Sorptionsmittel um ein molare KOH handelt, das über eine auf Polyvinylchlorid (PVC) basierende Verpackungsmatrix (XF12560) fließt (Madhu u. a., 2021). Die Materialien, welche für den vollständigen Bau der HT-DAC-Anlage benötigt werden, sind in Tabelle 19 und Tabelle 20 gelistet. Die Baumodule 1–5, gelistet in Tabelle 19, werden für den Bau der HT-DAC-Anlage benötigt und werden daher nicht auf die funktionelle Einheit von 1 kg CO₂ bezogen. Die angegebenen Mengen zum Bau dieser Module sind wie in der Literatur auf die Konstruktion einer Einheit des jeweiligen Modules angegeben. Zusätzliche Informationen über die Größe und Leistung der einzelnen Module 1–5 sind nicht aus der Literaturquelle zu entnehmen. In Tabelle 20 sind schließlich alle zum Bau der HT-DAC-Anlage benötigten Rohstoffe und Module gelistet und beziehen sich auf die funktionelle Einheit von 1 kg CO₂. Da sich die angegebenen Inputflüsse der Literaturquelle auf Inputflüsse der genutzten Datenbank Ecoinvent beziehen, sind diese zur eindeutigen Zuordnung als englische Begriffe gelistet.

Tabelle 19: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau der Module, welche für den Bau der HT-DAC-Anlage benötigt werden (Madhu u. a., 2021).

Modul	Input	Menge für den Bau 1 Einheit	Einheit
Bau der Drucklufteinheit [1 Einheit]	Concrete, sole plate and foundation	480	m ³
	Injection moulding	7,5	kg
	Tin plated chromium steel sheet, 2 mm	6.226,1	m ²
	Welding arch, steel	944	m
	Aluminium, cast alloy	14	kg
	Electric motor, for electric scooter	52,6	kg
	Sheet rolling, aluminium	14	kg
Bau des Reaktors [1 Einheit]	Liquid storage tank, chemicals, organics	8,0 E-4	Einheiten
	Welding arc, steel	14	m
Bau des Kalzinierers [1 Einheit]	Liquid storage tank, chemicals, organics	7,1 E-6	Einheiten
	Welding arc, steel	6	m
Bau des Kaustifizierers [1 Einheit]	Tin plated chromium steel sheet, 2mm	4,8	m ²
	Welding arc, steel	6,8	m
Herstellung der 1 molaren KOH-Lösung	Potassium hydroxide	56	kg
	Water, decarbonised	1.000	kg

Tabelle 20: Übersicht der Rohstoffe und benötigten Module aus Tabelle 19, welche für den Bau und Betrieb der HT-DAC-Anlage gebraucht werden. Zusätzliche Angaben der Betriebsparameter der HT-DAC-Anlage. Die Mengenangaben beziehen sich auf die potenzielle Abscheidung von 1 kg CO₂ (Madhu u. a., 2021). *Für die Studie modellierte Prozesse.

Input	Menge	Einheit
EE-Mix*	0,348	kWh _{el}
EE-Mix*	1,125	kWh _{th}
Carbon dioxide, in air	1	Kg
1. Drucklufteinheit	1,45 E-7	Einheiten
2. Reaktor	1,45 E-7	Einheiten
3. Kalzinierer	1,45 E-7	Einheiten
4. Kaustifizierer	1,45 E-7	Einheiten
5. 1 molare KOH-Lösung	3,76 E-6	Einheiten
Electronics, for control units	1,44E-6	kg
Lime, hydrated, loose weight	1,9E-6	kg
Limestone, crushed, washed	0,26	kg

3.2.1.2 LT-DAC (Adsorptionsprinzip)

Bei dem hier betrachteten Adsorptionsverfahren wird im semi-batch Betrieb das CO₂ an einem festen Trägermaterial adsorbiert und anschließend durch thermische Regeneration bei ca. 100 °C mit gleichzeitigem Unterdruck (Kombination aus Temperature- und Pressure-Swing-Verfahren) zurückgewonnen. Als Trägermaterial wird, nach den Angaben von Clime-works, Silicagel und als aktive Phase Polyethylenimine (PEI) verwendet, wobei 7,5 g Sorbent/kg CO₂ installierter Produktleistung zur Abtrennung benötigt werden.

Die benötigte elektrische Energie beläuft sich auf 0,177 kWh_{el}/kg CO₂ und die thermische Wärmeenergie auf 0,722 kWh_{th}/kg CO₂ (Fröhlich et al., 2019). Eine Übersicht der für den Bau der LT-DAC-Anlage benötigten Materialien sind in Tabelle 21 und Tabelle 22 gelistet. Die Baugmodule 1–5, angegeben in Tabelle 21, werden für den Bau der LT-DAC-Anlage benötigt und sind daher nicht auf die funktionelle Einheit von 1 kg CO₂ bezogen. Analog zur Beschreibung der HT-DAC-Anlage (siehe Kapitel 3.2.1.1) gibt Tabelle 21 die benötigten Rohstoffe zum Bau der Module und Tabelle 22 die Rohstoffe und Module für die funktionelle Einheit von 1 kg CO₂ an.

Tabelle 21: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau der Module, welche für den Bau der LT-DAC-Anlage benötigt werden (Madhu u. a., 2021), (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Modul	Input	Menge	Einheit
Bau der Drucklufteinheit [1 Einheit]	Concrete	7,5	m ³
	Intermodal shipping container, 40 feet	1	Einheit
	Seal, natural rubber based	30	kg
Produktion des Adsorbent [1 kg]	Activated silica	0,6	kg
	Monoethanolamine	0,4	kg
Bau des Ventilators [1 Einheit]	Aluminium, cast alloy	4,67	kg
	Electric motor	15	kg
	Sheet rolling, aluminium	4,67	kg
Bau der LT-DAC-Einheit	1. Drucklufteinheit	1	Einheit
	2. Adsorbent	138	kg
	3. Ventilator	1	Einheit

Tabelle 22: Übersicht der Rohstoffe und benötigten Module aus Tabelle 11, welche für den Bau und Betrieb der LT-DAC-Anlage benötigt werden. Zusätzliche Angaben der Betriebsparameter der LT-DAC-Anlage. Die Mengenangaben beziehen sich auf die potenzielle Abscheidung von 1 kg CO₂ (Madhu u. a., 2021). *Für die Studie modellierte Prozesse.

Input	Menge	Einheit
EE-Mix*	0,177	kWh _{el}
EE-Mix*	0,722	kWh _{th}
LT-DAC-Einheit	1 E-6	Einheiten
Blower and heat exchange unit	1 E-6	Einheiten
Carbon dioxide, in air	1	kg
Electronics, for control units	1,25 E-6	Einheiten
Pump, 40 W	2 E-6	Einheiten
Ventilation duct, steel	0,015	m

Beide vorgestellten DAC-Prozesse binden das CO₂ an das feste bzw. flüssige Trägermaterial und setzen dieses durch Temperatur- und oder Druckänderung wieder frei. Durch den Einsatz eines flüssigen Mediums bei der HT-DAC kann eine höhere Kapazität der CO₂-Aufnahme im Vergleich zu LT-DAC mit einem festen Trägermaterial erreicht werden. Da jedoch die Regeneration des Trägermediums und damit die CO₂-Desorption ein energieintensiver Schritt ist,

wird die Nutzung von Abwärme aus anderen Prozessen empfohlen, um den Betrieb der DAC-Technologien effizienter zu gestalten. Hierbei liefert die LT-DAC einen Vorteil gegenüber der HT-DAC, da bei der LT-DAC auch Niedertemperaturabwärme aus verschiedenen Prozessen (zum Beispiel der Elektrolyse oder Synthese) für die Desorptionsphase verwendet werden können (Wurzbacher, 2015).

3.2.2 Kohlenstoffdioxidgewinnung aus Biogas

Biogas entsteht durch die Vergärung von organischen Materialien wie Biomasse oder landwirtschaftlichen Abfällen. Dieses regenerative Gasgemisch besteht hauptsächlich aus Methan und Kohlenstoffdioxid. Die CO₂-Konzentration im Biogas beträgt zwischen 20–45 Vol.-%, je nach eingesetztem Ausgangssubstrat (Heß u. a., 2020). Dieser erhebliche CO₂-Anteil im Biogas bietet eine wertvolle Möglichkeit, dieses Treibhausgas abzuscheiden und so zur Emissionsreduzierung beizutragen. Da die CO₂-Abtrennung aus dem Biogas zur Aufwertung zum Biomethan ein fest etabliertes Verfahren ist, handelt es sich bei den hier betrachteten CO₂-Abscheidetechnologien um bereits bewährte und erprobte Prozesse. In dieser Studie werden die CO₂-Abscheidetechnologien ausschließlich für den Einsatz zur Biogasaufbereitung (Biomethanherzeugung) eingesetzt und nicht zur CO₂-Abscheidung aus dem Rauchgas eines Blockheizkraftwerks (BHKW), welches mit Biogas betrieben wird.

3.2.2.1 Druckwechseladsorption (PSA)

Die Druckwechseladsorption (englisch: Pressure Swing Adsorption, PSA) zählt zu den Adsorptionsverfahren und beruht auf der Physisorption von CO₂ an der Oberfläche von Adsorbentien. Gängige Adsorbentien sind unter anderem Aktivkohlen, Molekularsiebe (Zeolithe) oder Kohlenstoffmolekularsiebe. Das zu behandelnde Biogas strömt unter Druck (4–7 bar) in den Adsorber ein, wobei die Beladung des Adsorbens mit dem CO₂ stattfindet. Anschließend wird der beladene Adsorber durch stufenweise Druckentspannung regeneriert und das gebundene CO₂ wieder freigesetzt (Fröhlich u. a., 2019).

Für den Betrieb der PSA wird ein Energiebedarf von 0,183 kWh_{el}/kg CO₂ vorgesehen, wobei von einem CO₂-Anteil im Rohgas von 20–45 Vol.-% ausgegangen wird.

Die PSA stellt einen kostengünstigen, aber energieintensiven Prozess zur CO₂-Abtrennung aus Biogas dar (Ganeshan u. a., 2023). Durch den Einsatz einer PSA kann eine CO₂-Reinheit von 95,1 Vol.-% erreicht werden, wobei 87,3 Vol.-% des im Abgas enthaltenen CO₂ adsorbiert werden können (Riboldi und Bolland, 2015).

Für die Modellierung der PSA wird angenommen, dass Aktivkohle als Adsorbentmaterial zum Einsatz kommt, wobei 0,0175 g Aktivkohle pro kg CO₂ benötigt werden (Gomes, 2016). Der Rohstoffinput für den Bau der PSA-Anlage basiert auf dem Ecoinvent Prozess „chemical factory, organics“ zur Biogasaufbereitung und ist in Tabelle 23 aufgelistet. Die Modellierung des Betriebs der DWA-Anlage erfolgt nach (Fröhlich u. a., 2019) und ist in Tabelle 24 angegeben.

Tabelle 23: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau einer PSA-Anlage.
Angaben nach Ecoinvent 3.10 „chemical factory, chemicals“.

Steel, low-alloyed, hot rolled	Stone wool
Lubricating oil	Potassium Hydroxide
Brazing solder, cadmium free	Steel, chromium steel 18/8 hot rolled
Concrete, normal strength	Activated carbon

Tabelle 24: Übersicht des benötigten Inputstroms zum Betrieb einer PSA-Anlage.
Angaben zum Energieinput für den Betrieb der PSA-Anlage nach (Fröhlich u. a., 2019).
*Für die Studie modellierte Prozesse.

Input	Menge [bezogen auf 1 kg CO ₂]	Einheit
EE-Mix*	0,183	kWh _{el}

3.2.2.2 Druckwasserwäsche (DWW)

Die Druckwasserwäsche (DWW) ist in Europa das etablierteste Verfahren zu Kohlendioxidabtrennung aus Biogas zur Biomethan Aufwertung. Sie lässt sich zu den physikalischen Absorptionsverfahren einordnen, wobei Wasser als Lösungsmittel zum Einsatz kommt. Das Biogas wird hierbei zuerst auf 5–10 bar verdichtet, heruntergekühlt und anschließend im Gegenstrom zum Wasser durch einen Rieselbettreaktor geführt. Im Wasser wird neben dem CO₂ auch Schwefelwasserstoff und Ammoniak gelöst, weshalb eine vorgeschaltete Feinentschwefelung zu empfehlen ist (Jensen, 2019). Zur CO₂-Freisetzung wird das Wasser in einer Desorptionskammer bei Umgebungsdruck teilentspannt. Ein zusätzlicher Luftstrom dient zur Entfernung von gelösten Stoffen aus dem Wasser, welcher wieder in die Adsorptionskammer zurückgepumpt wird (Jensen, 2019). Der Wasserstrom, welcher in die Absorptionskolonne geleitet wird, liegt bei 0,4 Litern pro Kubikmeter (l/m³) Biogas (Varling u. a., 2023). Auch wenn durch moderne Technologien ein nahezu vollständiger Wasserkreislauf geschlossen werden kann, ist anzunehmen, dass Verluste durch Verdunstung oder durch unkontrollierte Verluste entstehen (Jin u. a., 2021). Der Energiebedarf, bezogen auf 1 m³ Biogas, liegt zwischen 0,5 und 1,5 kWh_{el} (Fröhlich u. a., 2019), welches auf 5-10 bar komprimiert wurde.

Neben dem Einsatz von Wasser kann beispielsweise auch Methanol (Rectisol®-Verfahren) als Lösungsmittel verwendet werden. Hierdurch wird eine höhere Löslichkeit der Gasbestandteile erreicht, welches sich für die Aufreinigung von Erdgas und Synthesegasen eignet. Bei dem Einsatz an Biogasaufbereitungsanlagen, wie in dieser Studie betrachtet, würde beispielsweise Methanol zu einer höheren Löslichkeit von CO₂ führen, gleichzeitig würde aber auch ein höherer Anteil von Methan in der Flüssigphase absorbiert werden, was sich nachteilig auf die Biomethanausbeute auswirkt. Aus diesem Grund wird folgend ausschließlich der Einsatz von Wasser als Lösungsmittel verwendet.

In Tabelle 25 sind die Rohstoffe gelistet, welche für den Bau einer Druckwasserwäsche-Anlage benötigt werden, während Tabelle 26 eine Übersicht über den Inputstrom gibt.

Tabelle 25: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Anlagenbau einer Druckwasserwäsche. Angaben nach Ecoinvent 3.10.

Fiberglass composite material (moulded Fibre-reinforced plastic (FRP))	Electric installation (copper wiring and jointing)
High density polyethylene piping	Polyvinylchloride piping
Stainless steel piping	Steel (mild galvanized steel)

Tabelle 26: Übersicht des benötigten Inputstroms zum Anlagenbetrieb einer Druckwasserwäsche-Anlage. Angaben zum Energieinput für den Betrieb der DWW-Anlage, nach (Fröhlich u. a., 2019). *Für die Studie modellierte Prozesse.

Input	Menge [bezogen auf 1 kg CO ₂]	Einheit
EE-Mix*	0,248	kWh _{el}

3.2.2.3 Membranverfahren

Ein weiteres bereits etabliertes Verfahren zur Aufbereitung von Biogas stellt das Membranverfahren dar. Hierbei werden Gasmoleküle aufgrund ihrer Größe abgetrennt, wobei es sich um einen rein physikalischen Trennprozess handelt. Jedoch entsteht an den Membranen keine Strömung im physikalischen Sinne, sondern ein molekularer Transportmechanismus basierend auf Lösung oder Diffusion. Die treibende Kraft der Diffusion stellt den Unterschied des chemischen Potentials zwischen der Rohgasseite und der Produktseite dar (Wilcox, 2012). Zur Gasmolekülabtrennung muss der Druck des Rohgases erhöht werden, bis die Molekülzahl auf der Rohgasseite höher als auf der Produktseite ist. Dieser Verfahrensschritt ist sehr energieintensiv, weshalb Membranverfahren nicht zur CO₂-Abtrennung aus gering konzentrierten CO₂-Quellen, wie aus der Umgebungsluft, angewendet werden. Bei der Biogasaufbereitung werden selektive Membranen eingesetzt, meist Polymermembranen aus Polyimid, welche eine einfache Skalierbarkeit und Verformbarkeit aufweisen (Schäffer u. a., 2019). Jedoch sind diese Membranmaterialien anfällig gegenüber Temperaturschwankungen, zudem ist der Schwefelwasserstoffgehalt auf unter 10 Milligramm je Kubikmeter (mg/m³) im Rohgas abzusenken. Um Methanverluste so gering wie möglich zu halten, werden die Membranen in Serie geschaltet, um so eine Rückführung der methanhaltigen Teilströme zu ermöglichen.

Das Membranverfahren wird in dieser Studie nur zur CO₂-Abtrennung aus Biogas betrachtet. Jedoch wird der Einsatz von Membranen zur Rauchgasaufreinigung von Industriewerken zurzeit auch in Forschungsprojekten untersucht. Membranen erweisen sich zwar als kostengünstige CO₂-Abscheidetechnologie, sind jedoch empfindlich gegenüber hohen Temperaturen und Unreinheiten im Rauchgas. Daher muss bei dem Einsatz zur Rauchgasaufbereitung eine Vorreinigung stattfinden, um Partikel und Wasserdampf zu entfernen, da sonst die Membranlebensdauer erheblich verkürzt wird (Schäffer u. a., 2019).

Der Energieinput zur CO₂-Abscheidung mittels Membranverfahren liegt zwischen 0,2–0,6 kWh_{el}/kg CO₂ (Fröhlich u. a., 2019). Daten zum Bau der Membran und der Separationseinheit werden in der Literatur nur zum kleinen Teil herausgegeben. Bekannt ist jedoch, dass polyaktive Polymermembranen aus einer Reihe verschiedener Polymere hergestellt werden, diese benötigen eine Vliesstoffschicht von etwa 2,7 kg/m². Zudem wird angegeben, dass für das Modulgehäuse und die Peripherie der Trennanlage 10 kg Stahl pro m² Membran verwendet werden (Troy u. a., 2016). Die Lebensdauer der eingesetzten Membran wird mit

fünf Jahren und die der gesamten CO₂-Abscheideanlage mit 25 Jahren angenommen (Giordano u. a., 2018). Eine detaillierte Zusammenstellung der benötigten Materialien zum Bau der Membraneinheit basiert auf der Ecoinvent 3.10 Datenbank und ist in Tabelle 27 gelistet, wobei diese auf den Prozess einer „chemical factory, organics“ beruhen. Bei dieser wird eine anorganische Membran verwendet, welche 0,00214 kg Aktivkohle/kg CO₂ zur Abscheidung nutzt. Anorganische Membranen weisen eine sehr hohe Temperaturbeständigkeit von bis zu 400 °C auf und werden typischerweise in der Getränkeindustrie eingesetzt. Der benötigte Energieinput ist in Tabelle 28 gelistet.

Tabelle 27: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Anlagenbau einer Membran zur Methanaufbereitung. Angaben nach Ecoinvent 3.10 „chemical factory, chemicals“.

Steel, low-alloyed, hot rolled	Stone wool
Lubricating oil	Potassium Hydroxide
Brazing solder, cadmium free	Steel, chromium steel 18/8 hot rolled
Concrete, normal strength	Activated carbon

Tabelle 28: Übersicht des Inputstroms zum Betrieb der Membranabscheidung. Angaben zum Energieinput für den Betrieb der Membranabscheidung nach (Fröhlich u. a., 2019). *Für die Studie modellierte Prozesse.

Input	Menge [bezogen auf 1 kg CO ₂]	Einheit
EE-Mix*	0,57	kWh _{el}

3.2.2.4 Fazit

Die drei vorgestellten CO₂-Abscheidetechnologien aus Biogas bringen je nach spezifischen Anforderungen der Biogasanlage, den vorhandenen Ressourcen und den wirtschaftlichen Aspekten ihre Vor- und Nachteile mit sich. Der Einsatz der PSA zur CO₂-Abtrennung führt zur sehr hohen Produktreinheit und kann bei unterschiedlichen Biogasqualitäten eingesetzt werden. Aufgrund der hohen Regenerationstemperatur ist die PSA die energieintensivste Methode der hier betrachteten Aufbereitungstechnologien des Biogases. Aufgrund der Größe und Komplexität der PSA-Anlage wird diese eher an Biogasanlagen mit einem hohen Biogasdurchsatz angewendet. Weniger energieintensiv ist die DWW, welche sich ebenfalls durch hohe Abscheideeffizienzen und niedrige Betriebskosten auszeichnet. Im Gegensatz zur PSA wird bei der DWW zwar keine Chemikalie als Lösungsmittel eingesetzt, jedoch führt der hohe Wasserbedarf der DWW dazu, dass sich der Betrieb der Anlage in trockenen Regionen nicht eignet, wenn Wasser als Lösungsmittel verwendet wird. Der Einsatz eines alkalischen Lösungsmittels wirkt zwar diesem konkreten Problem entgegen, jedoch können durch diesen Einsatz potenziell Korrosionen entstehen. Die kostengünstigste und energieeffizienteste CO₂-Abscheidetechnologie aus Biogas stellt hier der Einsatz von Membranen dar. Diese weisen den geringsten Energiebedarf der miteinander verglichenen Biogasabscheidetechnologien auf, benötigen keine zusätzlichen Chemikalien während des Betriebs und sind flexibel skalierbar. Wie im vorangegangenen Kapitel 3.2.2.3 erwähnt, sind Membranen temperatur- und drucksensibel und empfindlich gegenüber Verschmutzungen im aufzubereitenden Rohgas.

3.2.3 Kohlenstoffdioxidgewinnung aus Bioethanolanlagen

Die Herstellung von Bioethanol ergibt sich über die biologische Fermentation von zucker- oder stärkehaltigen Rohstoffen durch Mikroorganismen, meist durch den Einsatz von Hefen. Neben dem Hauptprodukt Ethanol entsteht hierbei in größeren Mengen das Nebenprodukt CO₂, welches bereits sehr rein (bis zu 99 %) vorliegt (Laude u. a., 2011). Aufgrund der hohen Reinheit des anfallenden CO₂, kann dieses direkt abgetrennt werden und es wird keine zusätzliche CO₂-Abscheidetechnologie angenommen. Eine Feinentschwefelung sollte je nach Ausgangssubstrat vorgenommen werden, diese wird jedoch hier nicht weiter betrachtet, da es sich um eine Vorreinigung des Rohgases handelt und keine Vor-aufbereitungen in dieser Studie betrachtet werden.

3.2.4 Kohlenstoffdioxidgewinnung aus Biomasse-Heizkraft- und Zementwerken

3.2.4.1 Einleitung zu CO₂ aus BMHWK und Zement

Bei der Verbrennung von Biomasse in Heizkraftwerken wird das zuvor gebundene CO₂ freigesetzt und kann anschließend aus dem Rauchgas abgetrennt werden. Die Abtrennung und Nutzung des bei der Verbrennung entstehenden CO₂ kann zudem zu einer verbesserten Emissionsbilanz der Biomasse-Heizkraftwerke (BMHWK) beitragen. Angesichts des derzeit hohen CO₂-Potentials von 12,2 Megatonnen CO₂ jährlich (Mt CO₂/a) (2020) aus Biomasse-Heizkraftwerken in Deutschland, bietet die CO₂-Abscheidung aus diesen Anlagen eine vielversprechende und bedeutende Quelle (Fröhlich u. a., 2019). Wie in Tabelle A-11 im Anhang gelistet, bleibt das BMHWK auch zukünftig als CO₂-Quelle bestehen, ungeachtet des prognostizierten Rückgangs des CO₂-Potentials. Eine weitere hier betrachtete CO₂-Quelle mit aktuell ähnlich hohem CO₂-Potential wie dem des BMHWKs in Deutschland ist die Abscheidung von CO₂ aus den Rauchgasen von Zementwerken. Trotz der Tatsache, dass die Zementherstellung eine fossile CO₂-Quelle darstellt, sollte diese Quelle zur vollständigen Ausschöpfung des CO₂-Potentials in Deutschland nicht außer Acht gelassen werden. Da es sich bei den CO₂-Emissionen der Zementindustrie um prozessbedingte Emissionen handelt, gelten diese als besonders schwierig zu minimieren. Etwa 60–70 % der Emissionen in der Zementproduktion stammen aus der prozessbedingten chemischen Reaktion und nicht aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe (Plaza u. a., 2020). Daher stellt die CO₂-Abtrennung aus der Zementproduktion einen vielversprechenden Ansatz dar, die unvermeidbaren Emissionen des Produktionsprozesses zu minimieren und bestehende CO₂-Potentiale zur E-Kerosin-Herstellung zu nutzen. Für die CO₂-Abtrennung aus den Rauchgasen des BMHWKs und Zementkraftwerks wird die Monoethanolamin-Wäsche (MEA-Wäsche), auch Aminwäsche genannt, betrachtet. Die Aminwäsche zählt zu den am häufigsten empfohlenen Technologien zur effektiven Abtrennung von CO₂ aus Rauchgasen. Diese Abscheidetechnologie ermöglicht es, selbst bei niedrigen CO₂-Konzentrationen, wie sie in Rauchgasen vorkommen, eine effiziente CO₂-Bindung von 90–95 % (Rieder, 2016). Im Folgenden wird das Verfahrensprinzip der Aminwäsche näher beschrieben und auf den Bau und Betrieb der CO₂-Abscheidetechnologie eingegangen.

3.2.4.2 Chemische Absorption (Aminwäsche)

Bei der chemischen Absorption wird wie bei der physikalischen Gaswäsche CO₂ in einer Waschflüssigkeit gelöst. Die physikalische Löslichkeit wird durch eine chemische Reaktion des CO₂ mit der Waschflüssigkeit verstärkt. Zum Einsatz kommen Amine in Mischung mit Wasser oder Ethanol (Schäffer u. a., 2019). Gelöst wird das CO₂ aus dem Rohgas im Gegenstrom in der Absorberkolonne, wobei das aufgereinigte Gas den Absorber am Kopf verlässt. Die beladene Waschflüssigkeit strömt am Fuße des Absorbers in die Desorberkolonne. Hier

wird die beladene Flüssigkeit bei Temperaturen von 120–140 °C regeneriert, das CO₂ freigesetzt und die Aminlösung bei 40 °C wieder in den Absorber zurückgeführt. Das etablierteste Amin zur CO₂-Absorption stellt Monoethanolamin (MEA) dar, welches bei einer Konzentration von bis zu 30 Gewichtsprozent (Gew.-%) in der Waschflüssigkeit eingesetzt wird und auch in dieser Studie als Absorptionsmittel angenommen wird. Während des Betriebs der MEA-Abscheideanlage wird ein Verlust des Absorptionsmittels von 8 % angenommen.

Das Verfahren der chemischen Absorption wird vor allem zur Aufbereitung von Natur- und Synthesegasen und zur Kohlendioxid- und Schwefelwasserstoffabscheidung kommerziell angewendet. Die chemische Wäsche eignet sich zudem sehr gut zur Nachrüstung von bestehenden Kraftwerksanlagen (Rieder, 2016).

Wird die CO₂-Abscheidung von Rauchgasen bzw. Abgasen einer Zementanlage betrachtet, wird davon ausgegangen, dass 0,14 kWh_{el}/kg CO₂ Strom, 3,4 MJ/kg CO₂ Wärme, 0,000037 kg MEA/kg CO₂ und 0,000097 kg NaOH/kg CO₂ benötigt werden (Zhaurova u. a., 2023). Die Prozessparameter der CO₂-Abtrennung aus Biogas betragen nach dem Prozess der Ecoinvent 3.10 Datenbank „biogas purification to biomethane by amino washing“ 0,42 MJ/kg CO₂ Strom, 3,85 MJ/kg CO₂ Wärme, 0,00012 kg MEA/kg CO₂ und 0,000093 kg NaCl/kg CO₂. Die benötigten Rohstoffe, welche zum Bau der Aminwäschanlage anfallen, sind in (Zhaurova u. a., 2023) gelistet. Hierbei beziehen sich die benötigten Mengen auf die Abscheidung von 1 kg CO₂. Die Prozessparameter der CO₂-Abtrennung aus Biogas betragen nach dem Prozess der Ecoinvent 3.10 Datenbank „biogas purification to biomethane by amino washing“ 0,42 MJ/kg CO₂ Strom, 3,85 MJ/kg CO₂ Wärme, 0,00012 kg MEA/kg CO₂ und 0,000093 kg NaCl/kg CO₂.

Die benötigten Rohstoffe, welche zum Bau der Aminwäsche anfallen, sind in Tabelle 29 und Tabelle 30 zusammengefasst. Zudem sind die zum Betrieb notwendigen Energieaufwendungen, welche sich für den Betrieb an Zementanlagen und BMHKWs unterscheiden, sowie Betriebsmittel ebenfalls in der Tabelle angegeben.

Tabelle 29: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Anlagenbau der Aminwäsche-Anlage, nach Ecoinvent 3.10. Zusätzliche Angaben zu den Betriebsmitteln der Aminwäsche siehe Tabelle 30.

Aluminium	Cast Iron
Ceramic tile	Lead
Lubricating Oil	Polyethylene
Polypropylene	Polystyrene
Polyvinylchloride	Steel, Chromium Steel
Steel, low-alloyed	Steel, unalloyed
Tube insulation, elastomere	Wire drawing, steel
Zinc	

Tabelle 30: Übersicht der benötigten Rohstoffe zu den Betriebsmitteln der Aminwäsche für das Zementwerk und das BMHKW.

Die Mengenangaben beziehen sich auf die potenzielle Abscheidung von 1 kg CO₂ (Zhaurova et al., 2023).

*Für die Studie modellierte Prozesse

Input	Menge	Einheit
Monoethanolamin	0,000037	kg
Sodium Hydroxide	0,000097	kg
EE-Mix* (Zement)	0,14	kWh _{el}
Heat renewable* (Zement)	0,94	kWh _{th}
EE-Mix* (BMHKW)	0,19	kWh _{el}
Heat renewable* (BMHKW)	1,05	kWh _{th}

Bei Verbrennungsprozessen können auch Oxyfuel-Technologien zum Einsatz kommen. Hierunter versteht man die Verbrennung bei reiner Sauerstoffatmosphäre, wobei sich die CO₂-Konzentration im Abgas erhöht, und die Abscheidung erleichtert wird. Bei Zementwerken kommt diese Technologie bereits zum Einsatz, wodurch sich die CO₂-Konzentration im Abgas auf über 70 % erhöht (Hills u. a., 2016). Jedoch kann der Oxyfuel-Prozess nicht wie die Aminwäsche nachträglich an einer bestehenden Anlage angehängt werden, sondern erfordert eine umfangreiche Umrüstung und große Änderungen in der Prozesstechnik (Hills u. a., 2016). Zudem gestaltet sich der hohe Energiebedarf zur Sauerstoffabscheidung über kryogene Luftzerlegung als ein Nachteil der Technologie. In Zukunft könnte jedoch der bei der Wasserelektrolyse anfallende molekulare Sauerstoff weitergenutzt werden, wodurch eine potenziell neue Sauerstoffquelle entsteht. Die Oxyfuel-Technologie wird in dieser Studie jedoch nicht zu den betrachteten CO₂-Abscheidetechnologien aufgenommen und untersucht.

3.2.4.3 Fazit

Die hier beschriebene Aminwäsche wird sowohl zur CO₂-Abscheidung aus den Rauchgasen eines BMHWKs als auch aus denen eines Zementwerks betrachtet. Wie in Tabelle 30 aufgeführt, ist der Gesamtenergiebedarf für die CO₂-Abscheidung aus den Rauchgasen des

BMHKWs höher als bei der Abscheidung aus den Rauchgasen des Zementwerks. Dies liegt insbesondere an den unterschiedlichen CO_2 -Konzentrationen in den Abgasen. Beim BMHKW bewegen sich diese zwischen 10 und 15 %, während die CO_2 -Konzentrationen im Rauchgas des Zementwerks zwischen 20 und 30 % liegt (Wang und Song, 2020).

Der höhere CO_2 -Gehalt im Rauchgas des Zementwerks ist vor allem auf den Kalzinierungsschritt bei der Zementproduktion zurückzuführen sowie auf die höheren Reaktionstemperaturen. Diese Faktoren führen zu einer erhöhten CO_2 -Konzentration im Rauchgas. Da die Effizienz der CO_2 -Abscheidung mittels Aminwäsche direkt mit der CO_2 -Konzentration im Rauchgas steigt, ist die CO_2 -Abscheidung bei höheren Konzentrationen energetisch günstiger.

Im Vergleich dazu erfordert die CO_2 -Abscheidung beim BMHKW aufgrund der niederen CO_2 -Konzentrationen einen höheren Energieaufwand. Dies liegt daran, dass bei geringeren CO_2 -Konzentrationen im Rauchgas mehr Energie für die Regeneration des Lösungsmittels und die Abscheidung des CO_2 aufgewendet werden muss.

3.3 Wasserelektrolyse

Der für das Synthesegas relevante Wasserstoff wird über Wasserelektrolyse bereitgestellt. Hierdurch kann durch den Einsatz erneuerbarer Energien grüner Wasserstoff hergestellt werden, welcher eine Alternative zum fossilen Wasserstoff aus der Dampfreformierung darstellt. Das Grundprinzip einer Elektrolysezelle kann wie folgt beschrieben werden: An zwei Elektroden, welche sich in Wasser befinden, wird eine Spannung angelegt. Über die angelegte Spannung wird ein elektrischer Kreis durch Ionenmigration geschlossen. Durch elektrolytische Spaltung des Wassers lagern sich die positiv geladenen Wasserstoff-Ionen an der Kathode an und an der Anode entsteht Sauerstoff. Die wesentliche Komponente des Elektrolyseurs ist der Stack, welcher aus mehreren Einzelzellen besteht. Durch Reihenschaltung der Einzelzellen, wird die aktive Zellfläche des Gesamtsystems und somit die maximale Leistungsaufnahme erhöht.

Im Folgenden werden die drei Wasserelektrolyseur-Technologien PEM, AEL und SOEC beschrieben, welche diese Studie betrachtet. Im weiteren Verlauf der Studie könnte prinzipiell die aus der Wasserelektrolyse entstehende Wärme als Wärmeinput für andere Prozesse in der Herstellungskette Verwendung finden.

Zur Gewährleistung eines sicheren Elektrolyseurbetriebs ist es notwendig, das Elektrolyseursystem vor Inbetriebnahme mit Stickstoff durchzuspülen, um den Sauerstoff vollständig zu entfernen. Die hierbei anfallenden Energie- und Rohstoffaufwendungen werden beim Elektrolyseur mit modelliert.

3.3.1 Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEM)

Bei der Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (englisch: Proton-Exchange-Membrane, PEM) wird ein polymerer Feststoffelektrolyt verwendet und eine katalysatorbeschichtete protonendurchlässige Polymerelektrolytmembran eingesetzt, wodurch reines Wasser anstelle von Kalilauge verwendet werden kann (Kohn und Lenz, 2019). Das deionisierte Wasser wird an der Anodenseite dem Stack zugeführt. Die porösen Transportträger bestehen typischerweise aus Kohlenstoff auf der Kathodenseite und aus Titanschaum an der Anodenseite. Wird eine Spannung angelegt, meist zwischen 1,5 und 2 Volt (V), werden die Protonen von der Anode über den feststoffpolymeren Elektrolyten zur Kathode geleitet, wodurch die Elektronen durch den extern geschlossenen Stromkreislauf wandern. Der Feststoffelektrolyt besteht meist aus

Nafion® und ist zwischen 50 und 200 Mikrometer (μm) dick. Die Elektroden enthalten meist Edelmetalle wie Platin an der Kathode und Iridium an der Anode (Bareiß u. a., 2019).

PEM-Elektrolyseure haben im Vergleich zu anderen Elektrolyseurtypen den Vorteil, dass sie leichter aufgebaut sind und die Zellen mit deutlich höheren Stromdichten sowie bei höheren Drücken (bis zu 60 bar) betrieben werden können, wodurch die Energieeffizienz gesteigert wird (Geres u. a., 2019). Zudem kann diese Technologie schnell auf Schwankungen der zugeführten Energie reagieren und somit besser in Teillast betrieben werden als andere Elektrolyseur-Technologien (Bareiß u. a., 2019).

PEM-Elektrolyseure bieten im Vergleich zu anderen Elektrolyseurtypen den Vorteil einer kompakteren Bauweise und können bei deutlich höheren Stromdichten sowie Drücken von bis zu 60 bar betrieben werden, was den Energieaufwand für die nachträgliche Wasserstoffkompression verringert (Geres u. a., 2019). Zudem zeichnet sich diese Technologie durch eine schnelle Reaktionsfähigkeit auf Schwankungen der zugeführten Energie aus und ermöglicht somit einen effizienteren Betrieb im Teillastbereich als andere Elektrolyseur-Technologien.

In dieser Studie werden die Rohstoffbedarfe basierend auf eine 1 MW PEM-Elektrolyse aus der Literatur bewertet (Bareiß u. a., 2019). Die Lebensdauer des Stacks wird mit 60.000 Volllaststunden und die der kompletten Anlage mit 17 Jahren bei jährlichen Volllaststunden von 4.000 h angenommen. Zur Bereitstellung von 1 kg Wasserstoff werden der Anlage 9 kg deionisiertes Wasser und 55,5 kWh_{el} Strom zugeführt. Neben Wasserstoff entsteht durch die elektrolytische Spaltung 7,9 kg Sauerstoff/kg H₂, sowie ein Wrmeoutput von 0,03 kWh/kg H₂.

In Tabelle 31 bis Tabelle 33 sind die benötigten Rohstoffe gelistet, die zum Bau des PEM-Elektrolyseur-Stacks und für die restliche Anlage zum Betrieb des Elektrolyseurs relevant sind. Hierbei sind die Mengen angegeben, welche für den Bau eines 1 MW PEM-Elektrolyseurs benötigt werden. Die Inputflüsse sind in der gleichen Form angegeben, wie sie in der zur Modellierung verwendeten Ecoinvent-Datenbank 3.10 hinterlegt sind.

Tabelle 31: Übersicht der benötigten Rohstoffe und Mengen zum Bau der Peripheriegeräte eines 1 MW PEM-Elektrolyseurs (Gerloff, 2021).

Input	Menge	Einheit
Aluminium, wrought alloy	260	kg
Chromium steel, 18/8 hot rolled	4.327	kg
Cast iron	600	kg
Concrete, 35 MPa	2,3	m ³
Copper, wire drawing	345	kg
Elastomere, tube insulation	100	kg
Electronics, for control unit	100	kg
Ethylene glycol	7	kg
Lubricating oil	100	kg
Polyethylene, low density, granulate	464	kg
Polypropylene production,	300	kg
Reinforced steel	1.480	kg
Steel	5.411	kg
Tube insulation, elastomere	15	kg
Zeolite powder	100	kg

Tabelle 32: Übersicht der benötigten Rohstoffe und Mengen zum Bau eines 1 MW PEM-Elektrolyseur-Stacks. Angaben nach (Gerloff, 2021).

Input	Menge	Einheit
Aluminium, wrought alloy	27	kg
Carbon Black	9	kg
Chromium steel, 18/8 hot rolled	100	kg
Copper, sheet rolling	4,5	kg
Iridium	0,8	kg
Platinum	0,075	kg
Synthetic rubber	4,8	kg
Tetrafluorethylene	16	g
Titanium	528	kg

Tabelle 33: Übersicht der Betriebsparameter des PEM-Elektrolyseurs zur Herstellung von 1 kg H₂ für das Basisjahr 2023.

Angaben nach (Bareiß u. a., 2019). *Für die Studie modellierte Prozesse.

	Ströme	Menge	Einheit
Input	Water, ultrapure	9	kg
	EE-Mix*	55,5	kWh _{el}
	Heat renewable*	0,28	kWh _{th}
Output	Hydrogen, gaseous	1	kg
	Oxygen, gaseous	7,9	kg
	Wasteheat	0,034	kWh _{th}
	Wastewater, unpolluted	0,0991	m ³

3.3.2 Alkalische Elektrolyse (AEL)

Die älteste und ausgereifteste Technologie der betrachteten Elektrolyseure stellt die Alkalische Elektrolyse (AEL) dar. Bei der AEL wird meist Kaliumhydroxid oder Natriumhydroxid als Elektrolyt verwendet, wodurch die Hydroxid-Ionen als Ladungsträger zur Verfügung stehen (DERA, 2022). Die Anode besteht meist aus Nickel oder einer Nickellegierung gleich wie die Kathode. Durch das Anlegen einer Spannung bilden sich nun aus dem Wasser unter Abspaltung von Wasserstoff an der Kathode die Hydroxid-Ionen. Diese können das Diaphragma, welches sich in der Mitte der Zelle befindet und aus einem Zirkoniumdioxid-beschichteten Kunststoffgewebe besteht, passieren und zur Anode wandern, an welcher Sauerstoff entsteht (Marscheider-Weidemann u. a., 2021). Vorteile der AEL-Technologie sind mitunter eine hohe Langzeitstabilität, geringe Investitionskosten sowie der vermiedene Einsatz von potentiell kritischen Rohstoffen zur Elektrodenherstellung (Bareiß u. a., 2019). Zudem arbeiten AEL-Elektrolyseure bei einer niedrigeren Stromdichte, wodurch der Zellverschleiß reduziert wird und zu einer längeren Lebensdauer führt.

Zur Betrachtung der Rohstoffaufwendungen zum Bau der AEL wird sich auf die Literaturdaten von (Gerloff, 2021) gestützt, welche sich auf einen 1 MW AEL-Elektrolyseur beziehen. Die Betriebsdaten der AEL wurden aus der Sekundärliteratur von (Koj u. a., 2018) entnommen, welche sich auf einen 6 MW AEL-Elektrolyseur beziehen, der bei 85 °C und 33 bar Druck betrieben wird. Der eingesetzte Elektrolyt ist eine 25 %-ige Kaliumhydroxid-Lösung und die Zirkon-Membran besteht aus einem 500 µm dicken, porösen Material, welches zu 85 Gew.-% aus Zirkonoxid und zu 15 Gew.-% aus Polysulfon besteht (Kolahchian Tabrizi u. a., 2023). Die Lebensdauer der Gesamtanlage wird mit 20 Jahren angegeben und die des Stacks mit 10 Jahren, wobei 4 Stacks pro System zum Einsatz kommen. Die benötigte Energie zur Wasserstoffherstellung wird mit 50 kWh/kg H₂.

Die benötigten Rohstoffe, welche zum Bau des AEL-Elektrolyseurs zum Einsatz kommen, sind in Tabelle 34 und Tabelle 35 gelistet. Tabelle 36 zeigt die Betriebsparameter des AEL-Elektrolyseurs, wobei diese Input- und Output-Flüsse in gleicher Form angegeben sind, wie sie in der zur Modellierung verwendeten Ecoinvent-Datenbank 3.10 hinterlegt sind.

Tabelle 34: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau der Peripheriegeräte eines 1 MW AEL-Elektrolyseurs. Angaben nach (Gerloff, 2021).

Input	Menge	Einheit
Aluminium, wrought alloy	160	kg
Cast iron	716	kg
Concrete, 35 MPa	7,7	m ³
Chromium steel, 18/8 hot rolled	6.697	kg
Copper, wire drawing	616	kg
Elastomere	208	kg
Electronics, for control unit	100	kg
Ethylene glycol	7	kg
Glass fibre	464	kg
Polyethylene, low density, granulate	464	kg
Polypropylene, injection moulding	3	kg
Steel, sheet rolling	10.337	kg

Tabelle 35: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau eines 1 MW AEL-Elektrolyseurs. Angaben nach (Gerloff, 2021).

Input	Menge	Einheit
Chromium steel, 18/8 hot rolled	20.194	kg
Nickel	2.884	kg
Polysulfon	48,8	kg
Tetrafluorethylene	144,2	kg
Zirconium oxide	73	kg

Tabelle 36: Übersicht der Betriebsparameter eines AEL-Elektrolyseurs zur Produktion von 1 kg H₂, für das Basisjahr 2023.

Angaben nach (Koj u. a., 2018). *Für die Studie modellierte Prozesse.

	Strom	Menge	Einheit
Input	Water, ultrapure	10	kg
	Steam	0,11	kg
	EE-Mix*	50	kWh _{el}
	Potassium hydroxide	0,0019	kg
Output	Hydrogen, gaseous	1	kg
	Oxygen, gaseous	7,94	kg
	Wasteheat	8,05	kWh _{th}
	Wastewater, unpolluted	0,0881	m ³

3.3.3 Festoxid-Elektrolysezelle (SOEC)

Die Festoxid-Elektrolysezelle (englisch: Solid Oxide Electrolysis Cells, SOEC) zählt zu den Hochtemperaturelektrolyseuren und wird bei Temperaturen zwischen 600 und 800 °C betrieben. Die SOEC basiert auf einer festen Elektrolytschicht, welche typischerweise aus Keramik oder Zirkonia basiert. Die beiden Elektroden bestehen aus Nickel oder Zirkonia und sind beide 50 µm dick (DERA, 2022). Anders als bei der AEL und der PEM wird der SOEC kein flüssiges Wasser, sondern Wasserdampf zugeführt. An der Kathode dissoziiert der Wasserdampf in Protonen und Sauerstoff-Ionen. Durch die Elektronenaufnahme bilden sich die Sauerstoff-Ionen, die durch den Feststoffelektrolyten zur Anode wandern und formen dort unter Elektronenabgabe molekularen Sauerstoff. Der erzeugte Wasserstoff wird an der Kathode abgeführt, während der Sauerstoff an der Anode freigesetzt wird.

Im Vergleich zu den Niedertemperatur-Elektrolysetechnologien, wie die PEM und AEL, befindet sich die SOEC noch im Übergang zwischen Forschung/Entwicklung und Marktreife. Die deutsche Firma Sunfire hat erst vor Kurzem den größten SOEC-Elektrolyseur mit einer Leistung von 250 kW in Betrieb genommen. Der Vorteil der SOEC im Vergleich zu den beschriebenen LT-Elektrolyseuren AEL und PEM ist der geringere Energieverbrauch, da der Stromanteil durch die benötigte Wärme zur Wasserdampfherstellung ersetzt wird, wodurch Abwärme genutzt werden kann. Zudem weisen SOEC-Elektrolyseure höhere Effizienzen und günstigere Materialkosten auf. Gleichzeitig kann die Technologie auch als Brennstoffzelle genutzt werden. Jedoch kommt es aufgrund der hohen Temperaturen zu einer erhöhten Materialdegradation (Lundberg, 2019).

Um den Materialverbrauch zur SOEC-Stackherstellung abzuschätzen, wurde sich auf die Literaturangaben von (Lundberg, 2019) und (Gerloff, 2021) gestützt. Die Daten beziehen sich auf einen SOEC-Elektrolyseur mit einer Leistung von 1 MW und einer Lebensdauer von 10.000 h. Dem Elektrolyseur werden 9,1 kg Wasser/kg H₂ zugeführt und der Strominput beträgt 49,8 kWh_{el}/kg H₂. In Tabelle 37 und Tabelle 38 werden die Materialaufwendungen zur SOEC-Herstellung gelistet. Die Betriebsparameter sind der Tabelle 39: Übersicht der Betriebsparameter des SOEC-Elektrolyseurs zur Produktion von 1 kg H₂, für das Basisjahr 2023 (Lundberg, 2019). *Für die Studie modellierte Prozesse. zu entnehmen.

Tabelle 37: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau eines 1 MW SOEC-Elektrolyseurs.
Angaben nach (Lundberg, 2019) und (Gerloff, 2021).

Input	Menge	Einheit
Acrylonitrile-butadiene	1,4	kg
Aluminium, wrought alloy	301	kg
Cast iron	3.000	kg
Chromium steel, 18/8 hot rolled	16.600	kg
Concrete, 35 MPa	2,3	m ³
Copper, wire drawing	228,5	kg
Elastomere	76,6	kg
Electronics, for control unit	100	kg
Ethylene glycol	35	kg
Polyethylene, low density, granulate	534	kg
Steel	10.914	kg

Tabelle 38: Übersicht der benötigten Rohstoffe zum Bau eines 1 MW SOEC-Elektrolyseurs
Angaben nach (Gerloff, 2021).

Input	Menge	Einheit
Aluminium oxide	6,4	kg
Barium oxide	6,4	kg
Boric oxide	6,4	kg
Cerium concentrate	91,5	kg
Chromium steel, 18/8 hot rolled	8.976,1	kg
Lanthanum	1,4	kg
Mangenes (III) Oxide	2,24	kg
Nickel	145	kg
Praseodymium oxide	9	kg
Samarium europium gadolinium concentrate, 94 % rare earth oxide	38	kg
Silicone	6,4	kg
Strontium	0,36	kg
Zirconium oxide	170,7	kg

Tabelle 39: Übersicht der Betriebsparameter des SOEC-Elektrolyseurs zur Produktion von 1 kg H₂, für das Basisjahr 2023 (Lundberg, 2019). *Für die Studie modellierte Prozesse.

	Strom	Menge	Einheit
Input	Steam	9,1	kg
	EE-Mix*	42,3	kWh _{el}
	Heat renewable*	5,24	kWh _{th}
Output	Hydrogen, gaseous	1	kg
	Oxygen, gaseous	7,94	kg
	Wastewater, unpolluted	0,65	m ³

3.3.4 Fazit

Die vorgestellten Elektrolyseure eignen sich aufgrund ihrer unterschiedlichen Betriebsweisen für verschiedene Einsatzmöglichkeiten. Im Folgenden werden die jeweiligen Vor- und Nachteile zusammengefasst.

Der AEL-Elektrolyseur gilt als eine der etabliertesten Technologien zur Wasserstoffproduktion und zeichnet sich durch seine hohe Langzeitstabilität besonders unter konstanten Betriebsbedingungen aus. Im Gegensatz zum PEM-Elektrolyseur verwendet der AEL-Elektrolyseur keine teuren Edelmetalle wie Iridium, siehe Tabelle 35. Dies ist ein wesentlicher Vorteil, wodurch die Investitionskosten erheblich gesenkt werden können. Der Forschungsbereich der AEL konzentriert sich zudem auf die Verbesserung der Membrantechnologie, die Reduzierung des Energieverbrauchs und auf die Erhöhung der Betriebstemperatur (Lopez-Fernandez u. a., 2021). Der PEM-Elektrolyseur weist unter den hier betrachteten Elektrolyseurtypen die schnellste Kaltstartzeit auf und verhält sich ideal bei variablen Betriebsbedingungen, wie sie bei dem Einsatz von erneuerbaren Energien wie Wind- oder Solarstrom auftreten. Zusätzlich ermöglichen die hohen Stromdichten und der Betrieb unter hohem Druck eine Steigerung der Effizienz, da der Wasserstoff direkt in komprimierter Form erzeugt wird und die zusätzlichen Kosten der Wasserstoffspeicherung minimiert. Ein zentrales Forschungsziel im Bereich der PEM-Weiterentwicklung stellt die Entwicklung von kostengünstigen Alternativen oder die Reduktion des Edelmetallgehalts im PEM-Stack dar. Weitere Themen wie verbesserte Membranen, höhere Effizienzen und dynamische Bedingungen sind entscheidend, um diese Technologie zu einer wirtschaftlich attraktiven Lösung für die großflächige Wasserstoffproduktion zu machen (Ahmed, 2022).

Aufgrund der sehr hohen Betriebstemperaturen und der Verwendung von Wasserdampf anstelle von Wasser, erzielt der SOEC-Elektrolyseur den höchsten Wirkungsgrad unter den hier betrachteten Elektrolyseurtypen. Jedoch beträgt die Kaltstartzeit der SOEC durch die zu erreichenden Betriebstemperatur über 14 Stunden aus dem Standby (Lundberg, 2019). Dadurch eignet sich die Integration des SOEC-Elektrolyseurs in Prozessen, bei denen ohnehin hohe Temperaturen vorliegen und so überschüssige Wärme genutzt werden kann, um eine hohe Effizienz zu erreichen. Zugleich befindet sich die SOEC-Technologie noch in der Entwicklung, und es gibt zahlreiche Forschungsfelder, die vorangetrieben werden müssen, um ihr Potenzial voll auszuschöpfen. Besonders die Entwicklung neuer, widerstandsfähiger Materialien, die den hohen Betriebstemperaturen standhalten können, stehen wie die Verbesserung der Systemintegration und der Kostenreduktion im Vordergrund.

Inwiefern sich zukünftige energetische Effizienzsteigerungen und zukünftige Materialaufwände auf den TMR der AEL-, PEM- und SOEC-Elektrolyseure auswirken, wird in Kapitel 5.2.3 betrachtet.

3.4 Umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (rWGS)

Die Wasser-Gas-Shift (WGS)-Reaktion ist eine Gleichgewichtsreaktion bei der Kohlenstoffmonoxid (CO) bei Anwesenheit von Wasser (H₂O) zu Kohlendioxid (CO₂) und Wasserstoff (H₂) reagiert und mit der Rückreaktion im Gleichgewicht steht (siehe Gleichung 3).



Gleichung 3

Klassischerweise wird vor allem die WGS-Hinreaktion verwendet, um das H₂:CO-Verhältnis in Synthesegas aus fossilen Quellen einzustellen. Für die PtL-Kerosin-Synthese ist vor allem die Rückreaktion interessant, welche CO₂ in CO überführt. Diese wird auch umgekehrte Wassergas-Shift (reverse water-gas shift, rWGS)-Reaktion genannt (vergleiche Gleichung 1). Je nach Anwendung wird das entstehende CO mit weiterem H₂ gemischt, um ein Synthesegas mit gewünschtem H₂:CO-Verhältnis zu erhalten. Für eine Fischer-Tropsch-Synthese wird typischerweise ein H₂:CO-Verhältnis von ca. 2:1 verwendet.

Die rWGS ist endotherm, sodass die Entstehung von CO und H₂O durch hohe Temperaturen (größer 700 °C) begünstigt wird. Prozessparameter für den Betrieb unter diesen begünstigenden Bedingungen nach Simulationen von (Kaiser u. a., 2013) sind in Tabelle 40 angegeben. Ein Überblick über die Stoffströme einer rWGS nach (Sternberg, 2017) ist in Tabelle 41 gegeben.

Tabelle 40: Prozessparameter einer rWGS-Anlage.
Angaben nach (Kaiser u. a., 2013).

Prozessparameter	Wert/Eigenschaft
Katalysator	Ni/Al ₁₂ /O ₁₉
H ₂ :CO	6:1
Druck [MPa]	3
Temperatur [° C]	1.000
Reaktorlänge [m]	0,25
Reaktortyp	Festbettreaktor

Tabelle 41: Edukt- und Produktströme beim Betrieb einer rWGS-Anlage. Angaben nach (Sternberg, 2017).

	Strom	Menge	Einheit
Input	CO ₂ bei 1 bar	1,581	kg
	H ₂ bei 50 bar	0,072	kg
	elektrische Energie	1,4	kWh
Output	H ₂ O	0,647	kg
	CO	1	kg
	CO im Purge Gas	0,006	kg
	CH ₄ im Purge Gas	0,0002	kg

Als Katalysator für die rWGS dienen klassische Redox-Träger und bimetallische Systeme in Verbindung mit Promotoren. Außerdem wird in der Forschung die Verwendung von komplexen Oxiden wie Perowskit und Hydrotalkit beleuchtet (Van Der Giesen u. a., 2014).

Obwohl viel an der rWGS geforscht wird, wurde die Reaktion bisher noch nicht im industriellen Maßstab umgesetzt. In dieser Studie wird die rWGS in Kombination mit einer Fischer-Tropsch-Synthese modelliert nach (PtX Lab Lausitz, 2024). Für Details zu Modellierung und Betrieb siehe Kapitel 3.5.1.

3.5 E-Kerosin-Synthese

In dieser Studie wird die Synthese von PtL-Kerosin über die Methanol-to-Jet (MtJ)-Route sowie die Fischer-Tropsch (FT)-Route betrachtet. Für den Methanol-to-Jet-Pfad wird zunächst Methanol benötigt, welches sich entweder aus Synthesegas (CO/H₂) oder direkt aus CO₂ und H₂ herstellen lässt. Mit den in dieser Studie betrachteten Modulen (siehe Abbildung 1) liegen CO₂ und H₂ bereits vor, während der Weg über das Synthesegas einen weiteren Umwandlungsschritt bedeutet. Deshalb wird auf diesen zusätzlichen Schritt verzichtet und stattdessen die Direktsynthese von Methanol aus CO₂ und H₂ und anschließend die weitere Umwandlung im Methanol-to-Jet-Schritt zu E-Kerosin modelliert. Bei der FT-Route hingegen ist jedoch das Synthesegas notwendig, welches über eine rWGS-Reaktion bereitgestellt werden kann. Die Daten für den FT-Pfad werden aus (PtX Lab Lausitz, 2024) entnommen, in welcher die rWGS-Reaktion gleich zusammen mit der FT-Synthese modelliert wurde.

Eine Übersicht über die Spezifikationen von Kerosin ist in Kapitel 2.1.5.1 gelistet.

3.5.1 Fischer-Tropsch-Synthese

Bei der Fischer-Tropsch (FT) Synthese wird Synthesegas in höhere Kohlenwasserstoffe umgesetzt. Das Produktgemisch besteht dabei aus Olefinen, Benzin, Diesel, Kerosin und Wachsen. Die Produktverteilung einer FT-Synthese ist abhängig von den gewählten Prozessbedingungen, insbesondere der Wahl des Katalysators, der Temperatur und den nachgeschalteten Produktaufarbeitungsschritten. Hohe Temperaturen von ca. 300 bis 350 °C führen zu einem Produktgemisch, das vorrangig aus kurzkettigen Olefinen und Benzin besteht, niedrige Temperaturen von ca. 200 bis 250 °C begünstigen die Bildung von Kerosin, Diesel und Wachsen.

Der FT-Synthese schließen sich diverse Aufarbeitungsschritte an, welche das Gemisch in die einzelnen Produkte auftrennt und nach Bedarf veredelt (Jess u. a., 2009). Um einen möglichst großen Anteil von Kerosin im Produkt zu erzielen, wird im weiteren Verlauf der Studie nur die Niedertemperatur FT-Synthese (LTFT-Synthese, englisch: Low Temperature Fischer-Tropsch-Synthese) betrachtet.

Anlagenkonfiguration

Eine mögliche Anlagen-Konfiguration für die Produktion von Kerosin ist in Abbildung 2 nach (de Klerk, 2011) dargestellt. An dieser Stelle ist zu betonen, dass diese Konfiguration lediglich ein beispielhaftes Anlagen-Design darstellt und nicht von einem allgemeinen Anlagen-Design gesprochen werden kann. Jede reale, industrielle Anlage ist spezifisch auf die Wirtschaftsinteressen der Betreiber, lokale, regulatorische Vorgaben sowie die Infrastruktur- und Standortanforderungen (zum Beispiel Rohstoff- und Produktlogistik, Klima) des Standortes ausulegen, so dass jede Anlage eine individuelle Konfiguration besitzt. Die hier beispielhaft herangezogene Anlagen-Konfiguration setzt sich aus einer LTFT-Synthese und diversen thermischen Trenn- und Produkt-Aufarbeitungsschritten zusammen. Ziel des Anlagen-Designs ist dabei eine möglichst große Ausbeute an Kerosin, das konform mit der Spezifikation für Jet A-1 ist. Ebenso wurde bei dieser zitierten Anlagenkonfiguration von den Autor*innen darauf geachtet, dass das als Nebenprodukt anfallende Benzin, ebenfalls konform der Spezifikation DIN EN 228 ist. Auf diese Herausforderung sind die folgenden Aufarbeitungsschritte ausgelegt.

Die Aufarbeitung der C₃-C₅-Kohlenwasserstoffe erfolgt durch eine **SPA Alkylierung-Oligomerisierung**, bei der die Fraktion zu LPG (Flüssiggas, englisch: Liquefied Petroleum Gas), leichten Aromaten, Butanen, Benzin und höheren Kohlenwasserstoffen weiterverarbeitet wird. Letztere werden anschließend an den Hydrotreater übergeben. Als Katalysator findet hier Phosphorsäure (englisch: solid phosphoric acid, SPA) Anwendung.

Im **Hydrotreater** werden Olefine und Oxygenate mit der entsprechenden Kettenlänge von Kerosin aus der SPA-Alkylierung-Oligomerisierung unter Wasserstoffzufuhr in Alkane umgewandelt.

Die Wachse und höheren Kohlenwasserstoffe der LTFT-Synthese werden im **Hydrocracking** unter Zugabe von Wasserstoff gespalten, um die Kerosinfraktion zu erhöhen. Der Prozess ist sauerkatalysiert unter Verwendung von Pt/SiO₂ – Al₂O₃.

Die leichten Kohlenwasserstoffe aus dem Hydrocracker werden in der **C₅-C₆-Hydroisomerisierung** unter Zugabe von Wasserstoff isomerisiert. Dies erhöht die Research-Octanzahl (RON), welches für die Erreichung der Spezifikation nach DIN EN 228 für das Nebenprodukt Benzin notwendig ist. Mögliche Katalysatoren sind hier Pt/Cl⁻/Al₂O₃, Pt/SO₄²⁻/ZrO₂ und Pt/Mordenit⁴ (Pt/MOR). Aufgrund seiner Stabilität und Toleranz gegenüber Wasser und Oxygenaten, wird Pt/MOR bevorzugt bei der Aufarbeitung von FT-Synthesen verwendet.

C₆-C₈-Kohlenwasserstoffen aus der LTFT-Synthese, LPG und leichte Aromaten aus der SPA-Alkylierung-Oligomerisierung sowie Leichtsieder aus dem Hydrocracking werden in der **M/H-ZSM-5-Aromatisierung** aufgearbeitet. M/H-ZSM-5 ist eine angesäuerte Variation des ZSM-5 (Zeolite Socony Mobile-5), einem Silizium-Aluminium-Zeolith der Firma ExxonMobil (Mobile Oil Corporation, o. J.). Durch Aromatisierung über einem H-ZSM-5 Katalysator der aliphatischen Kohlenwasserstoffe wird der Aromatengehalt der Kraftstoffe erhöht, welcher

⁴ Mordenit: ein Mineral mit der chemischen Zusammensetzung (Ca, Na₂, K₂)Al₂Si₁₀O₂₄·7 H₂O, welches zur Gruppe der Zeolithe zählt.

wichtig für die Erfüllung der Spezifikation Jet A-1 ist (vergleiche auch Kapitel 2.1.5.1) und sich positiv auf die RON sowie die Motor-Octanzahl (MON) auswirkt.

Die wässrige Phase durchläuft nach einer thermischen Auftrennung eine **Carbonylhydrierung**, bei der Carbonyle in Alkohole umgewandelt werden. Die entstehende Ethanolfraktion kann dabei für ein Blending des Benzins verwendet werden.

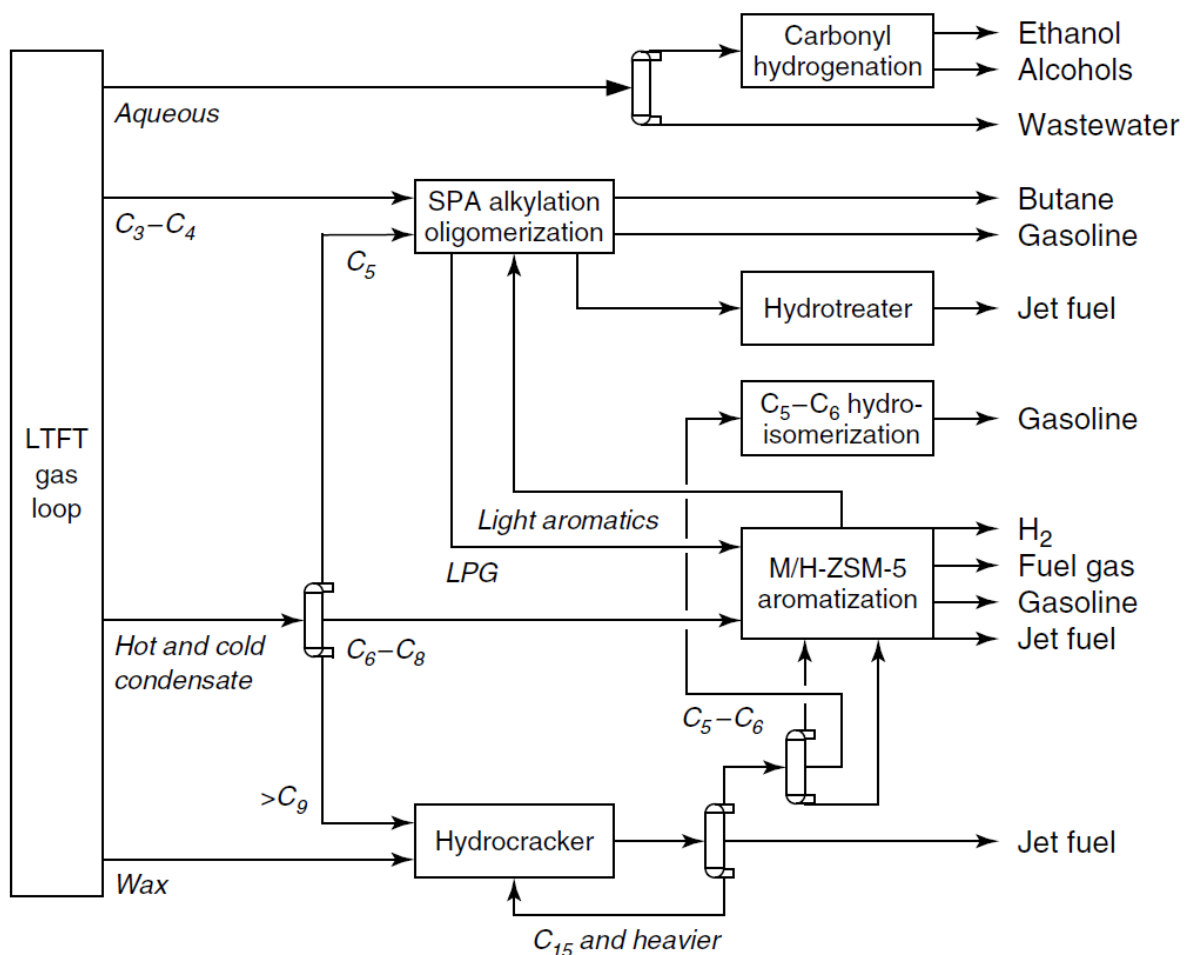


Abbildung 2: LTFT-Jet fuel Raffinerie-Design. Der Gaskreislauf umfasst eine C_3 - C_4 -Rückgewinnung mit Rückführung der C_1 - C_2 -Kohlenwasserstoffe im Abgas.

Angaben nach (de Klerk, 2011).

In Tabelle 42 sind die Unterschiede in der Produktverteilung dargestellt, je nachdem, ob im Anlagendesign aus Abbildung 2 Eisen (Fe) oder Kobalt (Co) als Katalysator verwendet wird. Beim beschriebenen Anlagendesign wird vor allem Kerosin und Benzin im Verhältnis von ca. 2:1 produziert. Eine Dieselfraktion gibt es nicht. Die Kobalt (Co)-katalysierte Variante erzielt ca. 5 Gew.-% mehr Kerosin. Mit Hinblick auf eine Benzinfraktion die nach Möglichkeit DIN EN 228 (vergleiche Tabelle 43) entspricht, kann die Co-LTFT durch den geringen Anteil an Olefinen die Research-Octanzahl (RON) nicht erreichen, was jedoch durch eine Fe-LTFT möglich ist (de Klerk, 2011).

Tabelle 42: Produktverteilung für die Verwendung der Katalysatoren Fe und Co für das auf Kerosin optimierte FT-Anlagendesign nach (Klerk, 2011) in Abbildung 2.

¹Auf Syncrude-Basis, ohne H₂, CO, CO₂, H₂O und C₁-C₂-Kohlenwasserstoffe aus der LTFT-Synthese (geschlossener Gaskreislauf mit C₃-C₄-Rückgewinnung aus dem Abgas).

²Syncrude-Abfallprodukte und nicht verwertbares Material (zum Beispiel Carbonsäuren im Abwasser).

Produktverteilung [Gewichts-%] ¹	Fe-LTFT	Co-LTFT
H ₂	-0,6	-0,6
Leichtsieder	3,0	3,3
Benzin	35,2	31,9
Kerosin	59,2	64,1
Diesel	0,0	0,0
Petrochemikalien	1,4	0,4
Sonstige organische Verbindungen ²	1,5	0,6
Wasser (zum/von der Aufarbeitung)	0,2	0,2

Tabelle 43: Spezifikationen nach EN228 und Jet A-1 der Produkte von LTFT-Synthesen nach den Produktaufreinigungsschritten für die Katalysatoren Co und Fe.

Angaben nach (Klerk, 2011).

Fraktion	Physikalische Eigenschaft	Fe-LTFT	Co-LTFT	Spezifikation
Benzinfraktion nach DIN EN 228	Research-Octanzahl (RON)	95,3	93,5	min. 95
	Motor-Octanzahl (MON)	87,7	87	min. 85
	Dichte (bei 15 °C)	739	735	770–775
	Olefingehalt (Vol.-%)	13,3	6,3	max. 18,0
	Aromatengehalt (Vol.-%)	33,2	35,0	max. 35,0
	Benzolgehalt (Vol.-%)	0,1	0,1	max. 1,0
	Oxygenatengehalt (Vol.-%)	4,7	2,5	max. 15,0
Kerosinfraktion nach Jet A-1	Dichte (bei 15 °C)	777	781	775–840
	Aromatengehalt (Vol.-%)	17,8	21,2	8–25

Da eine auf synthetisches Kerosin optimierte Anlage bisher weder mit fossilen noch mit regenerativen Rohstoffen realisiert wurde, wird die beschriebene Anlagen-Konfiguration nach (de Klerk, 2011) nicht für den weiteren Verlauf der Studie verwendet. Wie bereits erwähnt, ist jedes Anlagen-Design individuell und stark abhängig von den wirtschaftlichen Interessen der Betreiber sowie den infrastrukturellen Voraussetzungen, so dass nicht von einem „allgemeinen“ oder „generischen“ Anlagendesign gesprochen werden kann. Für die weitere Modellierung wird aufgrund der Komplexität des oben aufgeführten Raffinerieprozesses, aber auch mit Hinblick auf die Datenverfügbarkeit eine Vereinfachung vorgenommen und neben der

LTFT-Synthese und thermischen Trennschritten nur ein Hydrocracking für die Veredelung der Wachse angenommen.

Katalysatoren

Für die Katalyse der LTFT-Synthese finden Kobalt (Co) und Eisen (Fe) industrielle Anwendung. Für Kobalt-Katalysatoren werden typischerweise Trägermaterialien eingesetzt, die aus Silizium-, Aluminium-, Titan-, Zirkoniumoxiden, Zeolithen oder einer Mischung dieser Oxide bestehen können. Zusätzlich werden Promotoren verwendet, welche die Produktivität des Katalysators erhöhen. Als Promotoren werden leichte Übergangsmetalloxide (Mangan, Titan, Zirkonium), Lanthanoide/Actinoide-Oxide (Lanthan, Cer, Gadolinium, Thorium) und Edelmetalle (Ruthenium, Rhenium Platin) eingesetzt. Die Benchmark-Produktivität für einen kommerziellen Co-FT-Katalysator liegt bei etwa $1,0 \text{ g}_{\text{C5+}}/\text{g}_{\text{cat}}\cdot\text{h}$; hochproduktive Co-Katalysatoren enthalten 20–40 Gew.-% Co und 0,1–2,0 Gew.-% Ru, Re oder Pt. Für die „Shell middle distillate sythesis“ werden für den Co-Katalysator bei in situ Katalysator-Regeneration eine Lebensdauer von ca. 5 Jahren angegeben. (Bartholomew und Farrauto, 2006; De Klerk, 2011; Maitlis und Klerk, 2013).

Die Eisenkatalyse für die LTFT-Synthese erfolgt sowohl mit als auch ohne Trägermaterial, wobei vor allem Siliziumoxide eingesetzt werden. Als Promotoren kommen hierbei Alkalimetalle (Kalium) und leichte Übergangsmetalloxide (Kupfer, Zink, Mangan, Titan, Vanadium) zum Einsatz. Industrielle Fe-Katalysatoren haben eine Lebensdauer von ca. 70 bis 100 Tage (Bartholomew und Farrauto, 2006; Maitlis und Klerk, 2013).

Aufgrund seiner höheren CO-Umwandlungsaktivität, Kohlenwasserstoffselektivität, Kohlenstoffeffizienz und Regenerierbarkeit ist die Verwendung von Co-Katalysatoren in Verbindung mit Trägermaterialien und Promotoren derzeit die bevorzugte FT-Katalysatortechnologie. Dennoch können Fe-Katalysatoren höhere C₂₊-Produktivitäten im Vergleich zu Co-Katalysatoren erreichen, wenn sie bei hoher Raumgeschwindigkeit (niedrige Umwandlung, zum Beispiel 20–30 %) und Drücken über 25 bar betrieben werden und könnten in Multireaktor-Prozesskonzepten und/oder als Wegwerfkatalysator aufgrund ihrer deutlich niedrigeren Kosten Anwendung finden (Bartholomew und Farrauto, 2006).

Wie für die FT-Synthese kommen auch für das Hydrocracking verschiedene Katalysatoren infrage, abhängig von der Edukt- und der gewünschten Produktzusammensetzung. Für eine Umsetzung zu Benzin bieten sich die Metalle Platin und Paladium an, welche auf Zeolithen wie beispielsweise Zeolith Y, Mordenit oder ZSM-5. Typische Katalysatoren setzen sich aus 0,5 Gew.-% Platin oder Paladium, 25–50 Gew.-% Zeolith zusammen, wobei die restlichen Anteile Siliziumoxid- oder Aluminiumoxid-Bindemittel darstellen (Bartholomew und Farrauto, 2006).

Da die Kobalt-Katalyse wie eben beschrieben vorteilhaftere Eigenschaften für die Kerosin-Synthese besitzt, wird die Fe-katalysierte LTFT-Synthese im weiteren Verlauf der Studie nicht betrachtet.

3.5.2 Methanol-to-Jet

Die Methanol-to-Jet (MtJ)-Route stellt neben der FT-Synthese einen weiteren Syntheseweg für die Herstellung von PtL-Kerosin aus Synthesegas dar. Abbildung 3 zeigt die notwendigen Umwandlungsschritte für die Synthese von PtL-Kerosin über die MtJ-Route. Zuerst wird ein Gasmischung zu Methanol umgesetzt. Als Gasmischung kann eine Mischung aus CO und H₂ (Synthesegas) oder eine Mischung aus CO₂ und H₂ eingesetzt werden. Anschließend wird

durch Oligomerisierung und thermische Trennschritte Methanol zu höheren Kohlenwasserstoffen dehydratisiert. Als Nebenprodukt fallen Wasser und weitere Kohlenwasserstoffe an. Zum aktuellen Zeitpunkt gibt es noch keine großtechnische Anlage, welche auf diesem Syntheseweg E-Kerosin oder andere Kraftstoffe produziert, unabhängig voneinander finden die einzelnen Prozessschritte jedoch bereits in industriellem Maßstab Anwendung (Ruokonen u. a., 2021).

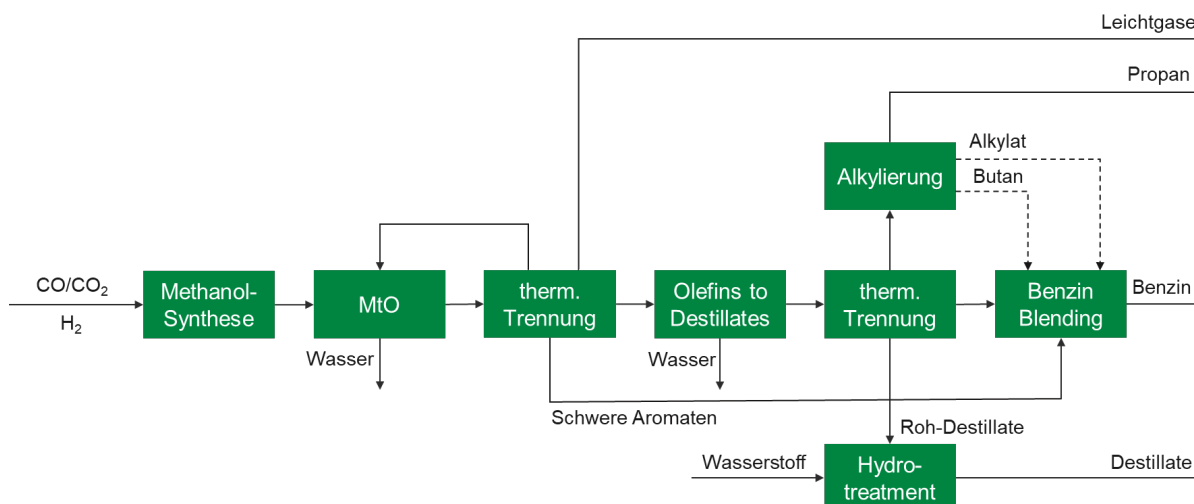


Abbildung 3: Prozessflussbild für die Synthese von PtL-Kerosin über die MtJ-Route.

Nach (Ruokonen u. a., 2021). Der Prozessschritt MtO beschreibt die Reaktion von Methanol zu Olefinen (Methanol-to-Olefins).

Methanol ist eine der wichtigsten Grundchemikalien der Chemieindustrie, da es der Ausgangsstoff verschiedenster Wertschöpfungsketten ist. Anders als beim etablierten, großtechnischen Prozess der Methanolsynthese, bei dem CO und H₂ umgesetzt werden, wird in der Studie die Direktsynthese von Methanol aus CO₂ und H₂ betrachtet. Dabei kommt der gleiche Al₂O₃-stabilisierte Kuper-/Zinkoxid Katalysator zum Einsatz, bei dem das Verhältnis zwischen Kupfer und Zink ca. 2:3 beträgt (Bertau u. a., 2014).

Die erste Anwendung von Methanol für die Kraftstoffherstellung war die Benzinproduktion über das Methanol-to-Gasoline⁵ (MTG)-Verfahren von ExxonMobil. Daraus entwickelte sich der Methanol-to-Olefins (MTO)-Prozess, der die Synthese von leichten Olefinen aus Methanol ermöglichte. Diese Olefine lassen sich durch Oligomerisierung zu höheren Kohlenwasserstoffen wie Benzin, Kerosin oder Diesel umwandeln (Ruokonen u. a., 2021).

Dem schloss sich die Produktion von Kerosin und Diesel an, realisiert durch die Entwicklung und Kopplung der Prozesse MTO und „Mobil’s olefins to gasoline and distillate process“ (MOGD). Im MTO-Prozess reagiert Methanol über das Zwischenprodukt Dimethylether (DME) zu C₃-C₆-Olefinen. Wasser fällt dabei als Nebenprodukt an. Durch den sich anschließenden MOGD-Prozess werden diese leichten Olefine dann in Benzin, Kerosin und Diesel umgewandelt (Kohlenwasserstoffe im Bereich C₅-C₂₀). Als Katalysator für diese Reaktionen werden Zeolithe verwendet, wobei ZSM-5 am häufigsten Anwendung findet. Da das MOGD-Verfahren erst in den 1990er Jahren bis zum vorkommerziellen Stadium entwickelt wurde, wird das Technology Readiness Level (TRL) von der Kombination MTO-MOGD auf acht geschätzt (Mokrani und Scurrrell, 2009; Ruokonen u. a., 2021).

⁵ Gasoline = dt.: Benzin

Nach dem MOGD-Prozessschritt schließt sich eine thermische Trennung an, die das Produktgemisch in eine LPG-, eine Benzin- und eine Destillatfraktion auftrennt. Die Destillatfraktion durchläuft daraufhin ein Hydrotreatment welches mit γ -Ni/-Al₂O₃ katalysiert wird. (Ruokonen u. a., 2021). Aufgrund der verfügbaren Daten wird in der Studie der MTO-MOGD-Prozess betrachtet.

Der MOGD-Prozess ist wie auch die FT-Synthese variabel in der Produktverteilung, abhängig von den gewählten Prozessparametern. Je nach Bedarf kann der Prozess auf ein bestimmtes Produktionsverhältnis optimiert werden. In Tabelle 44 sind die möglichen Modi für die Produktion von Benzin und von Destillaten dargestellt.

Tabelle 44: Ausbeuten des MOGD-Prozesses in [Gew.-%] mit C₃-C₆-Olefinen als Edukt nach (Avidan, 1988).

Fraktion	Modus max. Destillate	Modus Benzin
C ₁ -C ₃	1	4
C ₄	2	5
C ₅ -165 °C Benzin	15	-
165 °C ⁺ Destillate	82	-
C ₅ -200 °C Benzin	-	84
200 °C ⁺ Destillate	-	7

Eine mögliche Produktverteilung für die Konfiguration MTO-MOGD nach (Ruokonen u. a., 2021) ist in Tabelle 45 angegeben. In der Simulation nach (Ruokonen u. a., 2021) wurde das komplexe Reaktionssystem der verschiedenen Kohlenwasserstoffverbindungen vereinfacht. Benzin wurde als ein Gemisch aus C₄-C₁₀-Paraffinen, Olefinen, Naphthenen und Aromaten betrachtet. Für Kerosin wurde angenommen, dass es nur aus C₁₂-Paraffinen und Olefinen besteht, und für Diesel, dass es C₁₆-, C₁₈- und C₂₀-Kohlenwasserstoffe enthält.

Tabelle 45: Produktverteilung eines MTO-MOGD-Prozesses nach (Ruukonen u. a., 2021).

	Strom	Massenstrom [kg/h]	Kohlenwasserstoffausbeute [Gew.-%]
Input	Methanol	3.000	-
	Wasserstoff	7,36	-
Output	Benzin	224	17
	Diesel	591	45
	Kerosin	356	27
	Purgegas	1,47	-
	Wasser	1.679	-
	Leichtgase	98,1	7,4
	LPG	59,1	4,5

3.5.3 Fazit

Aufgrund der Datenverfügbarkeit wird für den Bau der E-Kerosin-Prozesse auf Prozesse der Ecoinvent-Datenbank zurückgegriffen. Da es sich um Standardanlagen handelt, unterscheiden sich die Prozesse nur unwesentlich im Rohstoffbedarf. Unterschiede zeigen sich vor allem bei der Verwendung von Katalysatoren. Während bei der FT-Synthese Kobalt und das Edelmetall Platin eingesetzt werden, greift die MtJ-Synthese auf die besser verfügbaren Rohstoffe Kupfer und Zink zurück.

Des Weiteren sind Unterschiede bei der Produktausbeute aufzuweisen, bei der FT-Synthese wird eine Ausbeute von ca. 50 % erreicht, während die hier beschriebene MtJ-Synthese nur etwa 30 % erzielt. Dies gibt der FT-Synthese einen deutlichen Vorteil gegenüber der MtJ-Synthese, was die E-Kerosin-Produktion angeht, da weniger bzw. kleinere Anlagen gebaut werden müssen, um die gleiche Menge zu produzieren. Nicht zuletzt hängt eine Investitionsentscheidung aber auch maßgeblich davon ab, wie gut sich die Nebenprodukte der Synthese verkaufen lassen. Insbesondere mit Blick auf eine sich wandelnde Industrie hin zur Treibhausgasneutralität, ist bislang schwer abschätzbar, wie sich die Nachfrage nach Nebenprodukten entwickeln wird.

Die FT-Synthese hat sich über Jahrzehnte als großtechnischer Prozess bewährt und ist daher der MtJ-Synthese vorzuziehen. Das heißt, die MtJ-Synthese ist technologisch weniger ausgereift und wurde bislang nicht in großem Maßstab umgesetzt. Dennoch zeigt sie durch den Einsatz preiswerterer Rohstoffe ein bedeutendes mittel- bis langfristiges Potenzial.

4 Quantitative Ermittlung der Rohstoffe

Nach dem im vorangegangenen Kapitel 3 analysiert wurde, welche Rohstoffe für die E-Kerosin-Produktion in den betrachteten Modulen benötigt werden, wird in diesem Kapitel die quantitative Erhebung dieser Rohstoffe für das Jahr 2023 durchgeführt. Für die quantitative Ermittlung der Rohstoffe werden Lebenszyklusanalysen (englisch, Life Cycle Assessments, LCAs) für jede Modulvariante wie in Kapitel 2 beschrieben durchgeführt, um den Gesamten Materialaufwand (TMR) zu bestimmen. Anschließend werden die Modulvarianten untereinander verglichen sowie drei Sensitivitätsanalysen durchgeführt. In den Sensitivitätsanalysen werden die Auswirkung der Volllaststunden auf den TMR, der TMR der Elektrolyseure mit und ohne Energiepark sowie die unterschiedliche Auslegung des EE-Parks je nach Elektrolyse-technologie betrachtet.

4.1 Ergebnisse der Modellierungen

Für die Auswertung werden die Ergebnisse der Mini-LCAs (siehe Kapitel 2.2) in einem interaktiven Excel-Dashboard zusammengefasst, dessen Benutzeroberfläche in Abbildung 4 dargestellt wird. In diesem lassen sich die drei Produktionskapazitäten, die Module zur CO₂-Abscheidung, Wasserelektrolyse und zur E-Kerosin-Herstellung beliebig miteinander kombinieren. Im Hintergrund werden in Abhängigkeit der Benutzerauswahl die entsprechenden TMRs errechnet.

Das Ergebnis der Benutzerauswahl ist am unteren Rand dargestellt. Dabei werden die TMR-Anteile der ausgewählten Modulvarianten und der gesamte TMR einerseits als absolute Zahl in Tabellenform und andererseits als gestapeltes Balkendiagramm dargestellt.

4.1.1 Ergebnisdarstellung im interaktiven Excel- Dashboard

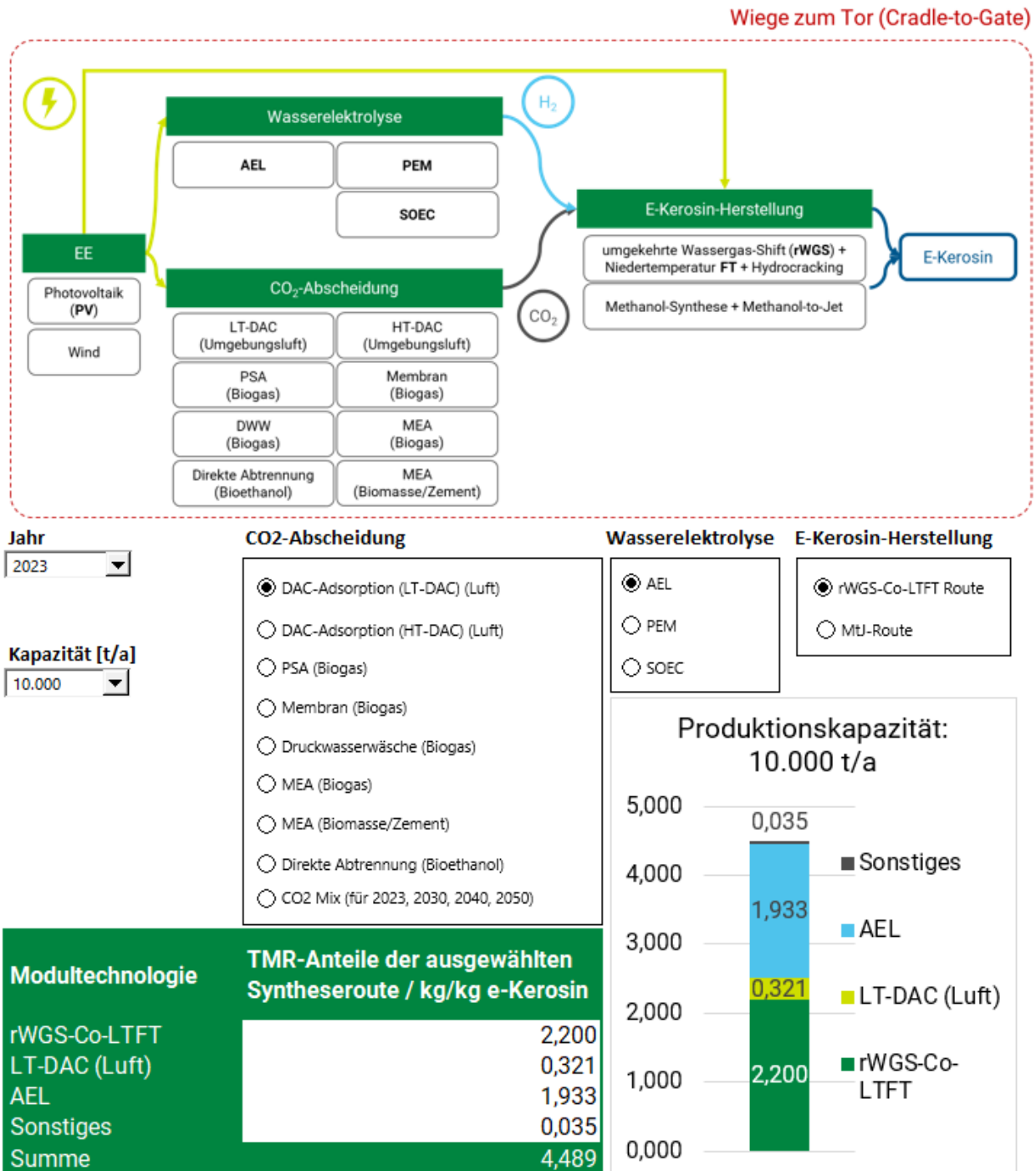


Abbildung 4: Screenshot der Benutzeroberfläche des interaktiven Excel-Dashboards. Mit dem Dashboard lässt sich der Gesamte Materialaufwand jeder beliebigen Syntheseroute bestimmen, in dem die TMRs der verschiedenen Modulvarianten miteinander kombiniert werden. In der Abbildung nicht direkt erkennliche Abkürzungen beziehen sich auf die Alkalische Elektrolyse (AEL), Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEM), Festoxidelektrolysezelle (SOEC), Niedertemperatur (LT)-Fischer-Tropsch (FT)-Route mit Kobalt (Co) als Katalysator, Druckwasserwäsche (DWW), Druckwechseladsorption (PSA), Monoethanolamin (MEA) oder die direkte CO₂-Gewinnung aus der Umgebungsluft (DAC).

Je nach Modulvariantenkombination kann der Anteil des Elektrolyseurs immer inklusive dem zugehörigen Energiepark dabei TMR-Werte zwischen 1,472 (PEM, MtJ, 500.000 t/a E-Kerosin) und 1,982 kg/kg E-Kerosin (SOEC, FT, 10.000 t/a E-Kerosin) einnehmen, was je nach Auswahl ausgewählter CO₂-Abscheidetechnologie und E-Kerosin-Herstellung dazu führt, dass der relative Anteil des Elektrolyseurs inklusive dem Energiepark zwischen 27,59 % und 63,04 % annimmt. Die Anteile für die CO₂-Bereitstellung liegen im Bereich von 0,000 (Direkte Abtrennung von Bioethanol) und 1,218 kg/kg E-Kerosin (HT-DAC, FT, 10.000 t/a E-Kerosin) bzw. einem Anteil am Gesamt-TMR zwischen 0,00 % und 24,72 % je nach ausgewählter Kombination. Für die E-Kerosin-Herstellung liegt der TMR zwischen 1,071 (MtJ, 500.000 t/a E-Kerosin) und 3,119 kg/kg E-Kerosin (MtJ, 10.000 t/a E-Kerosin) bzw. 30,46 % und 67,46 %. Die Gründe für die hohe Schwankungen werden für die jeweiligen Module in den nächsten Kapiteln erläutert.

Hinsichtlich der Darstellungen werden im Folgenden zwei beispielhafte Syntheseroutenkombinationen mit hohen TMR-Anteilen einzelner Module in Abbildung 5 dargestellt. Auf der linken Seite ist eine Syntheseroute für eine Produktionskapazität von 10.000 t/a E-Kerosin, mit PEM als Elektrolyseur, HT-DAC zur CO₂-Bereitstellung und dem MtJ-Pfad zur Herstellung von E-Kerosin dargestellt, während auf der rechten Seite das Kerosin über den FT-Pfad für eine Kapazität von 500.000 t/a E-Kerosin bereitgestellt wird, mit der SOEC als Elektrolyseur und der direkten Abtrennung von CO₂ aus Bioethanol.

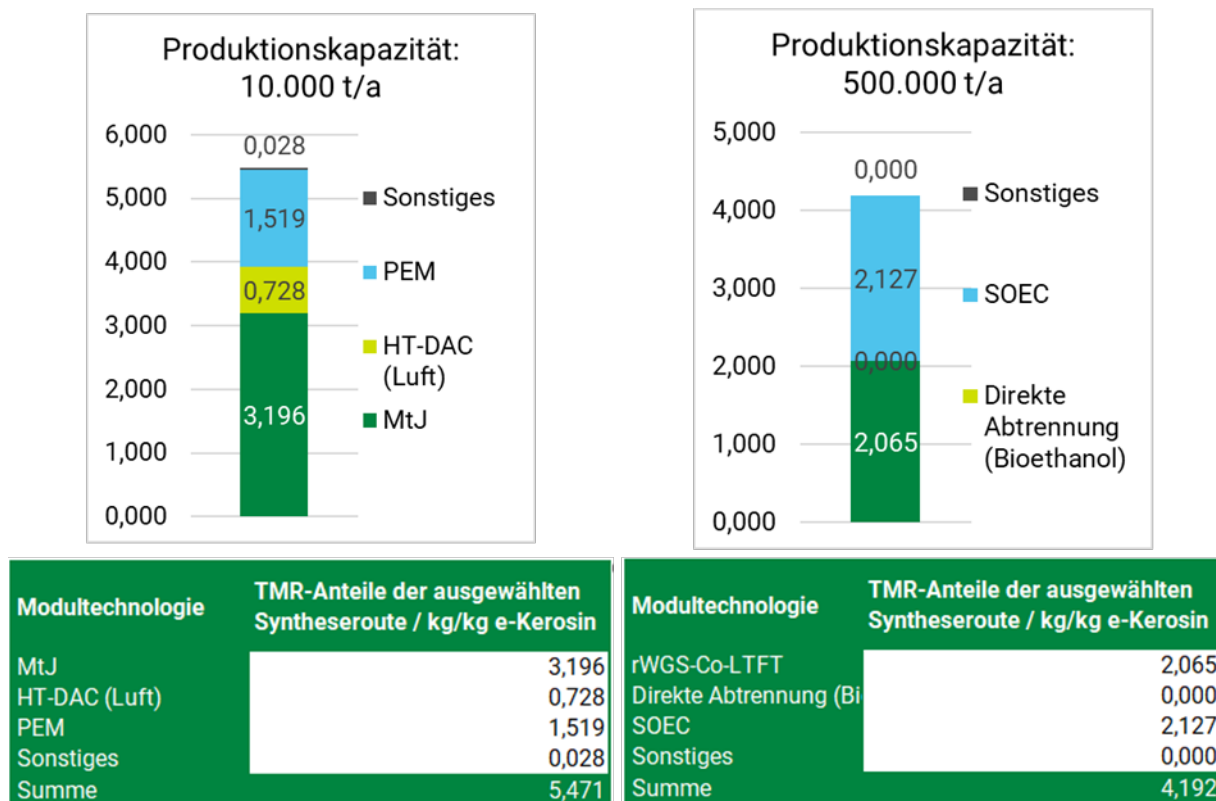


Abbildung 5: Darstellung der Ergebnisse der Modellierung als gestapeltes Balkendiagramm (oben) und in tabellarischer Form (unten).

Die Zahlen geben den TMR in kg /kg E-Kerosin an. Im Balkendiagramm ist das E-Kerosin-Modul in dunkelgrün, der Elektrolyseur in hellblau und die CO₂-Abscheidetechnologie in hellgrün dargestellt. Periphere Prozesse, wie unter anderem der H₂-Speicher, machen weniger als 1 % des Gesamt-TMR aus und sind in der Grafik in grau dargestellt.

An der großen Spanne des Zahlenbereichs der drei Module (ELY, CO₂, E-Kerosin) lässt sich somit erkennen, dass eine ressourcenschonende Auslegung primär über eine sinnvolle Kombination und dem Zusammenspiel aus jenen drei Modulen erfolgen muss. Darüber hinaus

müssen auch noch andere Effekte berücksichtigt werden, die für einen Hochlauf an installierten PtL-Anlagen relevant sein könnten, unter anderem, ob sich größere Produktionsanlagen aufgrund des Skalierungseffekts auf den Rohstoffbedarf auswirken oder, ob Synergien mit bestehender Infrastruktur genutzt werden können. Letzteres wird in dieser Studie nicht untersucht.

Bezüglich des absoluten TMR-Wertes lässt sich an dieser Stelle bereits folgendes Resümee ziehen: Pro Kilogramm produziertes E-Kerosin sind zwischen 2,543 und 5,740 kg Metalle und nicht-metallische Mineralien inklusive bewegtem Material notwendig, je nachdem welche Syntheseroute verwendet wird (siehe Definition des TMR, Kapitel 2.3.1). Die kleinste in dieser Studie betrachtete Anlage mit einer Produktionskapazität von 10.000 t/a hat dabei TMR-Werte im Bereich von 3,708–5,740 kg/kg E-Kerosin, sodass mindestens 37.080 t Gesamtmenge an extrahiertem Primärmaterial pro Jahr notwendig ist.

4.1.2 EE-Mix 2023

Der absolute TMR des hier betrachteten Strommixes für 2023 beträgt 0,053 kg/kWh_{el}. Die Anteile der verschiedenen EE-Technologien am EE-Mix sind in Abbildung 6 dargestellt. Die Stromerzeugung aus Onshore-Wind trägt mit 49 % den größten Anteil zum Gesamt-TMR bei. Der größte Beitrag zum TMR des Onshore-Winds entfällt dabei auf die Stahlproduktion und die Materialien, die für den Bau des Übertragungsnetzes benötigt werden (nicht aus der Grafik ableitbar, sondern aus den Ergebnissen der Modellierung händisch ausgelesen). Der niedrigere TMR-Anteil von Offshore-Wind am Gesamt-TMR ist vor allem auf den geringeren Anteil dieser Energiequelle im Strommix zurückzuführen. Die für den Bau von Offshore-Windparks benötigten Rohstoffe tragen nahezu genauso viel zum TMR bei wie die Rohstoffe, die für die Onshore-Windparks verwendet werden. Mit einem Anteil von 30 % trägt die Stromerzeugung aus PV den zweithöchsten Beitrag zum TMR des EE-Mixes 2023 bei. Im Vergleich zu Onshore- und Offshore-Wind weist die Produktion von PV-Anlagen den höchsten TMR auf, was maßgeblich durch den Bau des Verteilernetzwerks beeinflusst wird. Der hohe Kupferbedarf für dieses Netzwerk ist dabei der Hauptgrund für den erhöhten TMR der PV-Anlagen.

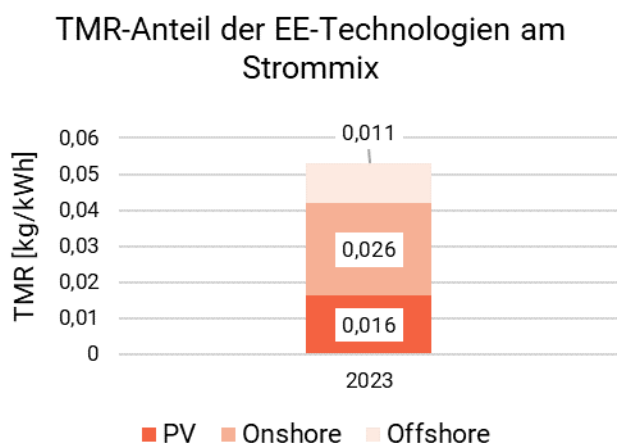


Abbildung 6: Anteile der verschiedenen EE-Technologien am Strommix 2023, angegeben sind die TMR-Werte in kg/kWh für Photovoltaik (PV), Onshore-Wind und Offshore-Wind.

Die Auswirkungen einer veränderten Zusammensetzung der erneuerbaren Energie aus PV, Onshore-Wind und Offshore-Wind im zukünftigen Strommix, sowie in den betrachteten, nachgeschalteten Prozessen, wird im Kapitel 5.1.3.1 diskutiert.

4.1.3 Periphere Prozesse

Die TMR-Ergebnisse der peripheren Prozesse (außer der Wasserstoffpipeline) fließen in die Ergebnisse der verschiedenen Module der Syntheserouten und des Dashboards ein:

- Wasserstoffkompressoren: ELY
- Wasserstoffspeicher: FT, MtJ
- Wärmebereitstellung: alle
- Wasseraufbereitung: ELY, FT, MtJ

Wasserstoffpipeline

Da die Länge einer Wasserstoffpipeline je nach individuellem Anlagenstandort stark variiert, wird in dieser Studie keine Wasserstoffpipeline bei der Berechnung des TMRs berücksichtigt. Da der Ressourcenbedarf für eine Wasserstoffpipeline jedoch erheblich ist, wurde eine exemplarische Pipeline nach (Wulf u. a., 2018) modelliert. Pro Kilometer Wasserstoffpipeline beträgt der TMR 300 t. Den größten Anteil mit über 85 % des TMRs trägt dabei die Produktion von Quarzsand (Ecoinvent Prozess: silica sand production).

Wasserstoffspeicher

Zu beachten ist, dass durch die Einbindung eines Wasserstoffspeichers für die Kapazität 10.000 t E-Kerosin/a der TMR pro t E-Kerosin für diese Kapazität höher ausfällt, da die Speicherinfrastruktur bei den höheren Kapazitäten 100.000 t und 500.000 t E-Kerosin/a nicht mitberücksichtigt wird (siehe auch Kapitel 2.3.8.3).

Der Wasserstoffspeicher mit einem Fassungsvermögen von 35 t H₂ für eine jährliche Produktionskapazität von 10.000 t E-Kerosin hat einen TMR von 0,035 kg/kg E-Kerosin bzw. 0,028 kg/kg E-Kerosin für den Fall, dass der FT- bzw. MtJ-Pfad ausgewählt wird. Der geringe Unterschied resultiert aus der Auslegung des Parks für erneuerbare Energien für die Elektrolyseure der beiden Routen (siehe Kapitel 2.2.2) sowie den Wetterdaten (siehe Kapitel 2.1.2) und den Wasserstoffbedarfen der beiden Routen. Diese sind in den Modellierungen mit 1,066 (FT-Pfad) bzw. 2,016 t/h (MtJ-Pfad) berücksichtigt. Hier ist zu beachten, dass beim MtJ-Pfad nahezu doppelt so viel Wasserstoff pro Zeiteinheit benötigt wird und damit der EE-Park sowie die Leistungen des Elektrolyseurs auch entsprechend größer ausgelegt sind. Durch die stündlich aufgelösten Daten ist es möglich zu ermitteln, ob in einer Stunde im Jahr ausreichend Wasserstoff vom Elektrolyseur für den FT- bzw. MtJ-Prozess bereitgestellt wird und die überschüssigen Mengen den Wasserstoff-Speicher befüllen, oder der Speicher teilweise entleert werden muss, um einen kontinuierlichen Betrieb der FT- bzw. MtJ-Anlage zu gewährleisten.

Mit der vorliegenden Analyse ergibt sich, dass von 8.760 h im Jahr bei der FT-Route an 6.921 Stunden der Tank entweder befüllt oder teilweise geleert wird, weil in dieser Stunde vom Elektrolyseur zu viel oder nicht ausreichend Wasserstoff produziert wird, als für die FT-Synthesepfad benötigt. An den restlichen 1.839 Stunden ist der Tank voll, wird nicht weiter befüllt oder entleert. Bei der MtJ-Route sind es hingegen 6.318 Stunden, in denen der Tank befüllt oder geleert wird, während es an 2.442 Stunden keine Änderungen erfährt.

Somit muss bei der FT-Route an mehr Stunden im Jahr eine Befüllung oder Entnahme vorgenommen werden. Bei der Modellierung des Speichers ist ein wesentlicher Beitrag zum TMR der Energiebedarf zur Speicherung oder Entnahme von Wasserstoff pro Zeiteinheit, was letztlich dazu führt, dass der TMR für einen Wasserstoffspeicher für den FT-Pfad höher ausfällt als beim MtJ-Pfad.

4.2 Vergleich der unterschiedlichen Modulvarianten

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Modellierungen aller in dieser Studie betrachteten Modulvarianten vorgestellt. Dabei werden zunächst die Modulvarianten zur Herstellung von E-Kerosin verglichen (Kapitel 4.2.1) gefolgt von den Modulvarianten zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid (Kapitel 4.2.2) und der Elektrolyse von Wasser (Kapitel 4.2.3).

4.2.1 Vergleich der E-Kerosin-Herstellungsweisen

Der TMR für die E-Kerosin-Synthese liegt zwischen 0,9 kg und 2,2 kg pro hergestelltem Kilogramm E-Kerosin. Abbildung 7 zeigt den Vergleich zwischen den beiden Modulvarianten Fischer-Tropsch (inklusive rWGS) und Methanol-to-Jet, bei den drei betrachteten Jahreskapazitäten. Die genauen Werte sind der Tabelle A-4 im Anhang zu entnehmen.

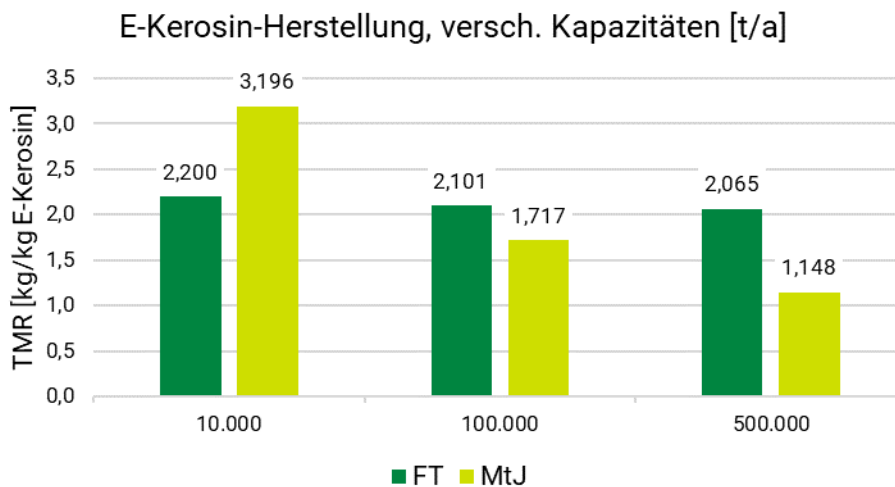


Abbildung 7: Vergleich des TMRs des Prozessschritts (Moduls) „E-Kerosin Herstellung“ über die Synthesepfade FT (rWGS-Co-LTFT, dargestellt in dunkelgrün) und MtJ (MtJ, dargestellt in hellgrün) bei verschiedenen E-Kerosin-Jahreskapazitäten 10.000, 100.000 und 500.000 t/a.

Gate-to-gate Betrachtung ohne die Vorketten H₂-Produktion und CO₂-Abtrennung.

Es ist zu beobachten, dass der TMR mit zunehmender Kapazität abnimmt. Dies liegt daran, dass in Volumenprozessen bei größeren Anlagen pro Tonne Produkt, weniger Material für den Bau der E-Kerosin-Anlagen aufgewandt werden muss. Dies wird in der Studie mit einem Skalierungsfaktor von 0,7 berücksichtigt (vergleiche auch Anhang Tabelle A-1). Im Falle von der MtJ-Synthese ist der Skalierungseffekt besonders deutlich ausgeprägt, da die MtJ-Anlage, anders als beim FT-Pfad, nicht durch einen einzelnen Prozess, sondern durch zwei skalierende Anlagen modelliert wird: die Methanol-Anlage und die Methanol-to-Jet-Anlage. Der Anlagenbau macht im MtJ-Pfad den größten Beitrag zum Gesamt TMR aus. Im Falle der 10.000 t Anlage beträgt der Anteil 91 %, für die 100.000 t Anlage 83 % und für die 500.000 t Anlage 75 %. Der Zeolith-Katalysator spielt mit kleiner als 5 % des TMRs bei der MtJ-Route eine untergeordnete Rolle.

Im Gegensatz dazu macht der Katalysator bei der Fischer-Tropsch-Synthese einen erheblichen Anteil des TMRs aus. Da der relative Katalysatoreinsatz bei steigender Anlagengröße gleichbleibt, ist die Abnahme des TMR-Wertes mit größeren Kapazitäten im FT-Pfad deutlich weniger stark ausgeprägt (vergleiche auch Tabelle A-1 im Anhang, für die Prozesse, für die eine Skalierung angenommen wird). Der TMR setzt sich für FT im Wesentlichen durch die

Prozesse Platinproduktion (ca. 84 %), Bau der Anlage (ca. 6 %), Strom (7 %) und Kobaltproduktion (ca. 2,5 %) zusammen.

4.2.1.1 Fazit

Nach Evaluation der beiden Varianten zur Herstellung von E-Kerosin lässt sich das Fazit ziehen, dass je nach jährlicher Produktionskapazität nach Betrachtung der TMR-Werte der MtJ-Pfad bei 100.000 und 500.000 t E-Kerosin die ressourcenschonendere Option ist, während es bei kleineren Anlagen sinnvoller ist, auf die FT-Option zu gehen. In dieser Studie werden jedoch nicht alle Alternativen zur Herstellung von Synthesegas (beim FT-Prozess) und Methanol (für MtJ) oder Katalysatoren (beispielsweise Eisen für FT) betrachtet.

Zu beachten ist jedoch, dass eine Allokation nach Energieinhalt vorgenommen wird, dadurch wird auch den Nebenprodukten ein entsprechender Ressourcenbedarf angerechnet. Der MtJ-Pfad hat mit ca. 30 % eine wesentlich geringere Ausbeute als der FT-Pfad mit 50 %. Sollten Nebenprodukte der E-Kerosin-Pfade keine Anwendung finden, verändert sich der TMR und somit auch die Allokation, diese Option wurde in der Studie nicht betrachtet.

Die ressourcenschonendste Modulvariante zur Herstellung von E-Kerosin erfolgt über die Produktion von Methanol aus Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Wasserstoff (H₂) und der anschließenden Verarbeitung über den Methanol-to-Jet-Pfad bei einer jährlichen Produktionskapazität von 500.000 t E-Kerosin.

Der TMR für diese Modulvariante beträgt: 1,148 kg/kg E-Kerosin.

4.2.2 Vergleich der CO₂-Abscheidetechnologien

Die TMR-Betrachtung der unterschiedlichen CO₂-Abscheidetechnologien bei einer E-Kerosin Jahreskapazität von 10.000 t/a ist in Abbildung 8 dargestellt. Für dieselbe CO₂-Abscheidetechnologie sind nur geringe Unterschiede zwischen dem FT- und dem MtJ-Pfad zu erkennen, was auf die CO₂-Bedarfe der beiden Modulvarianten zurückzuführen ist. Wie in Kapitel 2.3.4 erläutert, werden aufgrund der unterschiedlichen Wasserstoffbedarfe für die FT- und die MtJ-Route unterschiedliche Elektrolyseur-Kapazitäten ausgelegt. Entsprechend verhält es sich für die CO₂-Bedarfe, sodass ein höherer CO₂-Bedarf bei der MtJ-Route dazu führt, dass die Anlagen zur Bereitstellung von CO₂ entsprechend größer ausgelegt werden müssen. In dem Fall spielen Skalierungseffekte eine Rolle, da größere Anlagen mit einem verhältnismäßig geringeren Ressourcenbedarf auskommen (siehe Anhang, Tabelle A-1). Folglich sinkt der TMR pro Kilogramm CO₂ bei der MtJ-Route, obwohl mehr CO₂ bereitgestellt werden muss.

Beim Vergleich der TMR-Werte der CO₂-Abscheidetechnologien in Abbildung 8 liefert, wie erwartet, die CO₂-Abscheidung aus einer Bioethanolanlage einen TMR von 0, da das CO₂ in diesem Fall bereits sehr rein vorliegt und direkt abgetrennt werden kann, wodurch keine zusätzliche Abscheidetechnologie betrachtet wird. Einen weiteren im Vergleich sehr niedrigen TMR von 0,025–0,033 kg/kg CO₂ weisen die Abscheidetechnologien PSA (Biogas) und DWW (Biogas) auf. Der höhere TMR von 0,033 kg/kg CO₂ der DWW im Vergleich zur PSA wird durch die Komprimierung des Biogases auf 6–8 bar erreicht. Die Herstellung des Luftkompressors hat einen Anteil von 13 % am TMR, was durch den Kupferanteil im Kompressor verantwortet wird. Bei der PSA hat der technologiespezifische Einsatz von Aktivkohle einen Anteil von 2,4 % am TMR. Bei der Membranabscheidetechnologie von CO₂ aus Biogas bewirkt die Aktivkohleherstellung, welche als Membranmaterial eingesetzt wird, mit einem Anteil von 21 %

am TMR den höheren TMR im Vergleich der drei anderen CO₂-Abscheidetechnologien aus Biogas: PSA, DWW und MEA. Bei der Aminwäsche sorgt der hohe Wärmeinput, welcher 74 % des TMRs ausmacht, für den zweithöchsten TMR-Wert der CO₂-Abscheidetechnologien aus Biogas. Die zugeführte Wärme ist für die Regeneration des Waschmediums erforderlich, wobei Temperaturen von 120–140 °C erreicht werden müssen (Schäffer u. a., 2019).

Mit einem TMR von 0,073 kg/kg CO₂ erreicht die MEA-Wäsche bei einem Zement- bzw. Biomasse-Heizkraftwerk einen geringeren TMR-Wert als die Membranabscheidetechnologie aus Biogas. Aufgrund der hohen CO₂-Abscheideeffizienz und des niedrigen Chemikalienbedarfs durch die mehrfach mögliche Regeneration des Waschmediums, kann ein niedriger TMR dieser Abscheidetechnologie erreicht werden.

Die beiden höchsten TMR-Werte der betrachteten CO₂-Abscheidetechnologien werden von den beiden DAC-Prozessen HT-DAC und LT-DAC erreicht. Vergleicht man die CO₂-Abscheidetechnologien direkt miteinander, fällt auf, dass die HT-DAC (Luft) mit einem TMR von 0,299 kg/kg CO₂ für den FT-Syntheseweg deutlich über den TMRs der anderen Abscheidetechnologien liegt. Dies ist mit dem hohen Wärmeeintrag verbunden, da die HT-DAC bei einer Temperatur von 900 °C das gebundene CO₂ desorbiert.

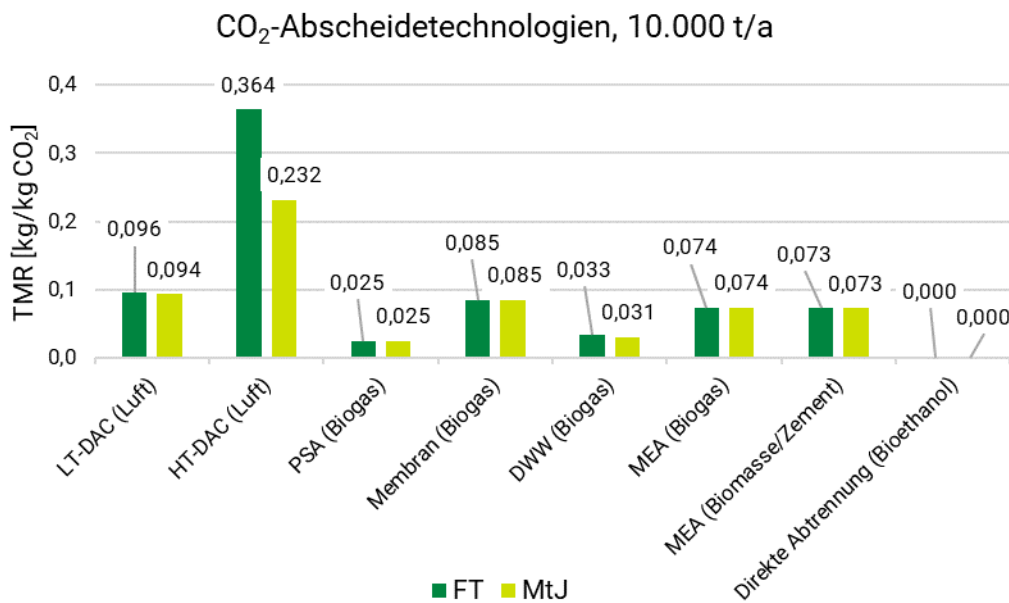


Abbildung 8: Vergleich des TMRs der CO₂-Abscheidetechnologien über die Synthesepfade Fischer-Tropsch (FT, dunkelgrün) und Methanol-to-Jet (MtJ, hellgrün) bei einer E-Kerosin-Jahreskapazität von 10.000 t/a.

In Abbildung 9 bis Abbildung 13 sind die TMR-Werte der jeweiligen CO₂-Abscheidetechnologien einzeln über die drei E-Kerosin-Jahreskapazitäten und unter Mitbetrachtung des FT- bzw. MtJ-Synthesepfads aufgezeigt. Für die Oberflächenprozesse PSA (Biogas) und Membran (Biogas) sind Abscheidetechnologien in Abbildung 9 und Abbildung 10 dargestellt. Für die Technologien ist ein Skalierungsfaktor von 0,95 angenommen, was daran zu erkennen ist, dass der TMR in Abhängigkeit der Synthesewege und der E-Kerosin-Jahreskapazitäten keine Änderung erfährt. Es findet hier keine Ressourceneinsparung über das Volumen statt, da die eingesetzten Materialien und die benötigten Prozesse konstant bleiben. Das bedeutet, dass trotz der theoretischen Effizienzsteigerung und des potenziellen Optimierungsspielraums die grundsätzliche Materialintensität in diesen Technologien nicht zu einer signifikanten Reduzierung des Materialaufwands führen.

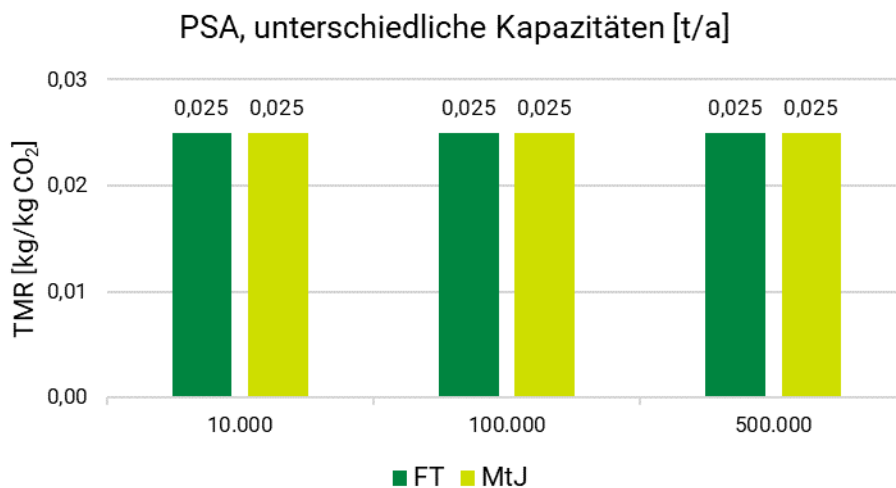


Abbildung 9: TMRs der CO₂-Abscheidetechnologie PSA über die drei E-Kerosin-Jahreskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a unter Miteinbezug des FT- und MtJ-Synthesepfad.

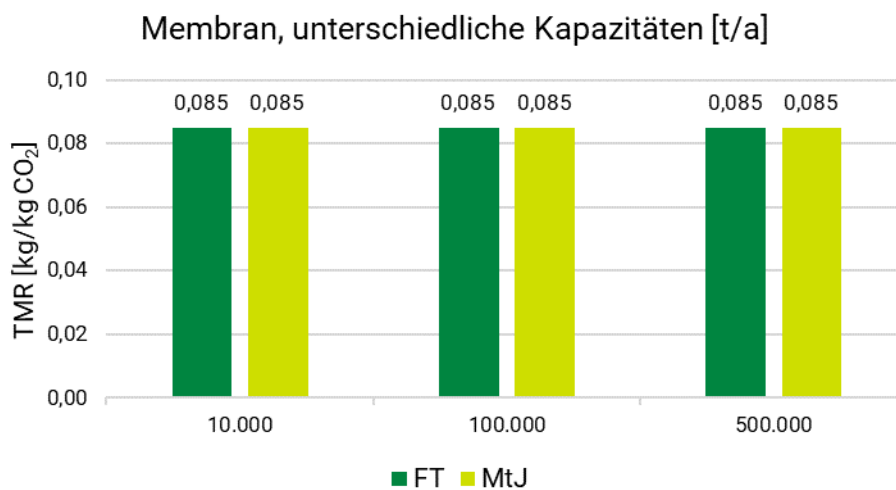


Abbildung 10: TMRs der CO₂-Abscheidetechnologie Membran über die drei E-Kerosin-Jahreskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a unter Miteinbezug des FT- und MtJ- Synthesepfad.

Bei den zwei betrachteten DAC-Technologien, dargestellt in Abbildung 11, zeigt die HT-DAC im Vergleich zur LT-DAC einen signifikant höheren TMR-Wert, was auf den höheren Energiebedarf der HT-DAC zurückzuführen ist. Über alle betrachteten Jahreskapazitäten von E-Kerosin liegt der TMR-Wert für die FT-Syntheseroute zudem leicht über dem der MtJ-Syntheseroute, was auf die unterschiedlichen CO₂-Anforderungen der beiden Syntheserouten zurückzuführen ist.

Im Falle der zwei betrachteten DAC-Technologien, in Abbildung 11, ist der signifikant höhere TMR-Wert der HT-DAC gegenüber der LT-DAC mit dem höheren Wärmebedarf der HT-DAC verbunden. Zudem liegt der TMR-Wert in allen E-Kerosin-Jahreskapazitäten für die FT-Syntheseroute leicht über dem der MtJ-Syntheseroute, was wiederum an der Skalierung der CO₂-Kapazitäten liegt, aufgrund der großen Unterschiede im CO₂-Bedarf der E-Kerosin-Herstellungsrouten (FT versus MtJ). Im Gegensatz zu den anderen CO₂-Modulvarianten ist bei den DAC-Technologien ein Zahlenunterschied zwischen der FT- und der MtJ-Route zu erkennen. Bei beiden Syntheserouten sinkt der TMR mit steigender E-Kerosin-Jahreskapazität, wobei ein

Skalierungsfaktor von 0,95 für Oberflächenprozesse verwendet wurde (für Skalierungsfaktoren vergleiche auch Anhang Tabelle A-1).

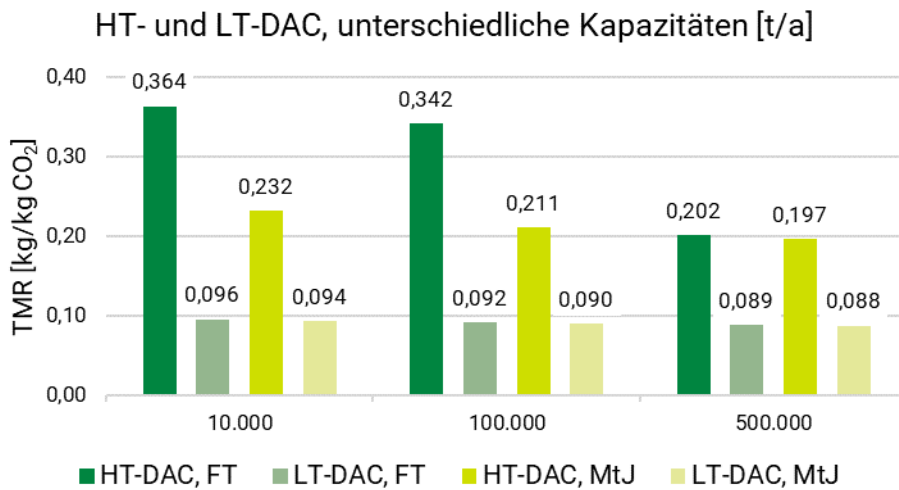


Abbildung 11: TMRs der CO₂-Abscheidetechnologien HT-DAC und LT-DAC über die drei E-Kerosin-Jahreskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a unter Miteinbezug des FT- und MtJ-Synthesepfads.

Bei der DWW (Biogas) in Abbildung 12 wird ein Skalierungsfaktor von 0,7 für Volumenprozesse (für Skalierungsfaktoren vergleiche auch Anhang Tabelle A-1) berücksichtigt, so dass der TMR eine minimale Reduktion mit zunehmender E-Kerosin-Jahreskapazität, unabhängig des betrachteten Syntheseweges, erfährt. Dies kann mit dem hohen Anteil des Luftkompressors von 13 % am TMR erklärt werden, da hier die für den Bau benötigten Inputflüsse mit steigender Kapazität, bezogen auf 1 kg abgeschiedenes CO₂, rückläufig sind und sich somit im gesamten TMR der DWW widerspiegeln.

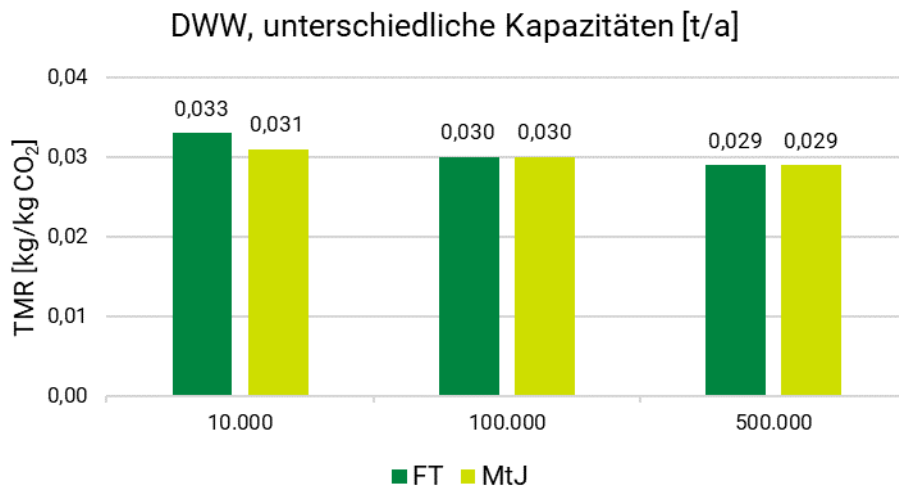


Abbildung 12: TMRs der CO₂-Abscheidetechnologie DWW über die drei E-Kerosin-Jahreskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a unter Miteinbezug des FT- und MtJ-Synthesepfads.

Bei der TMR-Betrachtung der MEA-Abscheidetechnologie, dargestellt in Abbildung 13, sind lediglich Unterschiede zwischen den jeweiligen CO₂-Quellen zu erkennen. Dies kann mit den höheren Energie- und Betriebsmittelbedarfen zur CO₂-Abscheidung aus der Biogasanlage im Gegensatz zum Zementwerk bzw. Biomasse-Heizkraftwerk erklärt werden. Für die Berech-

nungen der TMR-Werte wurde ein Skalierungsfaktor von 0,7 für Volumenprozesse angenommen (für Skalierungsfaktoren vergleiche auch Anhang Tabelle A-1), dessen Einfluss jedoch nicht deutlich zu erkennen ist.

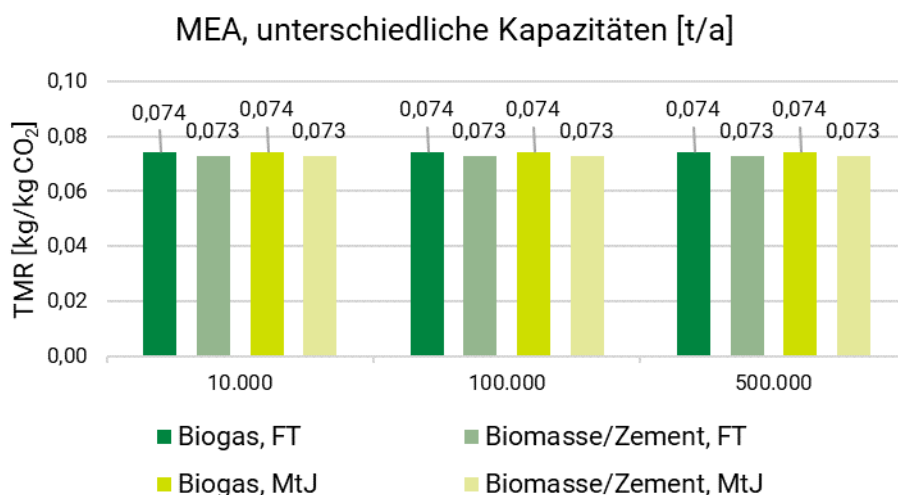


Abbildung 13: TMRs der CO₂-Abscheidetechnologie MEA über die drei E-Kerosin-Jahreskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a unter Miteinbezug des FT- und MtJ-Synthesepfads.

Eine tabellarische Zusammenfassung der TMR-Werte je nach CO₂-Abscheidetechnologie und E-Kerosin-Jahreskapazität der zwei Syntheserouten ist in Tabelle A-5 im Anhang zu finden.

4.2.2.1 Fazit

In dieser Studie wurden verschiedene Technologien zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) in Verbindung mit unterschiedlichen CO₂-Quellen untersucht. Für ein umfassendes Fazit zur ressourcenschonendsten CO₂-Abscheidungstechnologie müssen allerdings bestimmte Rahmenbedingungen, die hier nicht berücksichtigt wurden, ebenfalls betrachtet werden. Dazu zählen unter anderem die begrenzte Verfügbarkeit mancher CO₂-Quellen sowie die potenziellen Auswirkungen der verwendeten Katalysatoren auf nachfolgende Prozesse, die in dieser Arbeit nicht vertieft wurden.

Die ressourcenschonendste Variante zur Bereitstellung von CO₂ stellt die direkte Abtrennung von CO₂ aus Bioethanol dar, bei der ein TMR-Wert von 0 kg/kg E-Kerosin angenommen wurde.

Eine weitere vielversprechende Alternative ist die Druckwechseladsorption (PSA), die unabhängig von der Produktionskapazität und dem E-Kerosinpfad (FT oder MtJ) einen TMR von 0,025 kg/kg CO₂ aufweist.

4.2.3 Vergleich der Wasserelektrolyse-Technologien

Die TMR-Werte der drei betrachteten Elektrolysetechnologien in Abhängigkeit der Synthesewege und bei einer E-Kerosin-Jahreskapazität von 10.000 t/a sind in Abbildung 14 dargestellt. Die TMR-Werte unterscheiden sich nur geringfügig und liegen hier zwischen 3,288 und 4,430 kg/kg H₂. Dabei zeigt der PEM-Elektrolyseur den niedrigsten TMR-Wert auf und erweist sich somit als die ressourcenschonendste Option unter den drei Technologien. Der höhere TMR-Wert der SOEC wird neben den eingesetzten Materialien auch über den erhöhten

Wärme- und Dampfbedarf bestimmt, da die SOEC in einem Temperaturbereich von 600–800 °C betrieben wird. Vergleicht man die Auswirkungen der Synthesewege auf den TMR der Elektrolyseure zeigt sich, dass die FT-Route einen leicht höheren TMR als die MtJ-Route aufweist. Da für die MtJ-Route ein höherer Wasserstoffbedarf benötigt wird, findet für diese Route auch eine höhere Skalierung der Elektrolyseure statt, wodurch der Gesamt-TMR sinkt.

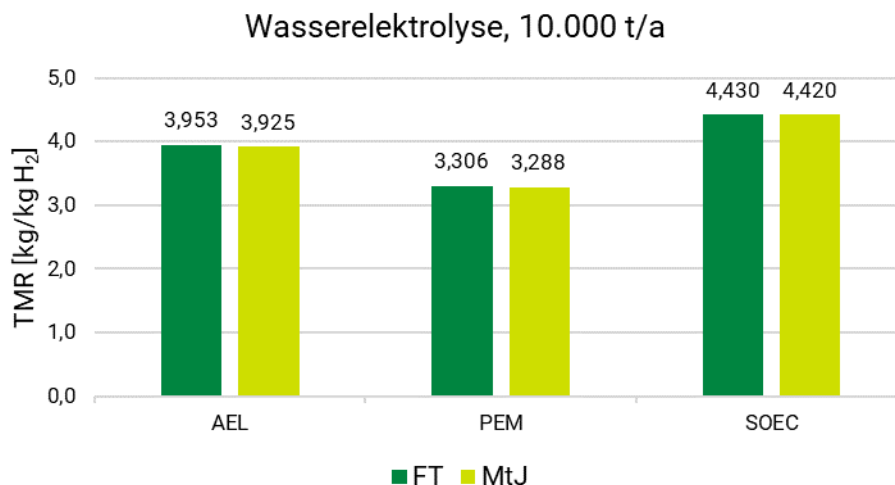


Abbildung 14: Vergleich der TMRs der AEL- PEM- und SOEC-Elektrolyse in Abhängigkeit der FT- und MtJ-Synthesepfade bei einer E-Kerosin-Jahreskapazität von 10.000 t/a.

Im Folgenden werden für die drei Elektrolyseure die TMR, ausgewählte Rohstoffbedarfe und die Prozesse mit dem größten Anteil am TMR genauer untersucht. Die aufgelisteten Zahlen werden dabei aus den Ergebnissen der Modellierungen in openLCA händisch ausgelesen und nicht grafisch dargestellt, da es sich bei den TMR-Anteilen nur um einen Auszug handelt.

Die Abbildung 15 bis Abbildung 17 zeigen den Einfluss der verschiedenen E-Kerosin-Jahreskapazitäten und Synthesewege auf den TMR der drei Elektrolyseurtechnologien. Hierbei reduziert sich der TMR der FT- und MtJ-Route gleichermaßen mit steigender E-Kerosin-Jahreskapazität. Der geringere TMR der MtJ-Route wird lediglich durch den höheren Wasserstoffbedarf und den damit einhergehenden höheren Skalierungseffekt erreicht. Unter Betrachtung von sowohl der FT- als auch der MtJ-Syntheseroute wird beim AEL-Elektrolyseur ein TMR zwischen 3,788 kg/kg H₂ und 3,953 kg/kg H₂ erreicht. Dabei hat der Nickelbedarf stets einen Anteil von 9 % und der Stahlbedarf einen Anteil von 7 % am TMR des AEL-Elektrolyseurs. Im Falle des PEM-Elektrolyseurs variiert der TMR zwischen 3,263–3,306 kg/kg H₂. Die größten Einzelbeiträge haben hierbei die Titan- und Nickelbedarfe, die einen Anteil von 1,2–2 % am TMR ausmachen. Die höchsten TMR-Werte aller Elektrolyseure erreicht der SOEC-Elektrolyseur mit 4,337–4,430 kg/kg H₂. Hierbei trägt der hohe Wärmebedarf einen Teil von 14 % zum TMR des Elektrolyseurs bei. Praseodymoxid erreicht einen TMR-Anteil von 5 % und stellt das Material dar, welches aus dem Elektrolyseurbau den höchsten Anteil am TMR der SOEC erreicht. Zur näheren Betrachtung der Zusammensetzung der jeweiligen TMR-Werte der drei Elektrolysetechnologien nach der E-Kerosin-Jahreskapazität und den zwei Syntheserouten wird auf die Tabelle A-6 im Anhang verwiesen.

Der Strombedarf der drei betrachteten Elektrolyseure nimmt mit 85–96 % den größten Einfluss auf den TMR. Um den Einfluss des Elektrolyseurbaus und -betriebs näher analysieren zu können, ist die Betrachtung des TMRs ohne den Einfluss des Strombedarfs relevant, was in den Sensitivitätsanalysen in Kapitel 4.3.1 diskutiert wird.

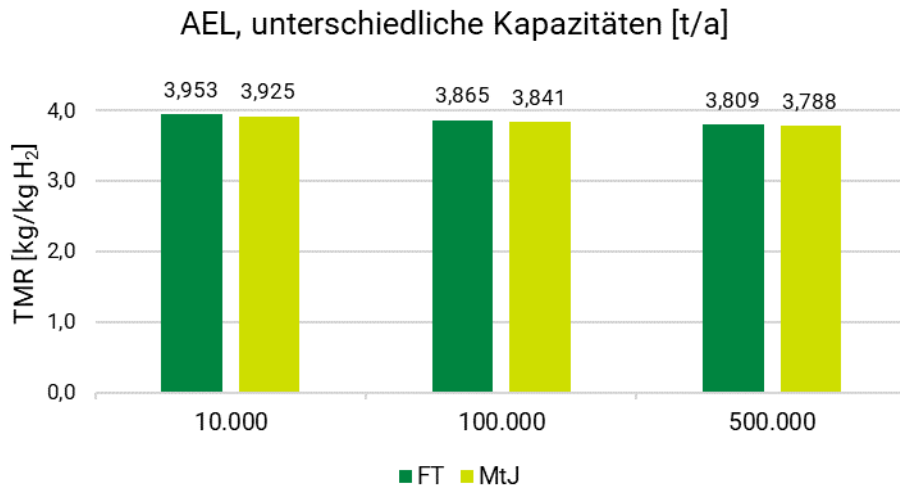


Abbildung 15: TMRs der AEL-Elektrolyse in Abhängigkeit der E-Kerosin-Jahreskapazität von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a, sowie in Abhängigkeit des FT- oder MtJ-Synthesepfads.

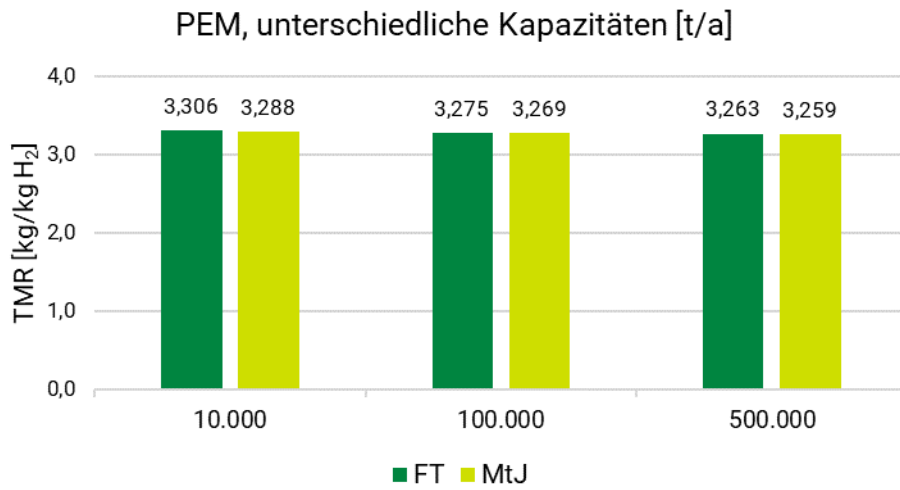


Abbildung 16: TMRs der PEM-Elektrolyse in Abhängigkeit der E-Kerosin-Jahreskapazität von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a, sowie in Abhängigkeit des FT- oder MtJ-Synthesepfads.

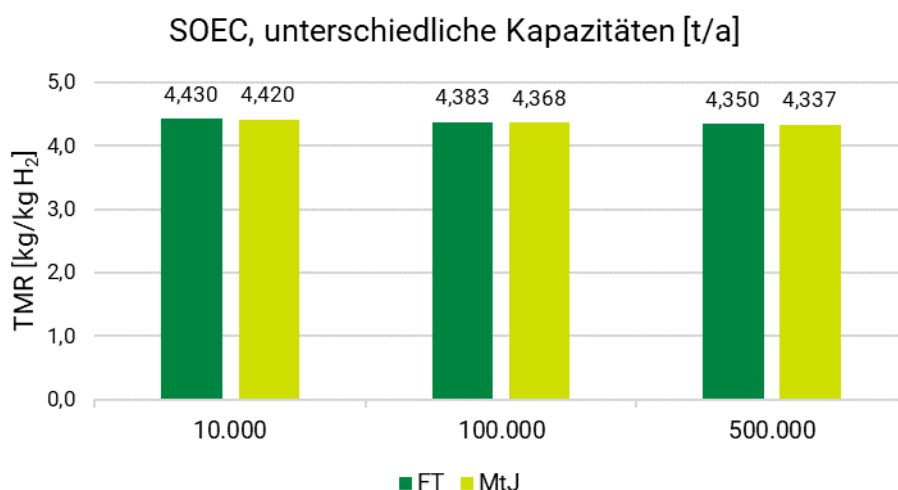


Abbildung 17: TMRs der SOEC-Elektrolyse in Abhängigkeit der E-Kerosin-Jahreskapazität von 10.000, 100.000 und 500.000 t/a, sowie in Abhängigkeit des FT- oder MtJ-Synthesepfads.

4.2.3.1 Fazit

Insgesamt lässt sich festhalten, dass der SOEC-Elektrolyseur in allen Varianten (Produktionskapazität, Syntheseroute) die höchsten TMR-Werte hat, gefolgt von der AEL- und anschließend der PEM-Modulvariante.

Beim Vergleich der E-Kerosinpfade ergibt sich für den MtJ-Pfad immer der niedrigere TMR-Wert unter sonst gleichen Synthesekonstellationen, weil hier der höhere Bedarf an Wasserstoff für die Synthese durch den Skalierungseffekt zu einem insgesamt geringeren TMR-Wert pro Einheit E-Kerosin führt.

Die ressourcenschonendste Modulvariante zur Bereitstellung von Wasserstoff (H₂) erfolgt durch den PEM-Elektrolyseur bei einer jährlichen Produktionskapazität von 500.000 t E-Kerosin für den Methanol-to-Jet-Pfad.

Der TMR für diese Modulvariante beträgt: 3,259 kg/kg H₂.

4.3 Sensitivitätsanalysen

Im Folgenden werden Sensitivitätsanalysen für den Elektrolyseur durchgeführt, um die Auswirkungen des Betriebs eingehender zu untersuchen. Zunächst wird analysiert, wie sich unterschiedliche Volllaststunden auf den TMR des PEM-Elektrolyseurs auswirken. Da der Strombedarf – und damit der Einfluss des Energieparks – einen erheblichen Effekt auf die TMR-Werte der Elektrolyseure hat, werden die Ergebnisse sowohl mit als auch ohne Energiepark betrachtet. In der abschließenden Sensitivitätsanalyse wird für jeden Elektrolyseur ein optimaler Energiepark konzipiert, um zu ermitteln, ob diese ideale Auslegung zu einem veränderten TMR führt.

4.3.1 Sensitivitätsanalyse: Auswirkung der Volllaststunden auf den TMR

Die erste Sensitivitätsanalyse, welche für die Elektrolyseure durchgeführt wurde, ist die Untersuchung, wie sich die Anzahl der Volllaststunden des Elektrolyseurs auf den TMR auswirkt. Da der Energiepark gegenüber dem Bau und Betrieb des Elektrolyseurs einen essenziellen Anteil am TMR ausmacht (wird in einer späteren Sensitivitätsanalyse im Detail betrachtet, vergleiche Kapitel 4.3.2), spielt die Größe bzw. die Auslegung des Energieparks eine große Rolle auf den Ressourcenbedarf für die Wasserstoffbereitstellung. Bezüglich der Auslegung des Energieparks spielt wiederum die Anzahl der Volllaststunden des Elektrolyseurs eine große Rolle. Insbesondere vor dem Hintergrund der aktuell geltenden Vorschriften und Regularien hinsichtlich Grünstromzertifikate, ist es auch aus Sicht einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sinnvoll, ein Optimum aus der Anzahl an notwendigen „Power Purchase Agreements“ (PPA) und den Rohstoffbedarfen zu ermitteln (EWE AG, 2024; Sylla u. a., 2023).

Zu beachten ist, dass die Volllaststunden pro Jahr einer Anlage nicht angeben, wie viele Stunden im Jahr eine Anlage tatsächlich unter Volllast läuft (also entsprechend der installierten Leistung). Sie geben an, wie viele Stunden eine Anlage theoretisch bei Volllast laufen muss, um einen bestimmten Jahresertrag (beispielsweise in kWh für eine EE-Anlage oder t (H₂) für einen Elektrolyseur) zu erzielen. In der Realität wird der Elektrolyseur jedoch meist unter Teillast betrieben.

Für diese Sensitivitätsanalyse wurde der Betrieb eines PEM-Elektrolyseurs für die Produktionskapazität von 10.000 t/a mittels FT-Route variiert. Wie in Kapitel 2.3.4 beschrieben, ist hierfür eine jährliche Produktionskapazität von ca. 10.000 t (H₂) notwendig. Betrachtet werden die Volllaststunden von 1.000 bis 8.000 h/a in 1.000er Schritten, wofür zunächst die Leistung des Elektrolyseurs mittels Gleichung 4 errechnet wurde:

$$P_{ELY} = \frac{m(H_2) \cdot LHV(H_2)}{\eta \cdot VLS} \quad \text{Gleichung 4}$$

Dabei gibt P_{ELY} die Leistung des Elektrolyseurs, $m(H_2)$ die zu produzierende Masse an Wasserstoff (hier 10.000 t), $LHV(H_2)$ den Heizwert (hier 33,33 kWh/kg), η den Wirkungsgrad des Elektrolyseurs (hier 70 %) und VLS die Volllaststunden an (hier von 1.000 bis 8.000).

Ausgehend von den in Kapitel 2.1.2 beschriebenen Annahmen für die Wetterdaten und Volllaststunden für PV, Onshore und Offshore Wind wurden die Leistungen für die erneuerbaren Energien mit dem Tool ausgelegt. Dabei wurde darauf geachtet, dass die bisherigen Annahmen weiterhin gelten, wie unter anderem die Verhältnisse des EE-Mixes (siehe Kapitel 2.1.2) und die zu produzierende Menge an Wasserstoff (in dem Fall: 10.000 t H₂). Lediglich die Volllaststunden des Elektrolyseurs wurden, wie oben beschrieben variiert. Die tatsächlich verwendeten Zahlen sowie die resultierenden TMR-Werte sind im Anhang in Tabelle A-2 und Tabelle A-3 zusammengefasst.

Das Ergebnis dieser Sensitivitätsanalyse ist in Abbildung 18 als gesamter Materialbedarf (TMR) in kg/kg H₂ für die verschiedenen Volllaststunden des PEM-Elektrolyseurs dargestellt. Der gesamte Rohstoffbedarf für den EE-Park sowie den Bau und Betrieb des Elektrolyseurs nimmt zunächst ab und steigt anschließend wieder an. Das Minimum des Rohstoffbedarfs TMR in kg/kg H₂ liegt bei ca. 4.000 h/a mit einem Gesamtwert von 3,306 kg/kg H₂ im Vergleich zu 3,318 kg/kg H₂ bei 5.000 h/a.

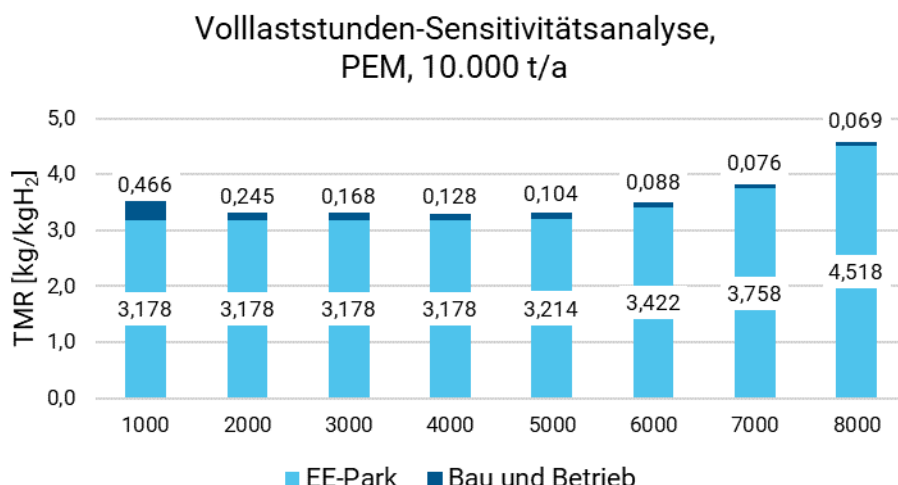


Abbildung 18: Sensitivitätsanalyse der Auswirkung der Volllaststunden des Elektrolyseurs auf den TMR, wobei Modellierungen für 1.000, 2.000, 3.000, 4.000, 5.000, 6.000, 7.000 und 8.000 h/a durchgeführt wurden.

Angegeben sind auf der x-Achse die Volllaststunden in h/a und in den Balken das jeweilige TMR in kg/kg H₂ für den EE-Park (untere Zahl) sowie über den Balken den Bau und Betrieb des Elektrolyseurs (obere Zahl). Alle Angaben beziehen sich auf eine Produktionskapazität von 10.000 t/a für einen PEM-Elektrolyseur. Die Auslegung des Energieparks ändert sich für den betrachteten Elektrolyseurbetrieb von 1.000–4.000 h/a nicht. Das lässt sich auch an der Abbildung erkennen, bei dem die TMR-Werte (hier bei 3,178 kg/kg H₂) des EE-Parks für 1.000–4.000 h/a unverändert bleiben. Dass sich der Energiepark nicht ändert, hängt primär damit zusammen, dass die bereitgestellte Menge an erneuerbarem Strom zu keiner Stunde im Jahr ausreicht, um den Elektrolyseur bei seiner vollen Leistung betreiben zu können, und es – aus Sicht des Elektrolyseurs – somit immer eine positive Residuallast gibt. Erst oberhalb von 5.000 h/a des Elektrolyseurs steht an einigen Stunden im Jahr mehr erneuerbare Energie zur Verfügung als der Elektrolyseur aufnehmen kann. Der Energiepark ist somit zunächst nur ein klein wenig und bei höheren Volllaststunden des Elektrolyseurs stark für den erforderlichen Einsatz überdimensioniert. Dies ist auch in der Abbildung sehr gut zu erkennen, in der der Anteil des Energieparks (hellblaue Balken) ab 6.000 h/a deutlich ansteigt.

Der Anteil des Baus und Betriebs vom Elektrolyseur am Gesamt-TMR nimmt konstant ab (Abbildung 18). Mit höheren Volllaststunden sinkt nicht nur der absolute TMR-Wert des Baus und Betriebs, sondern auch der relative Anteil am gesamten Elektrolyseur. Klammert man die Energieversorgung aus und betrachtet nur den Bau und Betrieb des Elektrolyseurs, lässt sich das damit erklären, dass mit höheren Volllaststunden des Elektrolyseurs und somit einer größer ausgelegten Anlage folglich der spezifische Rohstoffbedarf pro hergestelltem kg Wasserstoff aufgrund des Skalierungsfaktors kleiner wird. Vergleicht man auch die relativen Anteile des Baus und Betriebs mit der vorangegangenen Sensitivitätsanalyse beobachtet man, dass der relative Anteil bei 1.000 h/a bei 12,83 % liegt und kontinuierlich bis 8.000 h/a auf 1,50 % abnimmt.

Aus Sicht der Rohstoffbedarfe bedeutet dies, dass der Energiepark, welcher den größten Teil des gesamten Materialbedarfs ausmacht, idealerweise für 4.000 bis 5.000 Volllaststunden pro Jahr ausgelegt werden sollte. Da unter diesen Bedingungen (mehr als 4.000 h/a) der Elektrolyseur zumindest teilweise unter Volllast läuft und tatsächlich ungenutzter, erneuerbarer Strom verbleibt, welcher beispielsweise gespeichert oder ins Stromnetz eingespeist werden kann. Aus wirtschaftlicher und ökologischer Sicht (im Hinblick auf den Rohstoffbedarf) ergibt es daher Sinn, den Elektrolyseur in diesem Volllaststundenfenster zu betreiben.

Oberhalb einer Betriebsdauer von 5.000 Volllaststunden pro Jahr wird ein immer größerer Energiepark nötig, was sich wiederum stark auf den Rohstoffbedarf auswirkt. Der Energiepark ist teilweise stark überdimensioniert und erzeugt an zu vielen Stunden im Jahr erneuerbaren Strom, den der Elektrolyseur nicht aufnehmen kann. Für eine Auslegung des Elektrolyseurs mit mehr als 5.000 Volllaststunden im Jahr muss für einen wirtschaftlichen Einsatz dieser Überschuss an erzeugtem, erneuerbarem Strom in irgendeiner Art und Weise verwertet oder gespeichert werden. Dies könnte beispielsweise durch Netzeinspeisung oder einen Batteriespeicher realisiert werden, was in dieser Studie jedoch nicht berücksichtigt wurde.

Hierfür lässt sich auch als Kennzahl die positive bzw. negative Residuallast betrachten, die angibt, wie viele Stunden (von den 8.760 Stunden im Jahr) der Verbraucher (in dem Fall der Elektrolyseur) ohne Volllast betrieben wird (positiv), bzw. ein Überschuss an erneuerbarem Strom für den Elektrolyseur vorliegt (negativ), beispielsweise weil dieser mit einer kleineren Leistung ausgelegt wurde als erneuerbare Energien vorhanden sind. Unter Verwendung des Tools zur Auslegung des Energieparks (siehe Kapitel 2.2.2) lässt sich ablesen, dass bis einschließlich 4.000 Volllaststunden pro Jahr keine einzige Stunde mit einer negativen Residuallast vorhanden ist. Wie beschrieben, gibt es erst ab 5.000 Volllaststunden aufwärts einen Überschuss an erneuerbarem Strom. Ab 8.000 Volllaststunden ist es dann sogar so, dass es mehr Stunden mit einer negativen als mit einer positiven Residuallast gibt, was ein eindeutiges Zeichen dafür ist, dass die Auslegungen der installierten Leistungen für den Energiepark und den Elektrolyseur nicht aufeinander abgestimmt sind.

Neben der Perspektive der Rohstoffbedarfe ist für eine Auslegung von solchen Produktionsanlagen auch der wirtschaftliche Aspekt relevant. Aus diversen von der DECHEMA durchgeführten Firmeninterviews geht hervor, dass sogenannte Stromkaufvereinbarungen (englisch: Power Purchase Agreements, PPAs) oberhalb von 4.000–5.000 Volllaststunden preislich sehr viel teurer werden und somit nicht rentabel sind. Die durchgeführte Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der Volllaststunden unterstreicht somit, dass für einen wirtschaftlichen sowie einen rohstofflich sinnvollen Betrieb Elektrolyseure mit 4.000 Volllaststunden im Jahr betrieben werden sollten, was auch die Grundannahme in dieser Studie bestätigt (siehe Kapitel 2). Was ebenfalls aus anderen Studien bekannt ist, die sich mit den Bedarfen zum Hochlauf von PtX-Technologien befassen, ist, dass diese sehr energie- bzw. stromintensiv sind. In den folgenden beiden Sensitivitätsanalysen soll daher der Anteil des Energieparks für erneuerbaren Strom am TMR des Elektrolyseurs näher betrachtet werden, um Möglichkeiten zur Optimierung bezüglich der Ressourcen zu finden.

4.3.2 Sensitivitätsanalyse: TMR der Elektrolyseure mit und ohne Energiepark

Wie in den Kapiteln 4.3.1 und 4.3.3 beschrieben, haben die Elektrolyseure und vor allem die Bereitstellung von erneuerbaren Energien einen relativ großen Anteil am Gesamt-TMR einer Synthesroute zur Herstellung von E-Kerosin. Es wurde daher eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um den Einfluss des Energieparks, welcher für die Bereitstellung von EE verantwortlich ist, auf das TMR der Elektrolyseure zu untersuchen. Hierzu wurden die Modellierungen beispielhaft an den drei Elektrolyseur-Modulvarianten genauer betrachtet, wobei als Beispiel die Wasserstoffmengen für die FT-Route mit einer jährlichen Produktionskapazität von 10.000 t E-Kerosin dienen.

Die Modellierungen der Elektrolyseure werden dabei einmal mit und einmal ohne den EE-Park durchgeführt, wobei letzteres im Folgenden als Bau und Betrieb des Elektrolyseurs (ELY) bezeichnet wird. Im Bau und Betrieb des ELY sind keine direkten elektrischen Energiebedarfe enthalten, jedoch noch sämtliche andere Energiebedarfe wie unter anderem die Prozesse zur

Herstellung von Wasserdampf und Wärme. Diese Energiebedarfe werden in dieser Studie ebenfalls elektrisch bereitgestellt, werden aber nicht dem Energiepark zugerechnet.

Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse sind in Abbildung 19 dargestellt, wobei der Anteil des Energieparks in hellblau und der Bau und Betrieb des Elektrolyseurs in dunkelblau dargestellt sind. Während der Gesamt-TMR des PEM-Elektrolyseurs inklusive dem Energiepark im Vergleich aller drei untersuchten Elektrolyseure am geringsten ist (siehe Kapitel 4.2.3), ist der relative Anteil des Energieparks hier am größten (3,178 kg/kg H₂, Anteil: 96 %). Einen ebenfalls hohen Anteil macht der EE-Park bei der AEL-Technologie aus (3,164 kg/kg H₂, Anteil: 80 %), wohingegen der Energiepark bei der SOEC-Technologie nur ca. ein Drittel ausmacht (1,129 kg/kg H₂, Anteil: 32 %).

Berücksichtigt man zudem, dass der Elektrolyseur-Anteil am Gesamt-TMR ohnehin schon zwischen 27,59–63,04 % liegt (siehe Kapitel 4.1.2), veranschaulicht dieses Ergebnis sehr deutlich, dass auch aus Sicht der Rohstoffverfügbarkeiten und -Bedarfe ein PtL-Hochlauf maßgeblich vom Ausbau der erneuerbaren Energien abhängt. Diese Stellschraube ist aus ökonomischer und ökologischer Sicht bereits aus vielen anderen Forschungs- und Entwicklungsprojekten für eine Vielzahl von PtX-Produkten und -Anlagen bekannt (Brinker, 2024), (DERA, 2022), (Lotrič u. a., 2021).

Wasserelektrolyse, Bau und Betrieb und Energiepark

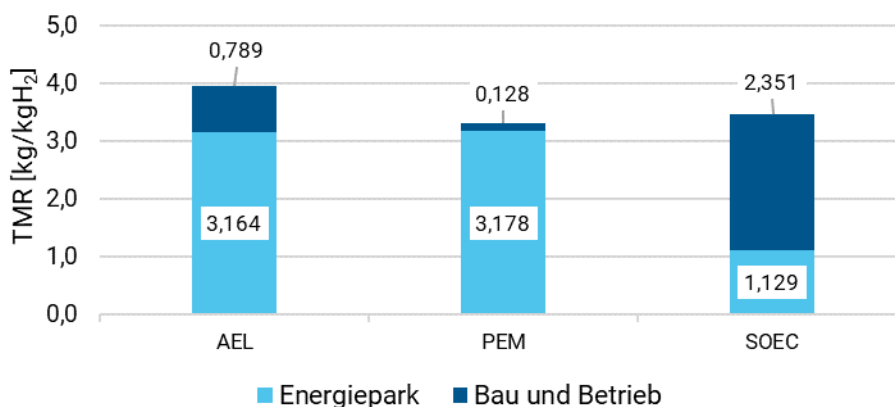


Abbildung 19: Sensitivitätsanalyse für die Elektrolyse bezüglich der Anteile von Bau und Betrieb sowie den dafür notwendigen Energiepark.

Angegeben ist der TMR für die drei Elektrolyseurtechnologien AEL, PEM und SOEC, aufgeschlüsselt in den Anteil des Energieparks (hellblau) sowie dem Bau und Betrieb des ELY (dunkelblau) (links), wobei die TMR-Werte sich für alle drei Elektrolyse-Technologien auf eine Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin über die FT-Route beziehen.

Im Folgenden sind für jeden Elektrolyseur die Rohstoffbedarfe bzw. -Prozesse mit dem höchsten Anteil am TMR aufgelistet, welche händisch aus den Modellierungsergebnissen ausgelesen wurden. Den niedrigsten TMR weist die PEM-Elektrolyse mit 0,128 kg/kg H₂ auf, wobei der Rohstoff mit dem größten Anteil am TMR das Titan ist, welches einen Anteil von 55 % ausmacht, gefolgt von Platin mit einem Anteil von 27 % am Gesamt-TMR. Im Fall der AEL-Elektrolyse hat der Bau und Betrieb einen TMR von 0,789 kg/kg H₂, wobei der Nickelbedarf mit 52 % den höchsten Anteil zum Gesamt-TMR beiträgt, gefolgt von der Chromstahlproduktion mit einem Anteil von knapp 31 %.

Bei der SOEC hat der Bau und Betrieb einen vergleichsweise hohen TMR mit 2,351 kg/kg H₂. Dies liegt vor allem daran, dass im Bau und Betrieb des Elektrolyseurs die nicht-direkten

elektrischen Energiebedarfe noch enthalten sind, also vor allem der Strombedarf zur Wärmebereitstellung. Die SOEC wird bei von 600–800 °C betrieben. Das führt dazu, dass die Prozesse zur Dampfproduktion mit 62 % und die zur Wärmebereitstellung mit 25 % die größten Anteile am TMR für den Bau und Betrieb der SOEC ausmachen. Der Einsatz von Praseodymoxid, welches als Elektrodenmaterial im Stack verwendet wird, macht dabei als Rohstoffbedarf 10 % des Gesamt-TMR der SOEC-Elektrolyse aus.

Für diese Sensitivitätsanalyse wurde davon ausgegangen, dass die drei in dieser Studie untersuchten Elektrolyseure den gleichen elektrischen Energiebedarf haben und einen identisch ausgelegten Energiepark bedürfen. In einer weiteren Sensitivitätsanalyse soll untersucht, wie ein idealer Energiepark je Elektrolysetechnologie aussehen müsste.

4.3.3 Sensitivitätsanalyse: Unterschiedliche Auslegung des EE-Parks je nach Elektrolysetechnologie

Für die Modellierungen der Elektrolyseure wurde bisher angenommen, dass diese denselben Elektrizitätsbedarf haben, weshalb ein identischer Energiepark mit erneuerbaren Energien für alle Modulvarianten vorausgesetzt wurde. Wie schon die in Kapitel 4.3.1 beschriebene Sensitivitätsanalyse gezeigt hat, macht der EE-Park zum Teil den größten Anteil des Elektrolyseurs aus, sodass in diesem Kapitel untersucht wird, wie groß die tatsächlichen Unterschiede sind, wenn der EE-Park ideal auf den Elektrolyseur ausgelegt wird.

Hierfür wurde für eine Produktionsmenge von 10.000 t H₂/a ($m(H_2)$) für die drei Elektrolyseur-Technologien (AEL, PEM, SOEC) die Leistung des Elektrolyseurs ($P(ELY)$) bei 4.000 Volllaststunden (VLS) pro Jahr (VLS) nach Gleichung 5 ermittelt, wobei p_{el} den elektrischen Bedarf zur Produktion von einem Kilogramm Wasserstoff angibt. Die elektrischen Bedarfe der drei Elektrolysetechnologien reichen von 50,077 kWh/kg H₂ (AEL) über 54,260 kWh/kg H₂ (SOEC) bis hin zu 55,640 kWh/kg H₂ (PEM).

$$P(ELY) = \frac{m(H_2) \cdot p_{el}}{VLS} \quad \text{Gleichung 5}$$

Mittels des oben beschriebenen Tools (siehe Kapitel 2.2.2) wurde anschließend der EE-Park ausgelegt. Wie zuvor auch gelten die Rahmenbedingungen bezüglich der beiden Verhältnisse zum EE-Mix (siehe Kapitel 2.1.2). Die resultierenden Annahmen der Modellierungen sind in Tabelle A-8 im Anhang aufgelistet.

Das Ergebnis ist grafisch in Abbildung 20 dargestellt und zeigt zunächst einen insgesamt höheren TMR an, als es noch in Abbildung 19 der Fall war. Dies ist zunächst darauf zurückzuführen, dass für diese Sensitivitätsanalyse mit einer anderen Formel die Leistung des Elektrolyseurs berechnet wurde, um auf den exakten elektrischen Energiebedarf der einzelnen Elektrolyseur-Technologien eingehen zu können. Dementsprechend lässt sich aus dieser Sensitivitätsanalyse nicht nur ableiten, dass der Energiepark insgesamt größer ausgelegt werden muss als bisher angenommen, sondern dass bei der SOEC-Modulvariante nun auch der elektrische Energiebedarf sehr viel höher ist und – zumindest für eine Produktionskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a – einen insgesamt höheren TMR als die AEL-Modulvariante hat. Für diese Kapazität bleibt die PEM-Modulvariante weiterhin die ressourcenschonendste Option.

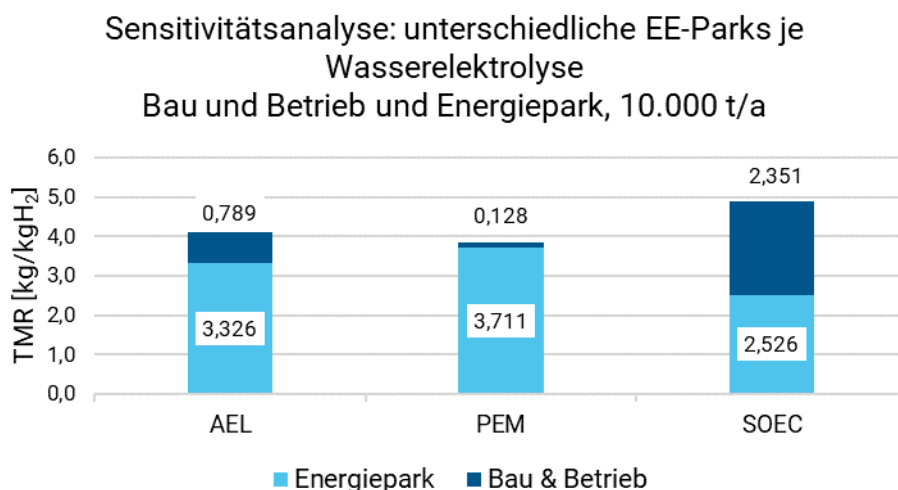


Abbildung 20: Sensitivitätsanalyse: Vergleich der TMR-Werte, wenn der EE-Park ideal auf die unterschiedlichen ELY-Modulvarianten ausgelegt wird.

Werden die Resultate mit der vorherigen Sensitivitätsanalyse zum Anteil des Baus und Betriebs verglichen, so sind die relativen Anteile für den Bau und Betrieb bei jedem Elektrolyseur nun teilweise deutlich geringer. Für die AEL beträgt der Anteil 19,17 % (vorher 19,95 %), bei der PEM sind es 3,33 % (vorher 3,87 %) und bei der SOEC sinkt es deutlich auf 48,20 % (vorher 67,56). Es sei angemerkt, dass die absoluten TMR-Werte für den Bau und Betrieb aller Elektrolyse-Technologien im Vergleich zur vorherigen Sensitivitätsanalyse identisch geblieben sind, da sich nur der EE-Park verändert hat.

Wie auch schon bei der vorangegangenen Sensitivitätsanalyse hängt der große Anteil bei der SOEC damit zusammen, dass in den Modellierungen für den Bau und Betrieb der Elektrolyseur noch die indirekten elektrischen Bedarfe enthalten sind, also jene Energiebedarfe, die zur Wärmebereitstellung benötigt werden. Diese werden in dieser Studie ebenfalls elektrisch bereitgestellt und ließen sich somit auch dem Energiepark zurechnen. Es wurde jedoch entschieden, den Anteil des Energieparks ausschließlich für die direkten elektrischen Energiebedarf auszuweisen.

4.3.4 Fazit

Die durchgeführten Sensitivitätsanalysen unterstreichen zum einen, dass die getroffenen Annahmen zu den Volllaststunden der Elektrolyseur sinnvoll sind und auch, welchen Effekt eine unterschiedliche Auslegung des Elektrolyseurs auf den Rohstoffbedarf hat. Zum anderen wird klar, dass die Bereitstellung der erneuerbaren Energien insbesondere für den Elektrolyseur aber auch für die gesamte PtL-Anlage einen maßgeblichen Anteil zum gesamten Materialbedarf beitragen. Zur sinnvollen Planung einer Gesamtanlage zur Herstellung von E-Kerosin gehört somit unbedingt auch die Wahl des Elektrolyseurs und Auslegung des Energieparks zur Stromversorgung.

Für einen wirtschaftlichen und rohstofflichen optimalen Betrieb sollte der Elektrolyseur mit 4.000 Volllaststunden betrieben werden. Auch bei isolierter Betrachtung des Einflusses von Bau und Betrieb zeigt sich im Vergleich der drei untersuchten Elektrolyseur-Arten der PEM-Elektrolyseur mit einem TMR von 0,128 kg/kg H₂ als die ressourcenschonendste Technologie unter den untersuchten Elektrolyseuren.

4.4 Reihenfolge der ressourcenschonendsten Technologierouten bzw. Syntheserouten

Durch die Möglichkeit für sämtliche Kombinationen an Modulvarianten den gesamten Materialbedarf (TMR) in kg bewegter Erde pro kg hergestelltem E-Kerosin zu bestimmen, lässt sich eine stark vereinfachte Reihenfolge der ressourcenschonendsten Technologierouten aufstellen. Hierzu werden die TMRs aller Kombinationen bestimmt und in aufsteigender Reihenfolge aufgelistet, wobei die Syntheserouten mit niedrigem TMR als ressourcenschonender gelten. Ein Auszug dieser 144 Einträge umfassenden Liste ist in Tabelle 46 und Tabelle 47 dargestellt, welche die Syntheserouten mit den zehn niedrigsten und zehn höchsten TMRs umfasst. Die vollständige Liste mit allen 144 Kombinationen ist im Anhang in Tabelle A-9 zu sehen. Aus dieser Darstellung lassen sich unterschiedliche Trends ablesen, die sich durch die einzelnen in Kapitel 4.2 beschriebenen Vergleiche bereits abzeichnen. Jedoch wird erst durch diese Kombination interessant zu beobachten, inwieweit die unterschiedlichen Trends, wie unter anderem der Skalierungseffekt oder die geringeren Rohstoffbedarfe, welche sich auf den TMR auswirken, sich auf eine vollständige Syntheseroute mit allen Modulen auswirken, die zur Produktion von E-Kerosin benötigt werden.

Tabelle 46: Auflistung der TMRs für eine Auswahl an Syntheserouten. Dargestellt sind die zehn besten Kombinationen mit dem niedrigsten TMR der insgesamt 144 Syntheserouten.

Rang	Kapazität [t/a]	E-Kerosin-Herstellung	Elektrolyse	CO ₂ -Abscheidung	TMR [kg/kg E-Kerosin]
1	500.000	MtJ	PEM	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	2,543
2	500.000	MtJ	AEL	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	2,567
3	500.000	MtJ	PEM	PSA (Biogas)	2,621
4	500.000	MtJ	PEM	DWW (Biogas)	2,634
5	500.000	MtJ	AEL	PSA (Biogas)	2,646
6	500.000	MtJ	AEL	DWW (Biogas)	2,659
7	500.000	MtJ	PEM	MEA (Biomasse/Zement)	2,772
8	500.000	MtJ	PEM	MEA (Biogas)	2,775
9	500.000	MtJ	AEL	MEA (Biomasse/Zement)	2,797
10	500.000	MtJ	AEL	MEA (Biogas)	2,800

Auffällig ist, dass in den Syntheseroutenkombinationen mit dem geringsten TMR ausschließlich Syntheserouten über den MtJ-Pfad verlaufen. Das liegt daran, dass die TMRs für MtJ-Kombinationen sich im Bereich von 1,071–3,119 kg/kg E-Kerosin bewegen, wohingegen die Pfade über den FT-Pfad im Bereich von 1,978–2,109 kg/kg E-Kerosin liegen. Die große Dominanz von MtJ- im Tabellenranking lässt sich unter anderem daran verdeutlichen, dass sich erstmals auf Rang 36 eine Syntheserouten-Kombination findet, die über die FT-Route verläuft. Der Hauptunterschied liegt in den unterschiedlichen Wasserstoffbedarfen beider E-Kerosin-Herstellungsrouten (0,489 kg H₂/kg E-Kerosin [FT] versus 0,462 kg H₂/kg E-Kerosin [MtJ]), der zunächst sehr gering erscheint, aber im Gesamtergebnis einen größeren Unterschied ausmacht. Diese in der Studie angenommenen Kerosinausbeuten bzw. Produktverteilungen bedeuten jedoch nicht, dass sich die FT-Route überhaupt nicht lohnen würde. Sowohl beim FT- als auch beim MtJ-Pfad gibt es weitere, nutzbare Nebenprodukte, die sich für einen Einsatz in anderen Industrien oder Sektoren nutzen lassen, wie beispielsweise Diesel, Benzin, Flüssiggas oder sonstige Brenngase, die im Verkehrs- oder Landwirtschaftsbereich sowie als erneuerbare Brennstoffe eingesetzt werden können. Diese sind jedoch nicht Gegenstand dieser Studie.

Auch in dieser Liste spiegeln sich die bereits in vorherigen Kapiteln beschriebenen Trends bezüglich der einzelnen Modulvarianten wider. Im direkten Vergleich hat die SOEC zur H₂-Bereitstellung stets den höchsten TMR, sodass zunächst Syntheserouten mit der PEM- und anschließend der AEL-Technologie weiter oben im Ranking landen. Die erste Syntheseroutenkombination mit der SOEC-Technologie taucht auf Rang 15 auf.

Bei der CO₂-Bereitstellung fällt der Unterschied noch einmal stärker ins Gewicht. Insbesondere die HT-DAC, die den höchsten TMR hat, führt dazu, dass Syntheserouten über die FT-Technologie mit der HT-DAC in vielen Fällen niedriger im Ranking (also einen schlechteren TMR haben) sind als einzelne Syntheserouten über den MtJ-Pfad.

Betrachtet man bei dieser Rangfolge die zehn Syntheserouten-Kombinationen, wie sie in Tabelle 47 dargestellt sind, sind insbesondere die Trends wiederzuerkennen, wie sie bei den Produktionskapazitäten, den Elektrolyseuren und den CO₂-Abscheidetechnologien bereits beschrieben wurden.

Tabelle 47: Auflistung der TMRs für eine Auswahl an Syntheserouten. Dargestellt sind die zehn Kombinationen mit dem höchsten bzw. schlechtesten TMR der insgesamt 144 Syntheserouten.

Rang	Kapazität [t/a]	E-Kerosin-Herstellung	Elektrolyse	CO ₂ -Abscheidung	TMR [kg/kg E-Kerosin]
135	10.000	MtJ	AEL	LT-DAC (Luft)	5,220
136	10.000	MtJ	SOEC	MEA (Biomasse/Zement)	5,241
137	10.000	MtJ	SOEC	MEA (Biogas)	5,244
138	10.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	HT-DAC (Luft)	5,255
139	10.000	MtJ	SOEC	Membran (Biogas)	5,278
140	10.000	MtJ	SOEC	LT-DAC (Luft)	5,307
141	10.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	HT-DAC (Luft)	5,344
142	10.000	MtJ	PEM	HT-DAC (Luft)	5,352
143	10.000	MtJ	AEL	HT-DAC (Luft)	5,653
144	10.000	MtJ	SOEC	HT-DAC (Luft)	5,740

Vergleicht man die drei untersuchten Produktionskapazitäten fällt auf, dass die Syntheserouten-Kombinationen mit 10.000 t E-Kerosin/a tendenziell am unteren Rand dieser Rangfolge zu finden sind. Dies lässt sich einerseits darauf zurückführen, dass für die niedrigste Kapazität explizit ein Wasserstoffspeicher modelliert wurde, welcher in den Gesamt-TMR einfließt und diesen somit erhöht. Andererseits sinkt der TMR in Relation mit höheren Produktionskapazitäten, da hier der Skalierungseffekt greift. Unter den zehn Syntheserouten-Kombination mit dem niedrigsten TMR sind nur Produktionskapazitäten mit 500.000 t E-Kerosin/a zu finden.

Beim Vergleich der Elektrolyseure bei den zehn Syntheseroutenkombinationen mit dem höchsten TMR fällt auf, dass überwiegend die SOEC-Technologie vorkommt, die auch schon im Vergleich der drei Elektrolyseure den höchsten TMR aufweist (siehe Kapitel 4.2.3). Noch deutlicher wird es beim Vergleich der CO₂-Abscheidetechnologien, da hier mit wenigen Ausnahmen, ausschließlich die DAC-Technologien im unteren Ranking auftauchen. Auch dieser Trend ließ sich bereits beim direkten Vergleich der CO₂-Modulvarianten beobachten (siehe Kapitel 4.2.2), bei der unter anderem der hohe Energiebedarf für Elektrizität und Wärme insbesondere bei der HT-DAC maßgeblich zum hohen TMR beiträgt.

4.4.1 Fazit

Das an dieser Stelle gezogene Fazit zu den ressourcenschonendsten Technologien enthält viele Vereinfachungen. Es hat für einen Hochlauf der E-Kerosin-Produktion das Augenmerk auf den TMR gelegt und verschiedene Optionen für Synthesewege untersucht. Auch beziehen sich die Ergebnisse zunächst nur auf Daten hinsichtlich des Baus und des Betriebs von Anlagen, die zum jetzigen Zeitpunkt gebaut werden. Viele der Modulvarianten befinden sich noch auf einem niedrigen Technologiereifegrad (englisch: Technology Readiness Level, TRL),

sodass sich eine Weiterentwicklung der Technologien auch auf den Ressourceneinsatz auswirken kann, was wiederum zu einem geringeren TMR führen wird.

Außerdem fließen in dieses Fazit keine Analyse und Bewertung der einzelnen benötigten Rohstoffe für den Bau und Betrieb der E-Kerosin-Anlage ein. Im nächsten Schritt ist somit zunächst eine Analyse der E-Kerosinbedarfe in einem zeitlichen Horizont notwendig, um anschließend evaluieren zu können, ob die vorhandenen Ressourcen ausreichen, um den Bedarf zu decken oder, ob Alternativen und zusätzliche Technologien notwendig sind.

Die ressourcenschonendste Syntheseroute mit einem TMR von 2,543 kg/kg E-Kerosin ist die E-Kerosin Herstellung über die MtJ-Synthese mit einer jährlichen Kapazität von 500.000 t, wobei der Wasserstoff über die PEM bereitgestellt und das CO₂ direkt aus einer Bioethanolanlage abgetrennt wird.

5 Szenarien und zukünftige Rohstoffbedarfe

Besonders in einer noch jungen Industrie wie der E-Kerosin-Produktion, die sich in der Hochlaufphase befindet, wird die Nachfrage nach spezifischen Rohstoffen maßgeblich durch den zunehmenden Bedarf getrieben. Die Entwicklung dieser neuen Wirtschaft basiert somit weniger auf einem bestehenden Ressourcenüberschuss, sondern vielmehr darauf, dass sich die Lieferketten und die Rohstoffversorgung dynamisch an die steigenden Anforderungen anpassen. Die Frage, wie diese Bedarfe gedeckt werden können, wird eine zentrale Rolle für die langfristige Skalierbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit der E-Kerosin-Technologie spielen.

In den vorangegangenen Kapiteln ist mit den Mini-LCAs eine innovative Methodik zur einfachen Kombination unterschiedlicher Teilschritte zur Produktion von E-Kerosin vorgestellt worden. Dabei wird für eine Vielzahl von Elektrolyseur-Technologien, CO₂-Abscheidetechnologien und E-Kerosin-Herstellungsrouten untersucht, wie hoch der gesamte Materialbedarf (ausgedrückt mit dem Indikator TMR) für eine konkrete Syntheseroute ist. Für eine Bewertung der zukünftigen Rohstoffbedarfe für einen treibhausgasneutralen Flugverkehr ist es daher notwendig, sowohl die Entwicklung von Technologien als auch die Nachfrage nach E-Kerosin in den kommenden Jahren zu betrachten.

Das folgende Kapitel baut auf den bisherigen Erkenntnissen und Methodiken auf und bietet eine umfassende Analyse der zukünftigen E-Kerosin-Herstellungsweisen sowie eine detaillierte Betrachtung der verschiedenen Syntheserouten und ihrer Ressourceneffizienz. Zunächst werden die in dieser Studie getroffenen Annahmen zu den Energiemixen und CO₂-Mischen der Zukunft dargestellt, die für die Modellierung herangezogen werden. Die Energiemixe und CO₂-Mische setzen sich hierbei aus dem Verhältnis der jeweiligen Anteile von erneuerbaren Energiequellen bzw. CO₂-Quellen zusammen. Das zukünftig betrachtete Verhältnis wurde unter anderem anhand der Ausbauziele für erneuerbare Energien und erwarteten Volllaststunden sowie dem erwarteten Hochlauf für CO₂-Bedarf und deren Quellen angenommen. Dieser EE- und CO₂-Mix bildet eine einheitliche Basis und für alle betrachteten Jahre.

Darauf aufbauend wird in diesem Kapitel die Effizienzsteigerungen der Modulvarianten über einen Zeitraum von 2023 (Basisjahr) und den jeweiligen Betrachtungsjahren in der Zukunft, 2030, 2040 und 2050 analysiert. Anschließend werden die verschiedenen Wege zur Herstellung von E-Kerosin und der Wasserelektrolyse zur Produktion von Wasserstoff anhand ihrer TMR-Werte miteinander verglichen. Analog zu Kapitel 4 werden aufbauend auf den TMR-Werten der Elektrolyseure und Syntheseverfahren (FT, MtJ) die ressourcenschonendsten Syntheserouten-Kombinationen für 2030, 2040 und 2050 ermittelt. Da für die Zukunftsjahre jedoch jeweils der gleiche CO₂-Mix für ein betrachtetes Jahr für alle Syntheserouten angenommen wird, reduziert sich die Anzahl auf 18 möglichen Kombinationen pro Jahr.

Des Weiteren werden Szenarien zur Deckung des zukünftigen E-Kerosin-Bedarfs entwickelt, wobei die Produktionskapazitäten von Anlagen unterschiedlicher Größenordnung miteinander verglichen werden. Abschließend fokussiert sich das Kapitel auf die Modellierung von drei ausgewählten vollständigen Syntheserouten, also nicht mehr einzelner Technologiemodule, sondern der gesamten Wertschöpfungskette. Die Kriterien zur Auswahl der vollständigen Syntheserouten werden im Kapitel detaillierter diskutiert. Während im bisherigen modularen Ansatz die TMR-Werte der einzelnen Teilschritte einer Prozesskette zur Herstellung von E-Kerosin mittels des Mini-LCA-Ansatzes (siehe Kapitel 2.3.2) ermittelt werden, betrachtet die Modellierung einer gesamten Syntheseroute auch alle Vor- und nachgeschalteten Prozesse. Auch für diesen Ansatz werden die TMRs ermittelt. Mit der in diesem Kapitel beschriebenen Vorgehensweise wird ein realistischer Blick auf den Ressourcenbedarf der

verschiedenen Zukunftsszenarien geworfen und Herausforderungen der Rohstoffverfügbarkeit der E-Kerosin-Produktion im zeitlichen Verlauf identifiziert. Im nächsten Kapitel werden schließlich im Detail die kritischen Rohstoffe adressiert.

5.1 Annahmen für die Szenarien und Syntheserouten

Um LCA-Modellierungen für zukünftige Jahre durchzuführen, müssen zunächst die zugrundeliegenden Annahmen transparent und nachvollziehbar beschrieben und erläutert werden. Die Annahmen beruhen hier vor allem auf der Tatsache, dass noch keine Daten aus einem Realbetrieb vorhanden sind. Sie bauen somit größtenteils auf Daten des Basisjahrs 2023 auf oder sind aus der Literatur entnommen.

In dieser Studie werden Modellierungen für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 durchgeführt. Dies erlaubt es, Trends dreimal über jeweils ein Jahrzehnt hinweg zu untersuchen und entsprechend diejenigen Stellschrauben der Modellierungen herauszuarbeiten, die eine große Auswirkung auf das Ergebnis haben. Zudem wird der Arbeitsaufwand verhältnismäßig geringgehalten und ermöglicht einen guten Ausblick bis zum Jahr 2050. 2050 wurde als letztes Betrachtungsjahr gewählt, da die Europäische Union (EU) und viele ihrer Mitgliedsstaaten bis zu diesem Zeitpunkt das Erreichen der Klimaneutralität anstreben (*Europäisches Klimagesetz, 2021*), auch wenn Deutschland dieses Ziel bereits auf 2045 vorgezogen hat (*Zweites Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes, 2019*). Die EU teilt sich das Zieljahr 2050 mit anderen großen Industrienationen wie beispielsweise Großbritannien, Kanada, Japan, Südkorea oder den Vereinigten Staaten von Amerika (Agora Energiewende und Berger, 2021). In dieser Studie wird vereinfachend angenommen, dass die bisher ermittelten Modellierungsergebnisse der vorangegangenen Kapitel bis 2030 gültig sind und die Modellierungsergebnisse der drei Stützjahre entsprechend mindestens zehn Jahre Bestand haben.

Für den Ausbau von E-Kerosin-Produktionsanlagen bzw. generell von PtX-Anlagen wird oft von sogenannten Zubauraten gesprochen. In diesem Fall beschreibt die Zubaurate die jährliche Leistungskapazität, die an PtX-Anlagen neu installiert oder hinzugefügt wird. Des Weiteren stellen Zubauraten wichtige Kennzahlen dar, um das Wachstum und die Entwicklung einer bestimmten Technologie oder Branche zu verfolgen. In dieser Studie wird angenommen, dass heute sowie zu späteren Zeitpunkten gebaute Anlagen E-Kerosin mindestens bis zum Jahre 2050 produzieren werden. Das bedeutet, dass sich die Produktionsmengen aller Anlagen aufsummieren. Die Modellierungsergebnisse für 2030 implizieren, dass die gebauten Anlagen ab 2031 E-Kerosin im jeweiligen Maßstab, also gemäß den Produktionskapazitäten, zur Verfügung stellen.

Weiterhin werden Annahmen für energetische und rohstoffliche Effizienzsteigerungen für den Bau und Betrieb der jeweiligen Teilschritte, das sind die Technologien bzw. Anlagen, getroffen und in den folgenden Unterkapiteln erläutert.

5.1.1 EE-Mixe der Zukunft

Analog zu den bisherigen Arbeiten wird für die E-Kerosinherstellung in den zukünftigen Jahren 2030, 2040 und 2050 jeweils ein Mix an erneuerbaren Energien angenommen. Um diesen Mix, also das Verhältnis der verschiedenen EE-Erzeugungsanlagen zueinander (PV, Onshore-Wind und Offshore-Wind) festzulegen, wird sich auf die Ausbauziele der Bundesregierung bezogen. Diese hat für die EE-Erzeugungsanlagen einen Kapazitätsaufbau (installierte Leistung) bis 2050 festgelegt, um die Klimaziele Deutschlands zu erreichen. Um die daraus resultierenden Strommengen zu bestimmen, wurden bisher stündlich aufgelöste Zeitreihen für die

Stromerzeugung aus realen Wetterdaten abgeleitet. Da es einen vergleichbaren Wetterdatensatz für die Zukunft nicht gibt, müsste derselbe Datensatz für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 verwendet werden. Dies würde für Windanlagen neuerer Generation allerdings zu einem systematischen Fehler führen, da mehrere Studien auf deutlich höhere Volllaststunden für diese Anlagen in der Zukunft hindeuten (Borrmann u. a., 2020; Böttger u. a., 2021). Dadurch würden die resultierenden Strommengen unterschätzt, was zur Folge hätte, dass weitere EE-Erzeugeranlagen zugebaut werden müssten, was wiederum zu einem zu hohen Ressourcenbedarf pro Einheit produzierten E-Kerosins führen würde.

Um die zu erwartenden höheren Volllaststunden der EE-Technologien berücksichtigen zu können, wird von der bisherigen Methodik abgewichen: Für die EE-Anlagen der Zukunft werden Annahmen für die Volllaststunden aus der Literatur verwendet. Die Arbeiten in dieser Studie basieren auf den Werten aus (Böttger u. a., 2021) und sind in Tabelle 48 aufgeführt.

Tabelle 48: Annahmen für die Volllaststunden von PV-, Onshore Wind- und Offshore Wind-Anlagen in den Jahren 2030, 2040 und 2050 nach (Böttger u. a., 2021). Zum Vergleich sind auch die Volllaststunden für das Jahr 2023 angegeben, die mit der bisherigen Methodik aus realen Wetterdaten ermittelt wurden.

Jahr	PV [h/a]	Onshore-Wind [h/a]	Offshore-Wind [h/a]
2023	1.092	1.693	2.918
2030	1.006	2.653	3.916
2040	1.002	2.770	3.798
2050	1.002	2.851	3.673

In Tabelle 48 sind zudem die Volllaststunden für das Jahr 2023 aufgelistet, die mit der bisherigen Methodik aus den Wetterdaten abgeleitet sind. Für die beiden Windkraft-Technologien liegen sie deutlich unter den oben genannten Prognosen aus (Borrmann u. a., 2020; Böttger u. a., 2021). Somit resultiert aus der Umstellung der Methodik ein starker Anstieg um fast 1.000 Volllaststunden zwischen 2023 und 2030. Im Bereich der Onshore-Windenergie werden auch über 2030 hinaus leicht ansteigende Volllaststunden prognostiziert. Im Gegensatz dazu gehen (Böttger u. a., 2021) bei der Offshore-Windenergie nach 2030 wieder von leicht sinkenden Volllaststunden aus. Dies ist vor allem auf Abschattungseffekte durch eine intensive Bebauung und Netzengpässe zurückzuführen.

Bei den PV-Anlagen wird zunächst eine Abnahme der Volllaststunden angenommen, welche auf die unterschiedlichen Methodiken zurückzuführen ist. Die ca. 1.000 Volllaststunden pro Jahre bleiben in den Jahren 2030, 2040 und 2050 aber nahezu konstant.

Zur Bestimmung des EE-Mixes bzw. der Verhältnisse für PV/Wind sowie Onshore/Offshore-Windkraft werden für die Stützjahre 2030, 2040, und 2050 die prognostizierten installierten Leistungen ($P_{EE,i}$) aus den Zielen der Deutschen Bundesregierung verwendet, welche bis 2050 fortgeschrieben werden und in Tabelle 49 angegeben sind (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), o. J.). Mit Hilfe von Gleichung 6 lässt sich aus den Volllaststunden ($VLS_{EE,i}$) und den Leistungen die produzierte Strommenge ($E_{EE,i}$) ausrechnen, die ebenfalls in Tabelle 49 angegeben sind.

$$E_{EE,i} = \sum_i VLS_{EE,i} \cdot P_{EE,i} \quad \text{Gleichung 6}$$

Tabelle 49: Ausbauziele der erneuerbaren Energien der Deutschen Bundesregierung inklusive Fortführung bis 2050. Werte nach (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), o. J.) in [GW] sowie die daraus berechneten produzierten Strommengen in den Stützjahren 2030 bis 2050 in [GWh].

Jahr	Leistung Offshore	Leistung Onshore	Leistung PV	Produzierte Strommenge Offshore	Produzierte Strommenge Onshore	Produzierte Strommenge PV
2030	30	115	215	117.480	305.095	216.290
2040	55	215	435	208.890	595.550	435.870
2050	85	315	655	312.205	898.065	656.310

Die resultierenden EE-Verhältnisse sind in Tabelle 50 aufgelistet und zeigen das Verhältnis für Wind/PV sowie Onshore/Offshore-Windkraft an, welche sich aus den Verhältnissen der produzierten Strommenge ergeben. Im Vergleich sind auch die EE-Mixe für das Jahr 2023 angegeben, wobei klar zu erkennen ist, dass die produzierten Strommengen aus der Windkraft zunehmen, insbesondere der Onshore-Windkraft, da in beiden Verhältnissen die Zahl größer wird.

Tabelle 50: Verhältnisse des EE-Mixes, die für die zukünftigen Jahre betrachtet werden. Die Verhältnisse sind für Wind/PV und Onshore/Offshore-Wind angegeben und beziehen sich auf die produzierte Strommenge.

Jahr	Verhältnis Wind/PV	Verhältnis Wind Onshore/Offshore
2023	2,266	4,064
2030	1,954	2,597
2040	1,846	2,851
2050	1,844	2,877

Aus diesen Informationen lässt sich der Strommix modellieren, welcher für die verschiedenen Module und Modulvarianten angenommen wird. Analog zu den im Kapitel 4.1.2 beschriebenen Verfahren wird für die Elektrolyseure ein Energiepark angenommen. Die Leistungen der drei EE-Technologien für den Energiepark sind im Kapitel 5.1.3.4 beschrieben.

5.1.2 CO₂-Mixe der Zukunft

Für die E-Kerosinherstellung werden sehr große Mengen an CO₂ benötigt. Für die größte hier betrachtete Anlagen-Kapazität von 500.000 t E-Kerosin/a belaufen sich die jährlich benötigten Mengen auf ca. 2,9 Mt für den FT-Prozess sowie 5,9 Mt für den MtJ-Prozess. Diese immensen Mengen können schwer über eine einzelne CO₂-Quelle bereitgestellt werden, vor allem vor dem Hintergrund, dass mit einem zukünftigen Rückgang fossiler CO₂-Quellen zu rechnen ist. Aufgrund dessen wird in dieser Studie analog zum EE-Mix ein CO₂-Mix angenommen. Der CO₂-Mix ist durch ein Verhältnis an CO₂-Abscheidetechnologien in Kombination mit der CO₂-Quelle definiert. In Abhängigkeit des betrachteten Jahres variiert dieses Verhältnis je

nach CO₂-Verfügbarkeit, welche beispielsweise durch die EU-Verordnung RED II die Verwendung von industriellen CO₂-Punktquellen bis 2035 limitiert (Europäischen Union, 2018).

Welche CO₂-Quellen mit welchen Abscheidetechnologien kombiniert werden, wurde bereits in Kapitel 2 aufgelistet. Für die Modellierungen der CO₂-Mixe in den zukünftigen Jahren werden für die Abscheidung von Biogas lediglich die Druckwechselabsorption (PSA), die Druckwasserwäsche (DWW) und das Membran-Verfahren betrachtet, da dies derzeit die gängigsten Technologien in Deutschland und Europa sind und auch davon ausgegangen wird, dass das so bleibt (Viebahn, 2018).

Für die Modellierungen finden analog zum EE-Mix die CO₂-Potenziale in Deutschland Verwendung, wobei für 2023 die Zahlen aus (Fröhlich u. a., 2019) verwendet werden und für die Jahre 2030, 2040 und 2050 die Potenziale an die Arbeiten in (Ausfelder und Tran, 2022b) angelehnt sind. Eine relevante Änderung betrifft die industriellen Punktquellen, die ab dem Stützjahr 2040 nicht berücksichtigt wurden. Stattdessen wird ab dann das CO₂ nur noch über einen Mix aus biogenen CO₂ und LT- und HT-DAC bereitgestellt. Eine Übersicht über die angenommenen CO₂-Potenziale ist im Anhang in Tabelle A-10 gegeben.

Das Verhältnis der CO₂-Mixe für 2030, 2040 und 2050 plus dem Basisjahr 2023 ist in Tabelle 51 dargestellt. Für die CO₂-Quellen aus dem Zement- und Biomasse-Heizkraftwerk (BMHKW) wird nur die Aminwäsche also die MEA-Technologie betrachtet. Für die Abscheidung von CO₂ aus der Luft wird angenommen, dass die Direct Air Capture-Technologien HT- und LT-DAC zu gleichen Teilen beitragen. Für die Biogasaufbereitung kommt in Deutschland hauptsächlich die DWW zum Einsatz, gefolgt von der PSA sowie zu einem geringeren Anteil die Membrantechnologie. International hingegen ist die PSA das am weitesten verbreitete Verfahren zur CO₂-Abscheidung. Da in der Studie die deutschen CO₂-Potenziale betrachtet werden, wurde angenommen, dass 60 % des bereitgestellten CO₂ über die DWW, 30 % des CO₂ über die PSA und 10 % über eine Membran abgetrennt werden (Viebahn, 2018.). Da die Bioethanol-Herstellung die reinste hier betrachtete CO₂-Quelle darstellt, muss keine zusätzliche CO₂-Abscheidetechnologie betrachtet werden.

Tabelle 51: Prozentualer Anteil der CO₂-Abscheidetechnologien für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050. Daten aus den theoretischen CO₂-Potenzialen ermittelt. Es ist die CO₂-Abscheidetechnologie und in Klammern die CO₂-Quelle angegeben. MEA: Monoethanolaminwäsche, DWW: Druckwasserwäsche, PSA: Druckwechselabsorption, HT-DAC: Hochtemperatur Direct Air Capture, LT-DAC: Niedertemperatur Direct Air Capture, BMHKW: Biomasseheizkraftwerk.

Jahr	MEA (Zement)	MEA (BMHKW)	DWW (Biogas)	Membran (Biogas)	Bioethanol (-)	PSA (Biogas)	HT-DAC (Luft)	LT-DAC (Luft)
2023	40,43	43,27	7,87	1,31	3,18	3,94	0	0
2030	43,93	26,91	16,15	2,69	2,24	8,07	0	0
2040	0	14,85	8,91	1,48	1,24	4,45	34,54	34,54
2050	0	9,37	5,62	0,94	0,78	2,81	40,24	40,24

Inwiefern sich der hohe Anteil der DAC-Technologien und der Wegfall der industriellen Punktquelle Zement in den Stützjahren 2040 und 2050 auf den TMR des CO₂-Mixes auswirkt, kann der Tabelle A-11 im Anhang entnommen werden. Die Annahme, dass die DAC-Technologie in

Zukunft zunehmend eingesetzt werden soll, zeigt die wachsende Bedeutung dieser Technologie für die Erreichung langfristiger Klimaneutralität.

5.1.3 Effizienzsteigerungen der betrachteten Modulvarianten

Die in dieser Studie betrachteten als Modulvarianten bezeichneten technologischen Verfahren befinden sich in sehr unterschiedlichen Forschungs- und Entwicklungsstadien. Teilweise sind Produktionsanlagen mit einem Maßstab von mehreren tausend Tonnen pro Jahr vorhanden, wie zum Beispiel CO₂-Abscheidetechnologien von biogenen und industriellen Punktquellen. Andererseits gibt es Modulvarianten, die industriell noch nicht etabliert sind und erst vor wenigen Jahren erstmalig im Technikumsmaßstab umgesetzt wurden, wie die Membrantechnologie zur CO₂-Abtrennung. Dementsprechend ist für die meisten der betrachteten Modulvarianten davon auszugehen, dass sie noch weiterentwickelt und effizienter gestaltet werden. Die für die jeweiligen Modulvarianten betrachteten Effizienzsteigerungen sind im Kapitel 5.1.3 erläutert.

Dies wiederum wirkt sich mitunter auf den Energie- und den Rohstoffbedarf aus, sodass für eine Produktionsanlage in der Zukunft Rohstoffe beim Bau und Betrieb eingespart werden können. Insofern Steigerungen der Energie- und Rohstoffeffizienz bekannt bzw. in der Literatur publiziert sind, werden diese für die Modellierungen angenommen und sind in den entsprechenden Unterkapiteln erläutert. Ansonsten werden generische Effizienzsteigerung für die Energiebedarfe, nicht jedoch für die Rohstoffeinsätze angenommen. Auch diese sind in den entsprechenden Unterkapiteln erläutert.

5.1.3.1 Effizienzsteigerungen der EE-Technologien

In den kommenden Jahrzehnten werden Photovoltaik (PV) sowie die Onshore- und Offshore-Windtechnologien eine zentrale Rolle in der globalen Energiewende einnehmen müssen. Angesichts der Notwendigkeit eine treibhausgasneutrale Wirtschaft zu etablieren, ist der Ausbau einer grünen Stromversorgung unverzichtbar. Mit Blick auf die Jahre 2030, 2040 und 2050 wird somit davon ausgegangen, dass diese Technologien weiterentwickelt und sich deren Materialbedarfe ändern werden. Während bei der PV-Technologie in den meisten Fällen mit einer Materialreduktion gerechnet wird (European Commission, 2020), wird bei Windkraftanlagen angenommen, dass es aufgrund von höheren Windnaben zum Teil zu höheren Materialbedarfen pro erzeugter Leistung kommt (European Commission, 2020). Da bei Windkraftanlagen jedoch davon ausgegangen wird, dass mit zunehmender Höhe der Turbinen auch der Energieertrag steigt, da in höheren Lagen der Wind stärker und konstanter weht (siehe auch Kapitel 5.1.1), wird der Materialbedarf pro erzeugter Stromeinheit letzten Endes voraussichtlich sinken. In Tabelle 52 sind die in dieser Studie angenommenen Rohstoffbedarfe für Windkraftanlagen angegeben, während Tabelle 53 die Rohstoffbedarfe für PV-Anlagen auflistet.

Tabelle 52: Rohstoffbedarfe von Onshore- und Offshore-Windkraft-Anlagen in den Jahren 2030, 2040 und 2050 in t/MW installierter Leistung nach (European Commission, 2020).

Für die nicht aufgelisteten Rohstoffe wurden dieselben Rohstoffbedarfe angenommen wie in 2023.

Rohstoff	Onshore 2030	Offshore 2030	Onshore 2040	Offshore 2040	Onshore 2050	Offshore 2050
Stahl	131,02	136,88	134,59	140,61	138,16	144,35
Polymere	5,06	5,06	5,20	5,20	5,34	5,34
Glas	6,23	6,24	5,62	5,64	5,02	5,03
Aluminium	1,09	0,80	1,07	0,79	1,05	0,77
Kupfer	2,39	2,26	2,35	2,22	2,31	2,18

Tabelle 53: Rohstoffbedarfe von PV-Anlagen in den Jahren 2030, 2040 und 2050 in t/GW installierter Leistung. Angaben nach (European Commission, 2020).

Rohstoff	Rohstoffbedarf in 2030	Rohstoffbedarf in 2040	Rohstoffbedarf in 2050
Glas	44.700,00	43.250,00	41.800,00
Silizium	2.623,58	2.265,90	1.908,23
Silber	5,72	3,82	1,91
Cadmium	0,648	0,50	0,36
Tellur	0,648	0,50	0,36
Germanium	0,114	0,08	0,045
Indium	0,19	0,15	0,114
Gallium	0,0475	0,04	0,028
Selen	0,38	0,30	0,228

In Abbildung 21 ist die Zusammensetzung des gesamten Materialaufwands (TMR) der jahresspezifischen Strommixe dargestellt. Hier lässt sich ablesen, wie groß der Einfluss der einzelnen EE-Technologien für eine Kilowattstunde Strom ist. Der TMR steigt dabei zunächst von 0,0529 kg/kWh (im Jahre 2023) über 0,05554 kg /kWh (2030) auf 0,05642 kg/kWh (2040) an und fällt wieder auf 0,05613 kg/kWh (2050) ab. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die PV-Technologie im direkten Vergleich den größten Anteil am TMR ausmacht und der PV-Anteil im gesamten EE-Mix noch bis zum Jahre 2040 deutlich zunimmt (siehe auch Tabelle 49 und Tabelle 50). Von 2040 bis 2050 nimmt dieser Anteil nicht mehr ganz so stark zu, sodass sich die Rohstoffeffizienzen in den Wind-Technologien stärker bemerkbar machen und der TMR wieder abnimmt.

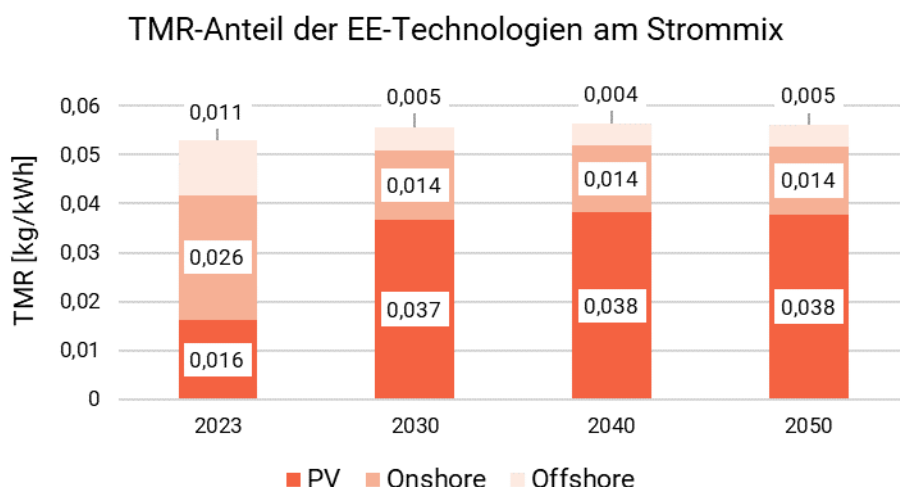


Abbildung 21: TMR des EE-Mixes [kWh] in den Jahren 2023, 2030, 2040 und 2050, aufgeteilt auf die drei untersuchten EE-Technologien PV (dunkles orange), Onshore-Wind (mittleres orange) und Offshore-Wind (helles orange).

5.1.3.2 Effizienzsteigerungen der CO₂-Abscheidetechnologien

Für die in den CO₂-Technologiemix einfließenden CO₂-Abscheidetechnologien werden zukünftige Energieeffizienzsteigerungen angenommen. Diese Energieeffizienzsteigerungen betreffen den Energieinput zur Strom- und Wärmebereitstellung während des Betriebes der CO₂-Abscheidung. Im Falle der HT- und LT-DAC wurden die zukünftigen energetischen Reduktionen aus der Literatur bezogen (TNO und Detz, 2019a). Für die restlichen CO₂-Abscheidetechnologien werden, da keine Daten aus der Literatur bekannt sind, generische Energieeffizienzen angenommen (siehe Tabelle A-1 im Anhang). In Tabelle 54 sind die in der Studie angenommenen energetischen Effizienzsteigerungen der betrachteten CO₂-Abscheidetechnologien für die Jahre 2030, 2040 und 2050 angegeben.

Tabelle 54: Annahmen zu Effizienzsteigerungen in den Stützjahren gegenüber 2023 der CO₂-Abscheidetechnologien (TNO und Detz, 2019a).

Technologie	Wärme 2030	Energie 2030	Wärme 2040	Energie 2040	Wärme 2050	Energie 2050
MEA (Zement)	1,9 %	1,9 %	2,33 %	2,33 %	2,33 %	2,33 %
MEA (BMHKW)	1,9 %	1,9 %	2,33 %	2,33 %	2,33 %	2,33 %
DWW (Biogas)	-	1,72 %	-	1,72 %	-	1,72 %
Membran (Biogas)	-	2,7 %	-	5,05 %	-	5,05 %
PSA (Biogas)	-	1,44 %	-	1,44 %	-	1,44 %
HT- und LT-DAC (Luft)	17 %	10 %	34 %	15 %	50 %	20 %

5.1.3.3 Effizienzsteigerungen der E-Kerosinherstellung

Für die E-Kerosinherstellung werden die oben beschriebenen jahresspezifischen EE-Mixe für die Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie verwendet. Tabelle 55 gibt die in der Studie angenommenen energetischen und rohstofflichen Effizienzsteigerungen der Methanol-Produktion sowie der E-Kerosinherstellung über Methanol-to-Jet für die Jahre 2030, 2040 und 2050 wieder. Für die Methanol-Produktion wird auf Daten von (TNO und Detz, 2019b) zurückgegriffen, während für den MtJ-Prozess generische Werte nach TRL angenommen werden (vergleiche auch Abbildung A-2 im Anhang). Für den etablierten Fischer-Tropsch-Prozess wird nicht mit Effizienzsteigerungen gerechnet (TNO und Detz, 2019c).

Tabelle 55: Annahmen zu Effizienzsteigerungen in den Stützjahren gegenüber 2023 der Prozesse Methanol-Produktion nach (TNO und Detz, 2019b) und Methanol-to-Jet (nach Kapitel 5.1.3 im Anhang).

Prozess	Strom	2030	2040	2050
Methanol-Produktion	H ₂	1,63 %	2,47 %	2,47 %
	Energie	20 %	30 %	30 %
Methanol-to-Jet	Energie	4,45 %	8,62 %	10,96 %

5.1.3.4 Effizienzsteigerungen der Elektrolyseure

Zur Berechnung der zukünftigen TMR-Werte der betrachteten Elektrolyseure wurden neben zukünftigen Betriebsparametern auch aus der Literatur zukünftig angenommene Materialeinsätze in den Modellierungen miteinbezogen. Im Falle des PEM-Elektrolyseurs wird der Strominput erst im Jahre 2050 von 55,5 kWh_{el}/kg H₂ auf 52,3 kWh_{el}/kg H₂ reduziert (TNO und Marsidi, 2018a). Die in der Modellierung angenommenen heutigen und zukünftigen Materialeinsätze zum Bau des PEM-Stacks sind in Tabelle 56 zusammengefasst.

Tabelle 56: Angenommene bekannte Materialeinsätze [kg/MW-Stack] zum PEM-Stackbau für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 in kg/MW-Stack nach (Bareiß u. a., 2019).

PEM-Materialien	Materialeinsatz in 2023 [kg/MW]	Materialeinsatz in 2030 [kg/MW]	Materialeinsatz in 2040/2050 [kg/MW]
Aluminium	27	67,5	54
Titan	528	46,3	37
Tetrafluorethylen	16	2,5	2
Iridium	0,8	0,04	0,03
Platin	0,07	0,012	0,01
Kupfer	4,5	11,3	9
Chromstahl	100	50	40

Beim AEL-Elektrolyseur wird der Stromeinsatz zum Betreiben des Elektrolyseurs im Jahre 2040 um 5 % im Vergleich zu 2023 reduziert und im Jahre 2050 um weitere 7 % (TNO und

Marsidi, 2018b). Die Literaturrecherche ergab hier mögliche Reduktionen zu dem Einsatz von Nickel und Tetrafluorethylen für den Stackbau. Die zukünftigen Mengenbedarfe sind in Tabelle 57 gelistet.

Tabelle 57: Angenommene Materialeinsätze [kg/MW-Stack] zum AEL-Stackbau für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.

AEL-Materialien	Materialeinsatz in 2023 [kg/MW]	Materialeinsatz in 2030 [kg/MW]	Materialeinsatz in 2040/2050 [kg/MW]
Nickel	2.884	2.452	2.307
Tetrafluorethylen	144	25	18

Die zukünftig möglichen Materialreduzierungen zum Bau des SOEC-Stacks sind in Tabelle 58 gelistet. Zudem kann nach der Literaturrecherche für die Jahre 2030, 2040 und 2050 der Strominput im Vergleich zum Jahr 2023 um 4 % gesenkt werden.

Tabelle 58: Angenommene bekannte Materialeinsätze [kg/MW-Stack] zum SOEC-Stackbau für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.

SOEC-Materialien	Materialeinsatz in 2023 [kg/MW]	Materialeinsatz in 2030 [kg/MW]	Materialeinsatz in 2040/2050 [kg/MW]
Lanthan	1,40	1,19	1,12
Mangan (III) Oxid	2,24	1,90	1,80
Nickel	144,00	122,00	115,00
Samarium Europium-Gadolinium-Konzentrat	38,00	31,00	29,00
Strontium	0,36	0,31	0,28

Zur Übersicht der energetischen Effizienzen aller untersuchten Elektrolyseure in den jeweiligen Jahren und im Vergleich zum Basisjahr 2023 ist in Tabelle 59 der elektrische Energiebedarf in kWh/kg H₂ sowie als Wirkungsgrad angegeben.

Tabelle 59: Elektrische Bedarfe in kWh_e/kg H₂ der drei untersuchten Elektrolyseurtechnologien in den Jahren 2030, 2040, 2050, dem Basisjahr 2023 sowie der Durchschnitt pro Jahr.

Elektrolyseur	2023	2030	2040	2050
AEL	50,077	50,076	47,855	46,745
PEM	55,64	55,635	55,631	52,859
SOEC	54,18	51,074	50,566	50,258
Mittelwert	53,299	52,262	51,351	49,954

In dieser Studie wird der elektrische Bedarf (E_{ELY}) über Gleichung 7 in den Wirkungsgrad (η_{ELY}) umgerechnet, wobei LHV_{H_2} für den unteren Heizwert von Wasserstoff steht und mit 33,33 kWh/kg angenommen wird. In Tabelle 60 sind für die drei untersuchten Elektrolyseur-Technologien in den Stützjahren und dem Basisjahr die Wirkungsgrade angegeben.

$$\eta_{ELY} = \frac{LHV_{H_2}}{E_{ELY}} \quad \text{Gleichung 7}$$

Tabelle 60: Wirkungsgrade in Prozent der drei untersuchten Elektrolyseurtechnologien in den Jahren 2030, 2040, 2050 und dem Basisjahr 2023.

Elektrolyseur	2023	2030	2040	2050
AEL	66,56 %	66,56 %	69,65 %	71,30 %
PEM	59,90 %	59,91 %	59,91 %	63,05 %
SOEC	61,52 %	65,26 %	65,91 %	66,32 %

Es gibt aktuellere Publikationen, die für die verschiedenen Elektrolyseure deutlich höhere Wirkungsgrade in der Zukunft prognostizieren, wie beispielsweise 67 % (PEM, 2030), 71 % (PEM, 2040) oder 69 % (AEL, 2030) und 72 % (AEL, 2040) (Oeko-Institut u. a., 2024). Allerdings ist nicht genau bekannt, welche Annahmen oder Vereinfachungen in diesen Wirkungsgrad einfließen. Da es sehr viele verschiedene Wirkungsgrade gibt, wie den Stack, System- oder Anlagenwirkungsgrad, oder gar den DC-, Faraday- bzw. Strom-Wirkungsgrad (Lettenmeier, 2019), wurde in dieser Studie einheitlich mit den elektrischen Bedarfen gerechnet, die wie in Tabelle 59 in kWh_{el}/kg H₂ angegeben sind.

5.1.3.5 Berechnung des Wasserstoffbedarfs in den Stützjahren 2030, 2040 und 2050

Für die konkrete Ziel-Produktionsmenge von Wasserstoff, angegeben in t_{H₂} (bei FT: 10.000 t, 100.000 t und 500.000 t H₂/a für MtJ: 19.500 t, 195.000 t und 975.000 t H₂/a, Vergleich Kapitel 2.3.4) und den vorgegebenen Volllaststunden (VLS_{ELY}) des Elektrolyseurs (in dieser Studie: 4.000 h/a) wird die erforderliche EE-Strommenge (EE_{ges}) für den Betrieb des Elektrolyseurs über die Nennleistung des Elektrolyseurs (P_{ELY}) für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 mit einer angepassten Methode errechnet. Dies ist einerseits nötig, da für die untersuchten Jahre keine Wetterdaten vorliegen und andererseits, um auf die in Kapitel 5.1.3.4 beschriebenen Effizienzsteigerungen der Elektrolyseure eingehen zu können.

Dabei wird zunächst mittels Gleichung 8 errechnet, wie hoch die Nennleistung des Elektrolyseurs sein muss (P_{ELY}), wobei E_{ELY} den durchschnittlichen elektrischen Bedarf des Elektrolyseurs angibt (siehe Tabelle 59). Anschließend wird mit Gleichung 9 der elektrische Energiebedarf (EE_{ELY}) errechnet, den der Energiepark bereitstellen muss.

$$P_{ELY} = \frac{t_{H_2} \cdot E_{ELY}}{VLS_{ELY}}$$

Gleichung 8

$$E_{ELY} = P_{ELY} \cdot VLS_{ELY}$$

Gleichung 9

Unter Hereinnahme weiterer in dieser Studie getroffenen Annahmen zu den EE-Verhältnissen von PV/Wind und Onshore/Offshore-Wind (siehe Kapitel 5.1.1) werden anschließend die Leistungen für den EE-Park mit den drei in dieser Studie angenommenen Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Energien mit Hilfe des in Kapitel 2.2.2 beschriebenen Tools ermittelt. Die resultierenden Leistungen für den EE-Park und den Elektrolyseur für die FT- und die MtJ-Route sowie für die Jahre 2030, 2040 und 2050 bei den drei untersuchten jährlichen Produktionskapazitäten von 10.000 t, 100.000 t und 500.000 t E-Kerosin sind im Anhang in Tabelle A-12 für den FT-Pfad und in Tabelle A-13 für den MtJ-Pfad gelistet.

5.1.3.6 Effizienzsteigerungen der peripheren Infrastruktur

Periphere Prozesse, bei denen zukünftige Strommixe bzw. Energieeffizienzen betrachtet werden, umfassen den H₂-Speicher, die Wärmebereitstellung über Wärmepumpen für die DAC-CO₂-Abscheidung und über Heizkessel für Hochtemperaturwärme, sowie die Wasseraufbereitung für die Wasserelektrolyse. Die Prozesse für Wasseraufbereitung und Wärmebereitstellung werden für die Jahre 2030, 2040 und 2050 mit dem entsprechenden EE-Mix der Jahre modelliert, wobei keine Steigerung der prozessspezifischen Energieeffizienzen angenommen wird.

Im Falle des Wasserstoffspeichers, welcher für eine Anlagenkapazität von 10.000 t E-Kerosin/a als Pufferspeicher modelliert wird, kann neben dem jahresspezifischen EE-Mix eine Reduzierung des angenommenen Strominputs von 14 % für die Jahre 2030, 2040 und 2050 angenommen werden. Somit reduziert sich für die zukünftigen Jahre der für die Speicherung von 1 kg Wasserstoff benötigte Strombedarf von 2 kWh_{el} in 2030 auf 1,72 kWh_{el} in 2050 (TNO, 2018).

5.2 Ergebnisse der Modellierungen

Analog zu Kapitel 4.1 werden im Folgenden die TMR-Ergebnisse der Modul-Modellierungen (Mini-LCAs) für die zukünftigen Jahre 2030, 2040 und 2050 beschrieben. Die Ergebnisse berücksichtigen die in Kapitel 5.1.3 beschriebenen Annahmen zu Effizienzsteigerungen sowie der Zusammensetzung des EE- und CO₂-Mixes. Die berechneten TMR-Werte der verschiedenen Produkte beziehen sich dabei auf Anlagen, welche im jeweiligen Jahr gebaut werden.

Wie schon beim vorangegangenen Kapitel erläutert, werden im Folgenden der TMR und die größten TMR-Anteile händisch aus den Modellierungsergebnissen ausgelesen und diskutiert. Den größten Anteil kann dabei ein einzelner Rohstoff oder auch ein hinterlegter Prozess ausmachen, der für die Modellierung verwendet wurde, wie beispielsweise die Bereitstellung erneuerbarer Energien oder eine Rohstoffproduktion.

5.2.1 Vergleich der E-Kerosin-Herstellungsmodule

Analog zum Kapitel 4.2.1 werden im Folgenden die Ergebnisse der Modellierungen der einzelnen Modulvarianten eines Moduls miteinander verglichen. Die Ergebnisse sind analog

zum vorherigen Kapitel im Dashboard zusammengefasst, welches eine individuelle Zusammensetzung der Module zu einer gesamten Syntheseroute ermöglicht. Hierfür werden die ausgewählten Modulvarianten miteinander kombiniert (siehe Kapitel 4.1.1).

Wie bereits im Jahr 2023 zu erkennen, liegt der TMR für das Modul der E-Kerosinherstellung beim Methanol-to-Jet-Pfad für die Kapazität von 10.000 t E-Kerosin/a über dem analogen Wert des Fischer-Tropsch-Pfads (vergleiche Kapitel 4.2.1). Mit steigender Kapazität nimmt der Wert jedoch stetig ab, so dass für 100.000 t E-Kerosin/a und 500.000 t E-Kerosin/a der TMR des MtJ-Pfads unter dem des FT-Pfads liegt. Dies ist wie bereits im Kapitel 4.2.1 beschrieben, darauf zurückzuführen, dass der Skalierungseffekt im MtJ-Prozess größere Auswirkungen hat.

Der TMR-Wert pro kg E-Kerosin nimmt über die betrachteten Jahre für beide Herstellungsoptionen und in allen Kapazitätsgrößen minimal ab. Wie in Abbildung 22 bis Abbildung 24 zu sehen, ist die größte Reduktion zwischen den Jahren 2023 und 2030 zu erkennen, danach bleibt der TMR in etwa konstant bzw. steigt für den FT-Pfad minimal zwischen 2030 und 2040 an. Dieser sehr kleine und fast vernachlässigbare Effekt lässt sich auf die verwendeten Mixe der erneuerbaren Energien zurückzuführen. Wie in Kapitel 5.1.3.1 beschrieben, steigt der TMR des Stroms von 2030 auf 2040 aufgrund der sich ändernden Verhältnisse von PV und Windenergie. Während sich diese Stromzusammensetzung bei der MtJ-Modulvariante nicht auf das Gesamt-TMR auswirkt, führt das zu einer kleinen Zunahme des TMR für die FT-Modulvariante von 2030 auf 2040.

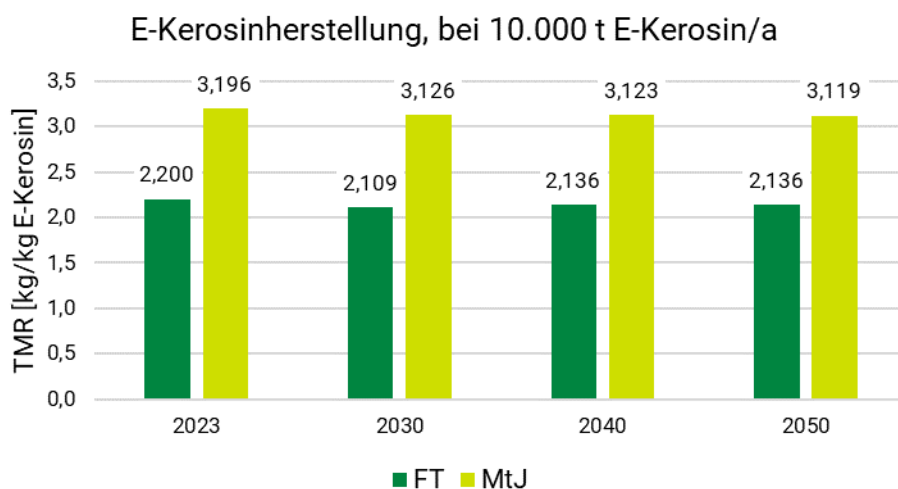


Abbildung 22: TMR-Ergebnisse der E-Kerosin-Herstellung über den Fischer-Tropsch und den Methanol-to-Jet Prozess bei einer Kapazität von 10.000 t E-Kerosin/a für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.

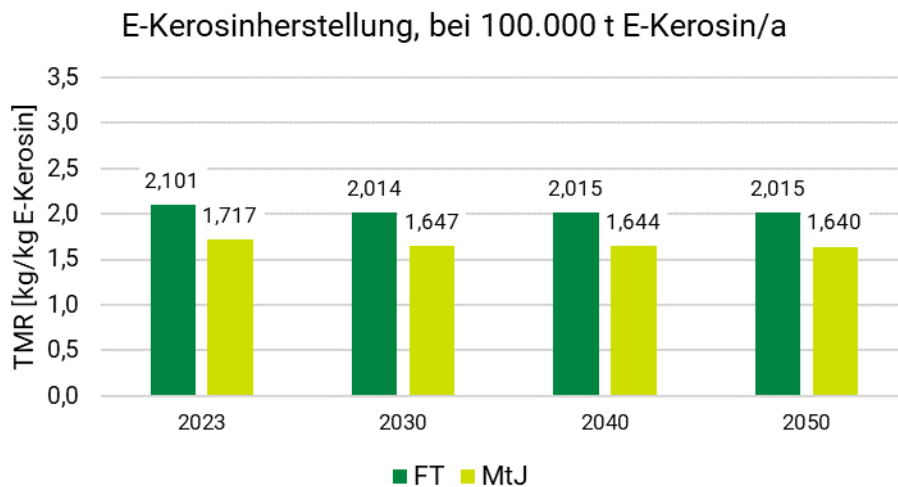


Abbildung 23: TMR-Ergebnisse der E-Kerosin-Herstellung über den Fischer-Tropsch und den Methanol-to-Jet Prozess bei einer Kapazität von 100.000 t E-Kerosin/a für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.

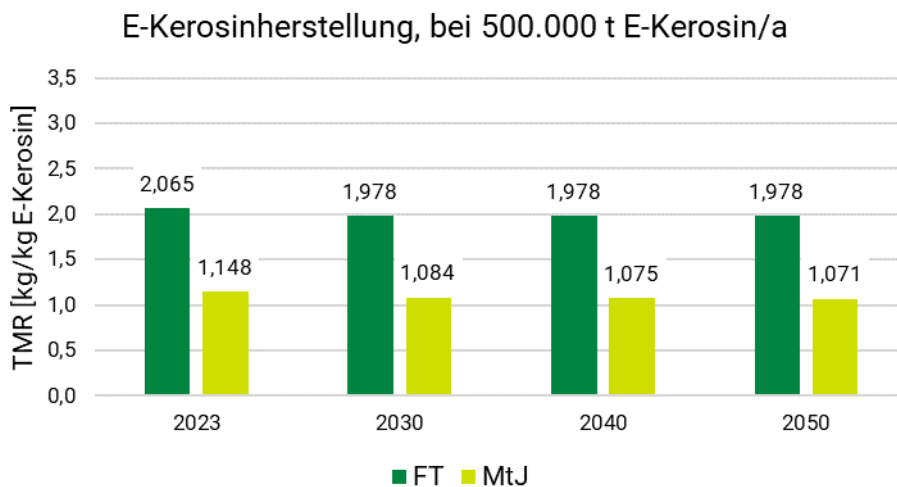


Abbildung 24: TMR-Ergebnisse der E-Kerosin-Herstellung über den Fischer-Tropsch und den Methanol-to-Jet Prozess bei einer Kapazität von 500.000 t E-Kerosin/a für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.

Der TMR-Wert nimmt über die betrachteten Jahre für die Herstellungsrouten FT und MtJ in allen Kapazitätsgrößen minimal ab. Außerdem nimmt der TMR-Wert auch mit steigender Kapazität ab. Für die Kapazitätsgrößen von 100.000 t und 500.000 t E-Kerosin/a liegt der TMR des MtJ-Pfades unter dem des FT-Pfades.

5.2.2 Vergleich der CO₂-Mixe der Zukunft

Im Folgenden werden die TMR-Ergebnisse des in Kapitel 5.1.2 beschriebenen CO₂-Mixes für die Prozesse FT und MtJ beschrieben. Wie im genannten Kapitel erläutert, wird für die Jahre 2030, 2040 und 2050 ein CO₂-Mix angenommen, der das notwendige Kohlendioxid für die Herstellung des E-Kerosins aus unterschiedlichen CO₂-Quellen bereitstellt. Die Ergebnisse sind in Abhängigkeit der E-Kerosin-Jahreskapazitäten sowie in Abhängigkeit der FT- bzw. MtJ-Syntheseroute in Abbildung 25 bis Abbildung 27 dargestellt. Ebenfalls dargestellt sind die Ergebnisse der Modellierung eines CO₂-Mixes von 2023, um einen Vergleich mit dem Status Quo ziehen zu können.

In Abbildung 25 ist ein deutlicher Trend des CO₂-Mixes über die Jahre zu erkennen, und zwar unabhängig vom betrachteten Syntheseweg. In den Stützjahren 2023 und 2030 wird der größte CO₂-Anteil aus der BMHKW- und Zementquelle über die MEA-Wäsche bereitgestellt (siehe Tabelle 51). Aus den Modellierungsergebnissen lässt sich auslesen, dass diese Abscheidetechnologie im Jahre 2023 zu knapp 80 % zum TMR beiträgt, wobei wiederum ca. 71 % davon auf die Wärmebereitstellung zurückzuführen sind, welche zur Regeneration des Sorptionsmediums benötigt wird. Von 2023 auf 2030 ist ein Rückgang des TMRs zu beobachten, der mit dem steigenden Beitrag der Biogas-Quelle am CO₂-Mix verbunden ist. Aus den Modellierungsergebnissen lässt sich zudem herauslesen, dass die TMR-Werte der CO₂-Abscheidetechnologien DWW und PSA unter dem der MEA-Wäsche liegen (hier nicht abgebildet), wodurch der Gesamt-TMR des CO₂-Mixes im Jahre 2030 zusätzlich gesenkt wird.

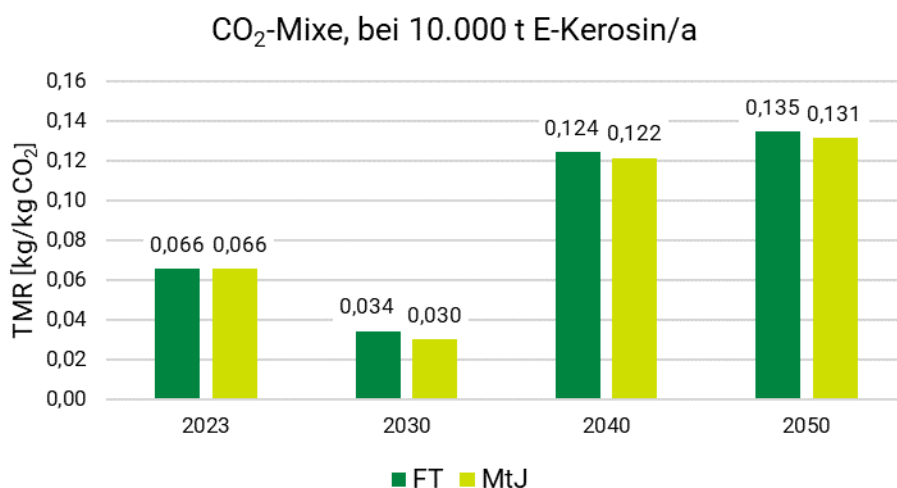


Abbildung 25: TMR-Entwicklung des CO₂-Mixes der betrachteten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a in Abhängigkeit des FT- bzw. MtJ-Pfads.

Für die Jahre 2040 und 2050 steigt der TMR im Vergleich zu 2030 auf das Dreifache an. Dies ist damit begründet, dass ab 2040 der Einsatz von zwei DAC-Abscheidetechnologien (LT- und HT-DAC) mit einem Anteil von 68 % und ab 2050 mit 80 % am CO₂-Mix erwartet wird. Die HT-DAC-Abscheidetechnologie besitzt dabei einen vergleichsweise hohen TMR-Wert, hervorgerufen durch den hohen Wärme- und Energiebedarf und dem Materialbedarf zum Bau des Absorbers. Zeitgleich wird weniger CO₂ aus fossilen und biogenen Quellen bezogen.

Bei der Modellierung zukünftiger CO₂-Abscheidetechnologien wurden Energieeffizienzsteigerungen über die Stützjahre hinweg während des Betriebs berücksichtigt (siehe Tabelle 54). Diese führen zwar prinzipiell zu einer Verringerung des TMR, der Effekt kann jedoch nicht aus

den dargestellten Abbildungen erkannt werden, da die Zunahme des Einsatzes der DAC-Technologien über die Jahre diesen Effekt überlagert.

Was jedoch im Vergleich von Abbildung 25 (Produktionskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a) mit Abbildung 26 und Abbildung 27 (Produktionskapazität von 100.000 t bzw. 500.000 t E-Kerosin) erkennbar ist, ist der Effekt des Skalierungsfaktors. Dieser reduziert die absoluten Werte für alle TMR sowohl für den FT-als auch den MtJ-Pfad. Das heißt in allen betrachteten Stützjahren kann ein leichter Rückgang des TMRs mit zunehmender E-Kerosin-Jahreskapazität beobachtet werden.

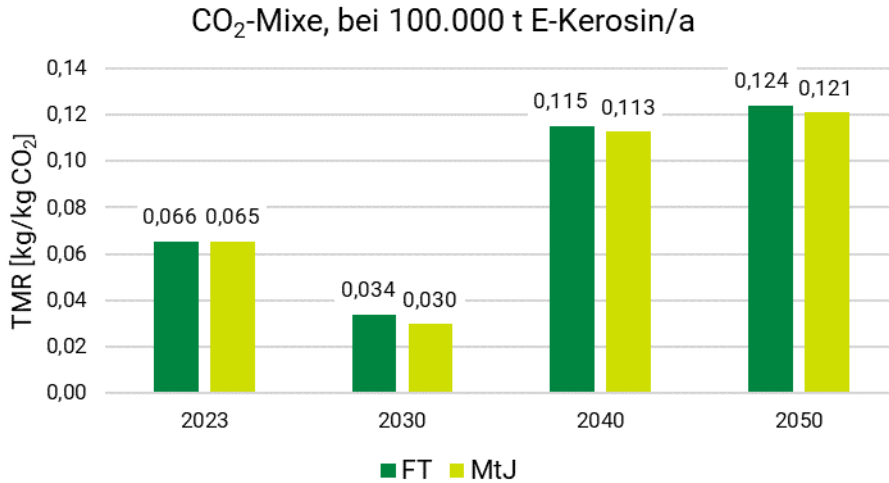


Abbildung 26: TMR-Entwicklung des CO₂-Mixes der betrachteten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 100.000 t E-Kerosin/a in Abhängigkeit des FT- bzw. MtJ-Pfads.

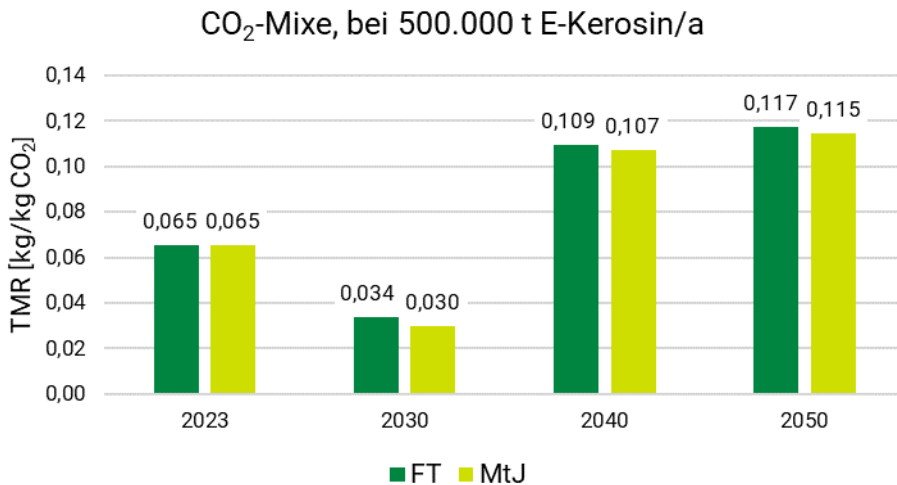


Abbildung 27: TMR-Entwicklung des CO₂-Mixes der betrachteten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 500.000 t E-Kerosin/a in Abhängigkeit des FT- bzw. MtJ-Pfads.

5.2.2.1 Fazit

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass im Jahr 2030 der Ressourcenverbrauch für die Abscheidung von CO₂ am geringsten ist, da hier auf bereits bestehende Infrastruktur der industriellen CO₂-Quellen zurückgegriffen werden kann. In diesem Jahr ist der ressourcenintensive Anteil von CO₂ aus der Luft gering bzw. in den Modellierungen noch nicht eingerechnet und der Anteil von Biogas relativ hoch. Der TMR ist auch unabhängig von der jährlichen Produktionskapazität sehr gering, da der Skalierungseffekt für die Abscheidetechnologien aus fossilen und biogenen Quellen keine Rolle mehr spielt. Jedoch sind in den späteren Jahren, konkret ab 2041, keine industriellen Quellen als CO₂-Quelle nach der EU-Gesetzgebung zugelassen, wenn das E-Kerosin als grünes, mit erneuerbaren Energien, hergestelltes Produkt angerechnet werden soll (Europäische Kommission, Generaldirektion Energie, 2023; Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 2018). Daher muss ab 2041 das komplette CO₂-Potenzial aus biogenen Quellen und dann immer mehr aus der Luft abgeschieden muss. Somit steigt in der Modellierung der TMR pro Tonne E-Kerosin ab 2040 deutlich an, und zwar für alle Produktionskapazitäten und reduziert sich nur relativ gering durch den Skalierungseffekt höherer Jahreskapazitäten.

Der niedrigste TMR-Wert des CO₂-Mixes wird im Jahr 2030 für alle E-Kerosin-Jahreskapazitäten erreicht. Er beträgt 0,034 kg/kg CO₂ für den FT-Pfad und 0,030 kg/kg CO₂ für den MtJ-Pfad. In diesem Jahr trägt jedoch die fossile CO₂-Quelle Zement noch erheblich (40 %) zum CO₂-Mix bei, welche dann ab 2040 nicht mehr in diesem enthalten ist.

5.2.3 Vergleich der Elektrolyseure der Zukunft

Analog zum Kapitel 4.2.3 werden im Folgenden die Ergebnisse der LCA-Modellierungen der Elektrolyseure vorgestellt und die TMRs über den FT- und MtJ-Pfad bei unterschiedlichen jährlichen Produktionskapazitäten von E-Kerosin miteinander verglichen. Dabei wird der in Kapitel 2.1.4 erläuterte Wasserstoffbedarf auch für die Jahre 2030, 2040 und 2050 angenommen, also 10.000 t, 100.000 t und 500.000 t für den FT-Pfad und 19.500 t, 195.000 t sowie 975.000 t H₂/a für den MtJ-Pfad jeweils bei jährlichen Produktionskapazitäten von 10.000 t, 100.000 t und 500.000 t E-Kerosin. Die Ergebnisse der TMR-Werte für die Elektrolyseure der zukünftigen Stützjahre sind in Abbildung 28 bis Abbildung 31 für die Produktionskapazitäten von 10.000 t, 100.000 t und 500.000 t E-Kerosin dargestellt. Die Abbildungen stellen jeweils einzelne Kriterien gesondert heraus.

Vergleich der Elektrolyseure in unterschiedlichen Jahren und Kapazitäten am Beispiel des FT-Pfads

Wie bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a in Abbildung 28 zu sehen, erhöht sich der TMR der PEM- und AEL-Elektrolyseure zunächst von 2023 bis 2030, ehe dieser in den Jahren 2040 und 2050 wieder eine Reduktion erfährt, und zwar unabhängig der Jahreskapazität und des E-Kerosin-Moduls. Obwohl bei beiden Elektrolyseuren eine Effizienzsteigerung der zum Stackbau benötigten kritischen Materialien über die Jahre erreicht wird, kommt es zunächst zu einer leichten Erhöhung des TMR. Grund für diese Erhöhung ist der wachsende Anteil des PV-Parks am Gesamt-TMR (siehe Kapitel 5.1.3.1). Hierbei wird auf Tabelle A-12 sowie Abbildung 21 verwiesen, in welcher ersichtlich ist, dass der PV-Anteil im Strommix mit den Zukunftsjahren ansteigt. Da der PV-Park mit einem höheren TMR-Wert als Offshore- und Onshore-Wind behaftet ist, erhöht sich der TMR des Strommixes von 2023 über die Jahre. Dies führt zur TMR-Erhöhung der PEM- und AEL-Elektrolyseure von 2023 auf 2030. Aufgrund der höheren Energieeffizienz der PEM- und AEL-Elektrolyseure in den Jahren 2040 und 2050,

zeigt sich der wachsende PV-Anteil im Strommix nicht so stark, wodurch es von 2030 bis 2050 wieder zu einer Senkung des TMR kommt.

Anders stellt sich die Entwicklung beim SOEC-Elektrolyseur dar. Hier ist der Anteil der Wärmeherstellung, die für den SOEC-Betrieb benötigt wird, so hoch, dass sich der steigende PV-Anteil im TMR-Wert nicht auf die stetige TMR-Reduktion ab 2023 auswirkt.

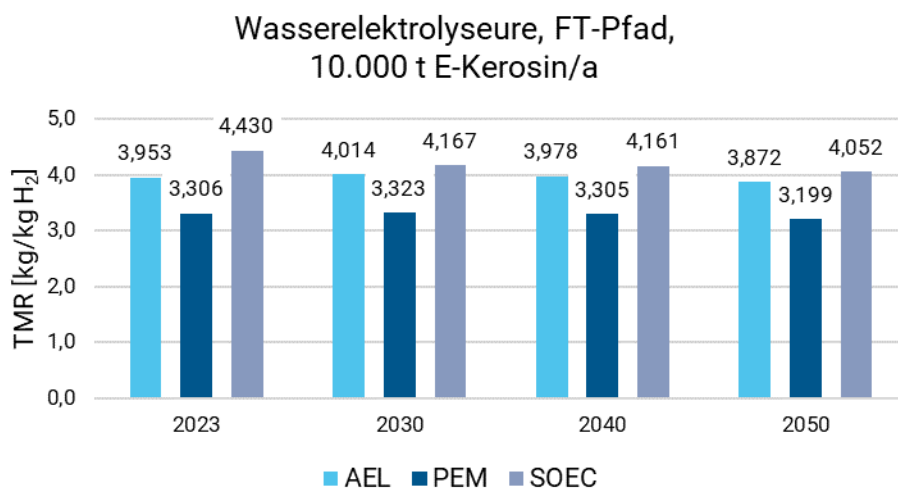


Abbildung 28: TMR-Entwicklung der Elektrolyseure für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a für den FT-Pfad.

Bei weiterer Betrachtung der TMR-Entwicklung in Abbildung 28, sinkt der TMR des PEM-Elektrolyseurs bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a von 2030 auf 2040 ca. 0,02 kg/kg H₂ und im weiteren zeitlichen Verlauf von 2040 auf 2050 sogar um weitere ca. 0,11 kg/kg H₂. Während die betrachteten Materialien, wie in Tabelle 56 gelistet, sich von 2030 auf 2040 ändern, aber von 2040 auf 2050 keine weiteren Mengenreduktionen erfahren und somit nicht zu einer weiteren Senkung des TMR-Wertes beitragen können, ist dies für den Energiebedarf nicht der Fall. Die größere Absenkung des TMR von 2040 auf 2050 ist somit der im Jahr 2050 eintretenden Senkung des Energiebedarfes von 55,5 kWh_{el}/kg H₂ auf 52,3 kWh_{el}/kg H₂ zurückzuführen.

Den AEL-Elektrolyseur betreffend, wie in Tabelle 57 aufgelistet, werden lediglich die für den Stackbau benötigten Materialien Nickel und Tetrafluorethylen künftig in einer geringeren Menge eingesetzt. Da diese in Zukunft keine große Reduktion erfahren, ist die Senkung des TMR-Wertes hierbei hauptsächlich auf die steigende Energieeffizienz zurückzuführen. Ähnlich verhält es sich mit dem SOEC-Elektrolyseur, wo der Grund für den Rückgang des TMR-Wertes über die Zeit auch durch die Energieeffizienz begründet ist.

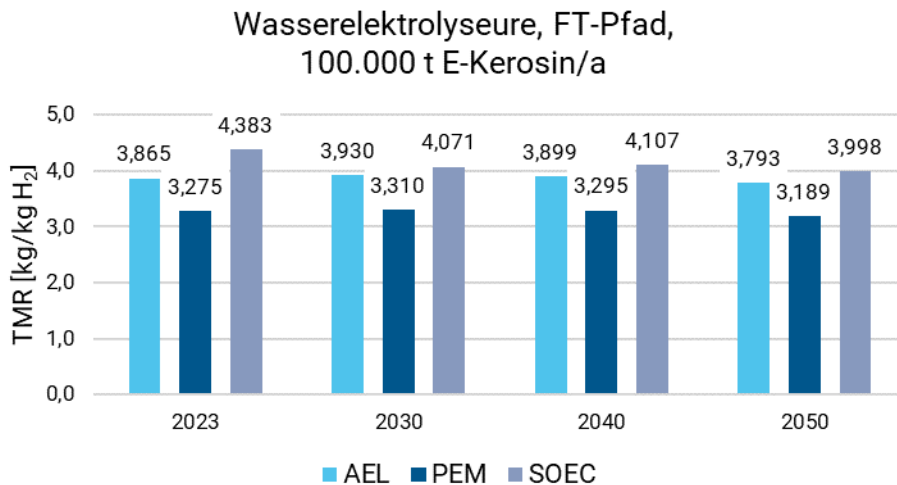


Abbildung 29: TMR-Entwicklung der Elektrolyseure für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 100.000 t E-Kerosin/a für den FT-Pfad.

Die genannten Gründe der zukünftigen TMR-Entwicklung der betrachteten Elektrolyseure bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a gelten analog für die Jahreskapazitäten von 100.000 t und 500.000 t E-Kerosin/a, dargestellt in Abbildung 29 und Abbildung 30. Bei diesen ist, aufgrund der höheren Skalierung der Elektrolyseure, ein leichter Rückgang des TMR mit steigender Jahreskapazität zu beobachten.

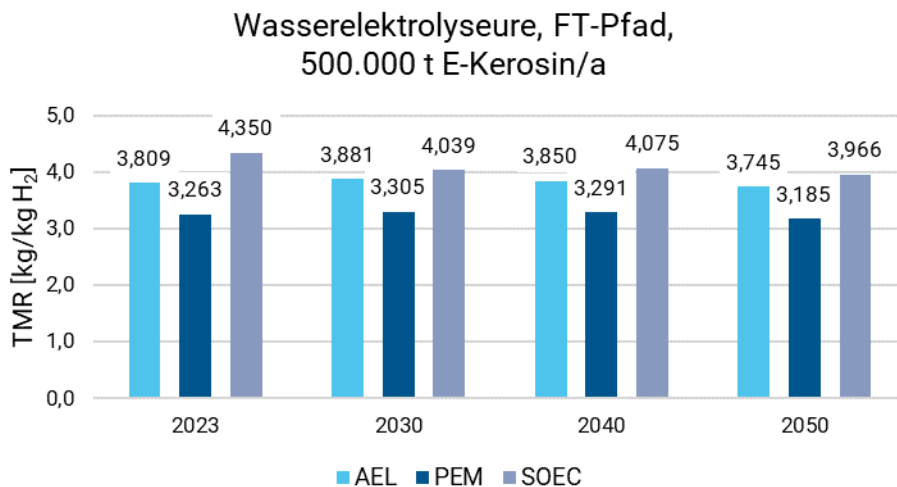


Abbildung 30: TMR-Entwicklung der Elektrolyseure für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 500.000 t E-Kerosin/a für den FT-Pfad.

Analog zum FT-Pfad wurden ebenfalls die zukünftigen TMR-Entwicklungen der drei Elektrolyseure für die betrachteten Jahreskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t E-Kerosin/a in Abhängigkeit der MtJ-Pfade erstellt. Da sich die TMR-Entwicklung im Falle des MtJ-Pfades gleich verhält wie in dem bereits diskutierten FT-Pfad, sind die Abbildungen der MtJ-Pfade im Anhang in Abbildung A-3 bis Abbildung A-5 zu finden.

Vergleich der Elektrolyseure für den FT- und MtJ-Pfad am Beispiel von 10.000 t E-Kerosin/a

Um einen Vergleich zwischen den Elektrolyseuren für den FT- und MtJ-Pfad in den zukünftigen Stützjahren ziehen zu können, sind von Abbildung 31 bis Abbildung 33 die heutigen und zukünftigen TMR-Werte der Elektrolyseure bei einer E-Kerosin-Jahreskapazität von 10.000 t/a dargestellt. Wie bereits in Kapitel 4.2.3 diskutiert wurde, liegt der TMR des Elektrolyseurs für den MtJ-Pfad unter dem des FT-Pfads, da ein höherer Wasserstoffbedarf bei der MtJ-Route vorliegt, somit der Elektrolyseur höher skaliert werden muss und dadurch ein geringerer Gesamtmaterialbedarf pro ein Kilogramm hergestelltem Wasserstoff benötigt wird. Der Unterschied der TMR-Werte zwischen den Elektrolyseuren pro Jahr ist jedoch sehr gering (stets unter 1 %), sodass dies auch auf die Genauigkeit der Methodik und der zugrunde liegenden Annahmen zurückzuführen ist. Auch wenn in dieser Studie keine Fehleranalyse durchgeführt wurde und somit keine Aussage über die Größe der Fehlerbalken getroffen werden kann, gehen die Autor*innen davon aus, dass für eine Kapazität von 10.000 t E-Kerosin/a die TMRs ungefähr gleich sind.

Aus Abbildung 31 bis Abbildung 33 lässt sich ableiten, dass der TMR-Wert für alle drei Elektrolyseverfahren (AEL, PEM und SOEC) über die Zeit von 2023 bis 2040 hinweg sehr konstant ist, sowohl für den FT- als auch für den MtJ-Pfad, und das Minimum im Jahr 2050 erreicht. Dieser Trend lässt sich bei allen drei Elektrolyseuren beobachten. Zudem bleibt der Unterschied zwischen den beiden Pfaden (FT und MtJ) über die Zeit hinweg relativ stabil, was darauf schließen lässt, dass sich die Materialeffizienzen gleichmäßig auf beide Pfade auswirken.

Ein geringer Anstieg des TMRs von 2023 auf 2030 (und zum Teil auch bis 2040) ist für 10.000 t E-Kerosin/a bei der AEL- und PEM-Elektrolyse zu beobachten. Dieser geringe Unterschied lässt sich unter anderem auf den steigenden TMR des EE-Mixes zurückzuführen, wie in Abbildung 21 beschrieben. Dieser EE-Mix leistet beim PEM-Elektrolyseur den höchsten Beitrag zum TMR, gefolgt von den Materialaufwendungen von Titan und Platin. Beim AEL-Elektrolyseur kommen die größten Beiträge zum TMR von Nickel und Stahl, gefolgt vom Offshore-Windpark, der Teil des EE-Parks ist und als einzelner Prozess in die Modellierung einfließt. Folglich spielt der energetische Beitrag des AEL-Elektrolyseurs im Gegensatz zur PEM eine untergeordnete Rolle.

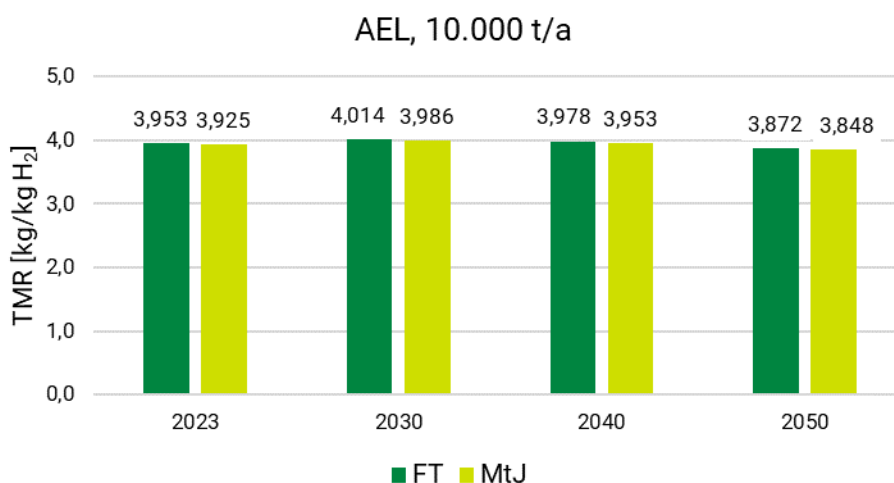


Abbildung 31: TMR-Entwicklung des AEL-Elektrolyseurs für die untersuchten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a in Abhängigkeit des FT- und MtJ-Pfads.

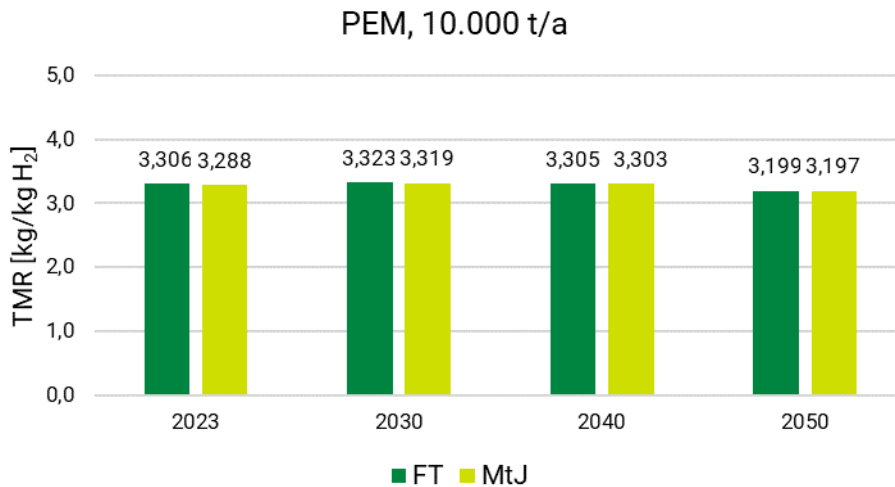


Abbildung 32: TMR-Entwicklung des PEM-Elektrolyseurs für die untersuchten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a in Abhängigkeit des FT- und MtJ-Pfads.

In Abbildung 33 zeigt der SOEC-Elektrolyseur einen deutlich stärkeren Rückgang des TMR-Wertes für beide Pfade (FT und MtJ) zwischen 2023 und 2030 im Vergleich zu den AEL- und PEM-Elektrolyseuren. Ein möglicher Grund für diese stärkere Reduktion könnte die gesteigerte Effizienz der Wärmebereitstellung ab 2030 sein, da bei der SOEC-Technologie die Wärmebereitstellung einen erheblichen Einfluss auf den TMR-Wert hat. Verbesserungen in der Wärmebereitstellung könnten daher maßgeblich zur Verringerung des Materialaufwandes beitragen.

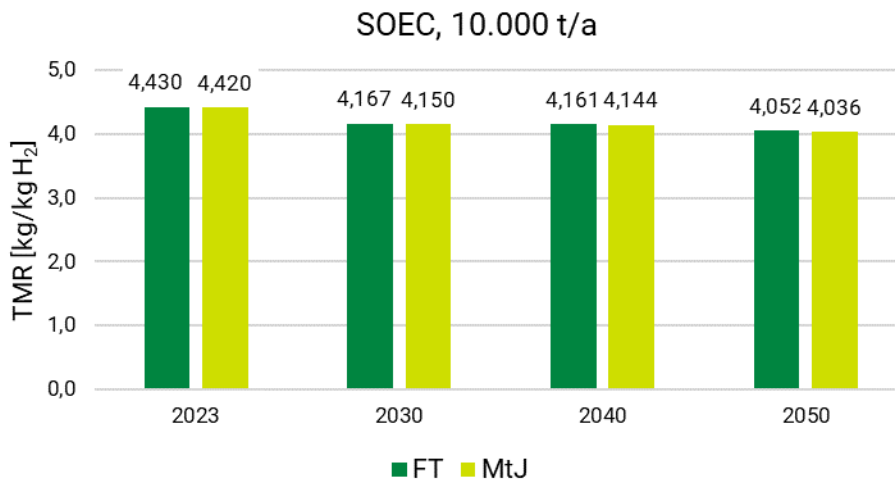


Abbildung 33: TMR-Entwicklung des SOEC-Elektrolyseurs für die untersuchten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a in Abhängigkeit des FT- und MtJ-Pfads.

Abschließend lässt sich feststellen, dass bei allen drei Elektrolyse-Technologien der MtJ-Pfad im Vergleich zum FT-Pfad zu einer konsistent, wenn auch sehr geringfügig besseren Materialeffizienz führt. Dies verdeutlicht, dass der MtJ-Pfad für die Optimierung des Ressourcenverbrauchs für die Wasserstoffherstellung ein vielversprechender Ansatz ist, unabhängig der gewählten Elektrolysetechnologie. In Anbetracht der in diesem Unterkapitel verglichenen Elektrolyseure bleibt jedoch der Trend bestehen, dass der PEM-Elektrolyseur den verhältnismäßig geringsten TMR hat.

Analog zu Abbildung 31 bis Abbildung 33 wurden für die drei Elektrolyseure in Abhängigkeit des FT- und MtJ-Pfades auch Abbildungen für die E-Kerosin-Jahreskapazität von 100.000 t und 500.000 t/a erstellt, welche im Anhang zu finden sind. Diese werden hier nicht näher erläutert, da die Auswertung der Syntheseroute für eine E-Kerosin-Jahreskapazität von 10.000 t/a auch auf die größeren Kapazitäten übertragbar ist.

5.2.3.1 Fazit

Im abschließenden Vergleich lässt sich somit das Fazit ziehen, dass der PEM-Elektrolyseur im direkten Vergleich der drei Elektrolyseure den geringsten TMR aufweist und das Minimum bei einer jährlichen Produktionskapazität von 500.000 t E-Kerosin vorliegt.

Der SOEC-Elektrolyseur erzielt sowohl in allen Stützjahren als auch im Basisjahr und zudem in allen betrachteten Jahreskapazitäten den höchsten TMR-Wert unter den Elektrolyseuren. Hierbei führt der hohe Energiebedarf für die Wärmebereitstellung beim SOEC zum hohen TMR-Wert. Da keine Prozessabwärme in den Modellierungen der SOEC betrachtet wird, erfolgt die Wärmebereitstellung ausschließlich über Wärmepumpen für Niedertemperaturwärme und über einen Heizkessel für Hochtemperaturwärme. Ein effizienterer Betrieb der SOEC und damit einhergehend ein niedrigerer TMR-Wert kann beispielsweise durch die Abwärmenutzung aus gekoppelten Prozessen ermöglicht werden.

Den geringsten TMR mit 3,185 kg/kg H₂ erreicht der PEM-Elektrolyseur bei einer E-Kerosin-Jahreskapazität von 500.000 t im Jahre 2050. Einen klaren Trend der Elektrolyseure für oder gegen den FT- bzw. den MtJ-Pfad gibt es aufgrund der geringen Unterschiede im TMR nicht.

5.3 Reihenfolge der ressourcenschonendsten Technologierouten

Analog zu den Arbeiten für das Basisjahr 2023 werden die verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten der Modulvarianten betrachtet und die ressourcenschonendsten Technologierouten identifiziert. Da anstelle von acht Möglichkeiten zur CO₂-Abscheidung in den Jahren 2030, 2040 und 2050 lediglich nur noch ein CO₂-Mix angenommen wird, verringert sich die Anzahl der Kombinationsmöglichkeiten pro Jahr auf 18 inklusive der drei Jahresproduktionsvariablen (ein CO₂-Mix, zwei E-Kerosin-Herstellungsverfahren, drei Elektrolyseure, drei Kapazitäten, drei Jahre). In Tabelle 61 ist ein Auszug aus dieser Rangfolge der 18 gelistet, die pro untersuchtes Jahr die fünf Kombinationen (aus 18) mit dem niedrigsten TMR darstellt. Die vollständige Tabelle mit allen 18 Kombinationen pro Jahr ist im Anhang in Tabelle A-14 dargestellt.

Tabelle 61: Auswahl von fünf Technologierouten aus 18 möglichen Kombinationen mit dem niedrigsten TMR [kg/kg E-Kerosin] jeweils für die Jahre 2030, 2040 und 2050.

Jahr	Rang	Kapazität [t E-Kerosin/a]	E-Kerosin Herstellung	Elektrolyse	TMR [kg/kg E-Kerosin]
2030	1	500.000	MtJ	PEM	2,705
	2	500.000	MtJ	AEL	2,961
	3	500.000	MtJ	SOEC	3,056
	4	100.000	MtJ	PEM	3,270
	5	100.000	MtJ	AEL	3,546
2040	1	500.000	MtJ	PEM	2,932
	2	500.000	MtJ	AEL	3,181
	3	500.000	MtJ	SOEC	3,288
	4	100.000	MtJ	PEM	3,520
	5	100.000	MtJ	AEL	3,790
2050	1	500.000	MtJ	PEM	2,902
	2	500.000	MtJ	AEL	2,927
	3	500.000	MtJ	SOEC	3,257
	4	100.000	MtJ	PEM	3,493
	5	100.000	MtJ	AEL	3,763

In dieser tabellarischen Kurzübersicht ist klar zu erkennen, dass einerseits stets der Methanol-to-Jet (MtJ)-Pfad und andererseits die Kapazität für eine Herstellung von 500.000 t E-Kerosin pro Jahr dominieren. Wie im Vergleich der E-Kerosin-Herstellungsweisen bereits beschrieben (siehe Kapitel 4.2.1), hat die MtJ-Route im direkten Vergleich mit der Fischer-Tropsch (FT)-Alternative in allen untersuchten Jahren einen geringeren TMR. Hinzu kommt, dass beide E-Kerosin-Herstellungspfade einen ähnlich hohen Wasserstoff- und Kohlenstoffdioxid-Bedarf haben und der TMR-Anteil des Elektrolyseurs und des CO₂-Mixes, welcher zum Gesamt-TMR dazu addiert wird, bei beiden Pfaden dementsprechend ähnlich hoch ist (vergleiche auch Kapitel 4.4, in dem im Detail auf die Wasserstoff- und Kohlenstoffdioxidbedarfe eingegangen wird). Deshalb wird sich bei der Betrachtung der gesamten Technologieroute weiterhin der Trend zum MtJ-Prozess durchsetzen. Und wie auch schon für das Jahr 2023 (siehe Kapitel 4.2.1) sinkt der TMR mit steigender Kapazität, was auf die Hochskalierung der Anlagen zurückzuführen ist, weshalb schlussendlich das Ranking von den Technologierouten mit der höchsten jährlichen Produktionskapazität von 500.000 t E-Kerosin dominiert wird.

Eine weitere Beobachtung in dieser Rangfolge der ressourcenschonendsten Technologien ist die Verteilung der Elektrolyseure. Wie bereits in Kapitel 5.2.3 beschrieben, hat der PEM-Elektrolyseur den niedrigsten Materialbedarf, was sich auch in der Rangfolge der Syntheserouten widerspiegelt.

Was zudem auffällt ist, dass der TMR von 2030 auf 2040 zunächst ansteigt und im Jahr 2050 wieder abfällt. Dies lässt sich mit dem angenommenen CO₂-Mix erklären, der im Jahr 2040 einen größeren Anteil an DAC-Technologien enthält, welche insgesamt einen höheren Materialbedarf haben. Der TMR des CO₂-Mixes bleibt im Jahr 2050 zwar ähnlich hoch, jedoch tragen vor allem die Effizienzsteigerungen des Elektrolyseurs dazu bei, dass der TMR der gesamten Syntheseroute im Jahr 2050 kleiner wird.

Mit diesem methodischen Ansatz ist daher das Resultat klar: Der ressourcenschonendste Weg zur Produktion von E-Kerosin ist, MtJ-Anlagen mit einem PEM-Elektrolyseur und einer jährlichen Produktionskapazität von 500.000 t zu errichten. Im nächsten Kapitel soll untersucht werden, wie hoch der gesamte E-Kerosinbedarf pro Jahr ist und wie viele dieser Anlagen notwendig wären, um diesen Bedarf zu decken.

Die ressourcenschonendste Kombination der Modulvarianten in den untersuchten Jahren 2023, 2030, 2040 und 2050 verläuft über den Methanol-to-Jet Pfad und einem PEM-Elektrolyseur bei einer Jahreskapazität von 500.000 t E-Kerosin.

5.4 E-Kerosinbedarfsszenarien

Nachdem in den bisherigen Kapiteln die benötigten Rohstoffmengen pro Kilogramm E-Kerosin mit dem Indikator TMR betrachtet wurden, sollen im folgenden Kapitel die tatsächlichen Bedarfe von E-Kerosin in den Fokus gerückt werden. Dabei werden Angebot und Nachfrage der benötigten Ressourcen gegenübergestellt, um ein tieferes Verständnis für die Deckung der Bedarfe zu gewinnen. In dieser Studie werden PtL-Treibstoffe und E-Kerosin synonym behandelt, wobei im Überbegriff SAF (nachhaltige Flugtreibstoffe, englisch: Sustainable Aviation Fuels) noch Treibstoffe biogenen Ursprungs enthalten sind. In dieser Studie wird nur E-Kerosin bzw. PtL betrachtet.

In dieser Studie werden zunächst die Kerosinbedarfe und anschließend die E-Kerosinbedarfe jeweils für Deutschland ermittelt. Dies ist im Einklang mit den EE- und CO₂-Mischen, die ebenfalls für Deutschland ausgelegt sind. Durch den in dieser Studie gewählten Ansatz lassen sich aber – analog zu den EE- und CO₂-Mischen – die Zahlen auf andere Länder übertragen und somit länder- bzw. regionsspezifische Studien durchführen. Dies ist möglich, wenn für eine zu untersuchende Region die EE- und CO₂-Mische sowie die E-Kerosinbedarfe in den zu untersuchenden Jahren bekannt sind.

5.4.1 Ermittlung der Kerosinbedarfe in Deutschland

Im ersten Schritt werden die Kerosinbedarfe – also der Bedarf an fossilem und synthetischem Kerosin – für Deutschland in den Jahren 2030, 2040 und 2050 ermittelt. Für die Ermittlung werden wiederum zwei unterschiedliche Methoden angewandt und miteinander verglichen. Beide Methoden basieren darauf, dass in Deutschland im Jahre 2019 ein Kerosinbedarf von 10,1 Mt vorlag.

Methode 1: Nach dem mittleren Szenario der internationalen Zivilluftfahrtorganisation (ICAO, englisch: International Civil Aviation Organization) wird eine Wachstumsannahme des Luftverkehrsmarktes von 1,5 % pro Jahr angenommen (NOW GmbH, 2024). Setzt man den Jahreskerosinbedarf in 2019 von 10 Mt fort, resultiert das in Kerosinbedarfe von 11,78 Mt, 13,67 Mt und 15,87 Mt in den Jahren 2030, 2040 und 2050.

Methode 2: Der zweite Ansatz geht davon aus, dass sich die historischen Kerosinbedarfe in Deutschland aus den Jahren 1990 bis 2019 linear verhalten (AG Energiebilanzen e.V., 2023; Bundesministerium für Digitales und Verkehr, o. J.). Diese Annahme eines linearen Trends passt gut, wie die im Anhang dargestellte Abbildung A-6 verdeutlicht. Wird dieser Trend fortgeführt und die Werte bis 2050 extrapoliert, führt das zu einem Kerosinbedarf von 12,04 Mt, 13,90 Mt und 15,77 Mt Kerosin in den Jahren 2030, 2040 und 2050.

Die Ergebnisse aus beiden Methoden sind in Tabelle 62 detailliert aufgeführt und liefern sehr ähnliche Ergebnisse für den zukünftigen Kerosinbedarf in Deutschland.

Tabelle 62: Kerosinbedarfe in Deutschland in [Mt] im Vergleich der beiden Methoden.

Jahr	Kerosinbedarf DE – Methode 1 [Mt]	Kerosinbedarf DE – Methode 2 [Mt]
2030	11,78	12,04
2040	13,67	13,90
2050	15,87	15,77

Die Abweichungen zwischen beiden Methoden beträgt in den drei betrachteten Jahren jeweils 2,2 % oder weniger, sodass der Fehler nur sehr gering ist. Da sich aber das mittlere Szenario der ICAO auf ein Mittel aller betrachteten Länder, die zweite Methode aber nur auf den Trend der deutschen Kerosinbedarfe bezieht, wird im weiteren Verlauf der Studie mit den Zahlen der Methode 2 weitergerechnet.

5.4.2 Erhebung von zwei Bedarfsszenarien für E-Kerosin

Im zweiten Schritt zur Bestimmung der E-Kerosinbedarfe, also ausschließlich der Bedarfe von synthetischem Kerosin und nicht-biogenen Ursprungs, werden zwei Szenarien angewandt, das ReFuelEU Aviation-Szenario sowie ein Szenario, welches das PtX Lab Lausitz entwickelt hat (im Folgenden PtX Lab Lausitz-Szenario genannt) (PtX Lab Lausitz u. a., 2024). Beide Szenarien geben vor, wie hoch die Beimischquoten von PtL- bzw. E-Kerosin für Europa in verschiedenen Jahren zwischen 2025-2050 sein müssen, um den Flugverkehr bis 2050 nachhaltig bzw. treibhausgasneutral zu betreiben.

- Die Europäische Kommission hat das **ReFuelEU-Szenario** im Rahmen der „Verordnung zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr (Initiative „ReFuelEU Aviation)“ Ende 2023 für alle EU-Mitgliedsstaaten verbindlich beschlossen. (Europäisches Parlament und Rat, 2023) Das Szenario beschreibt die stufenweise Einführung von Beimischquoten für nachhaltigen Flugtreibstoff, SAF (sustainable aviation fuel) zu herkömmlichem fossilen Kerosin für alle von der EU aus startenden Flüge⁶. Nach dem ReFuelEU-Szenario steigt die SAF-Quote in 2030, 2040 und 2050 auf 6 %, 34 % und 70 % an, wobei der E-Kerosin-Anteil, also die Subquote für PtL, am gesamten resultierenden Kerosinmix 1,2 %, 10 % bzw. 35 % respektive betragen muss. (NOW GmbH, 2024)

⁶ Es gibt Flüge, die von der Regelung ausgenommen sind. Details dazu stehen in der Verordnung.

- Das zweite Szenario wird als **PtX Lab Lausitz-Szenario** bezeichnet. Das PtX Lab Lausitz hat im September 2024 einen Vorschlag zur Modifikation des ReFuelEU-Szenarios erarbeitet, da nach der Analyse des PtX Lab Lausitz die bisherigen Beimischquoten für eine klimaneutrale Luftfahrt nicht ausreichen (PtX Lab Lausitz u. a., 2024). Entsprechend sind die Beimischquoten für SAF und die Subquoten für PtL-Kerosin höher. Nach dem PtX Lab Lausitz-Szenario steigt die SAF-Quote in 2030, 2040 und 2050 auf 7,5 %, 50 % und 100 % an, wobei die Subquote für E-Kerosin 1,2 %, 15 % und 65 % respektive beträgt.

Für beide Szenarien sind die Beimischquoten für SAF und E-Kerosin in Tabelle 63 und Tabelle 64 dargestellt. Während die SAF- und E-Kerosinquoten in beiden Szenarien in 2030 noch identisch sind, divergieren diese in 2040 und 2050, was zu unterschiedlichen Volumina für E-Kerosin ab 2040 führt: Im RefuelEU-Szenario werden 1,390 Mt, im PtX Lab Lausitz-Szenario schon 2,085 Mt für 2040 benötigt und jeweils 5,530 Mt (RefuelEU-Szenario) und 10,270 Mt (PtX Lab Lausitz-Szenario) E-Kerosin im Jahr 2050.

Tabelle 63: Beimischquoten für SAF und E-Kerosin (in Prozent) sowie die absoluten Mengen von E-Kerosin in Europa und Deutschland in [Mt] im ReFuelEU-Szenario.

Jahr	SAF [%]	E-Kerosin [%]	E-Kerosin [Mt]	E-Kerosin in DE [Mt]
2030	6	1,20	0,480	0,144
2040	34	10	4,400	1,390
2050	70	35	17,850	5,530

Tabelle 64: Beimischquoten für SAF und E-Kerosin (in Prozent) sowie die absoluten Mengen von E-Kerosin in Europa und Deutschland in [Mt] im PtX Lab Lausitz-Szenario.

Jahr	SAF [%]	E-Kerosin [%]	E-Kerosin [Mt]	E-Kerosin in DE [Mt]
2030	7,50	1,20	0,480	0,144
2040	50	15	6,600	2,085
2050	100	65	33,150	10,270

Eine im Jahr 2050 komplett auf SAF und mit daraus 65 % E-Kerosin umgestellte Luftfahrt bedeutet zwar einerseits, dass ein treibhausgasneutraler Flugverkehr erreicht wird, dafür aber sehr hohe Mengen an E-Kerosin bereitgestellt werden müssen. Wie sich das auf den Ressourcenbedarf auswirkt, soll in den folgenden Kapiteln erörtert werden.

5.5 Modellierung drei ausgewählter Syntheserouten

5.5.1 Auswahl der Syntheserouten

Der bisher in dieser Studie vorgestellte, innovative Ansatz der modularen LCAs („Mini-LCAs“) ermöglicht es, unkompliziert und schnell unterschiedliche Modulvarianten miteinander zu

kombinieren. Dadurch ist es möglich, für eine Vielzahl von Technologierouten diejenigen Teilschritte zu identifizieren, die einen hohen Ressourcenbedarf aufweisen und den Einfluss alternativer Technologien auf die Ressourceneffizienz dieses Teilschritts zu untersuchen.

Der in Kapitel 2.2 beschriebene Ansatz mit den Mini-LCAs wurde für das Jahr 2023 (siehe Kapitel 4.1) sowie die Zukunftsjahre 2030, 2040 und 2050 (siehe Kapitel 5.2) angewendet und die resultierenden TMR in einem interaktiven Excel-Dashboard zusammengefasst, so dass sämtliche Kombinationsmöglichkeiten auswählbar sind. Der resultierende Gesamt-TMR ist in Kilogramm bewegter Erde pro Kilogramm E-Kerosin angegeben und ist ein rohstoff-unspezifischer Proxy-Indikator für Umweltschäden, welche durch die Nutzung primärer Ressourcen entstehen (siehe Kapitel 2.3.1). Der modulare Ansatz beschränkt sich jedoch auf die Berechnung des TMRs. Um darüber hinaus Aussagen zu den Mengen verwendeter Metalle und nicht-metallischer Mineralien zu treffen, bedarf es der Modellierung vollständiger Syntheserouten. Somit kann ausgelesen werden, wie groß der Bedarf eines einzelnen Metalls für die Synthese von einem Kilogramm (Tonne) E-Kerosin ist (vergleiche auch Kapitel 6).

Aufgrund der zeitlichen Beschränkung wurden in dieser Studie nicht alle möglichen Modulvariationen untersucht, sondern stellvertretend folgende drei Syntheserouten ausgesucht:

- MtJ-Route mit einem PEM-Elektrolyseur, abgekürzt als PEM-MtJ
- FT-Route mit einem PEM-Elektrolyseur, abgekürzt als PEM-FT
- FT-Route mit einem AEL-Elektrolyseur, abgekürzt als AEL-FT

Bei jeder der drei Syntheserouten wird der jahresspezifische EE- und CO₂-Mix in den Betrachtungsjahren sowie für alle drei Produktionskapazitäten betrachtet.

Wird in der Studie im Folgenden von Syntheserouten oder Routen gesprochen, ist stets eine der drei oben genannten vollständigen Syntheserouten gemeint. Bei Pfaden hingegen ist die Rede von entweder dem FT- oder dem MtJ-Pfad, für den ein Elektrolyseur oder eine CO₂-Technologie in der Modellierung ausgelegt wurde, wobei der Pfad in runden Klammern angegeben wird. So beschreibt beispielsweise „AEL (FT)“ den AEL-Elektrolyseur, der für den FT-Pfad ausgelegt ist, während „AEL-FT“ die Syntheseroute mit Fischer-Tropsch und dem AEL-Elektrolyseur bezeichnet.

Die erste und zweite Syntheseroute ermöglicht den direkten Vergleich zwischen den beiden in dieser Studie betrachteten E-Kerosinherstellungsverfahren. Betrachtet man die zweite und dritte Syntheseroute wird am Beispiel des etablierten FT-Prozesses der Unterschied zwischen den Wasserelektrolysetechnologien PEM und AEL deutlich. Die beiden Elektrolysetechnologien haben nach den bisherigen Ergebnissen den geringsten Ressourcenbedarf und bringen nach Interviews mit Expert*innen die meisten Vorteile mit sich. Der SOEC-Elektrolyseur wurde an dieser Stelle nicht in die engere Auswahl genommen, weil diese nach den bisherigen Ergebnissen den höchsten Ressourcenaufwand hat (vergleiche Kapitel 4.2.3 und 5.2.3).

In diesem Kapitel wird zunächst eine LCA-Modellierung der gesamten Syntheseroute mit dem Stoffstromindikator Total Material Requirement (TMR) für das Basisjahr 2023 und die Zukunftsjahre 2030, 2040 und 2050 durchgeführt. Anschließend werden die Ergebnisse mit den im Kapitel 5.4 beschriebenen, prognostizierten E-Kerosinbedarfen in Deutschland in den Jahren 2030, 2040 und 2050 in Einklang gebracht. Der TMR, der die Einheit kg/kg E-Kerosin hat, wird mit den Kerosinbedarfen (welche als Masse, also in Kilogramm oder Tonnen angegeben sind) multipliziert, um den notwendigen Materialfluss zu beschreiben, der zur Bedarfsdeckung notwendig wäre (vergleiche auch Kapitel 2.3.1, welches den LCA-Indikator TMR beschreibt).

5.5.2 Ergebnisse der Modellierung der drei Syntheserouten

Die Ergebnisse der LCA-Modellierung der vollständigen Syntheserouten werden im Folgenden präsentiert. Sie werden zunächst mit den Resultaten des Dashboards aus den Mini-LCAs verglichen und zeigen nahezu identische TMR-Werte. Zur Erinnerung: Beim bisherigen methodischen Ansatz der Mini-LCAs werden die Teilschritte alleinstehend modelliert, ohne Vor- oder Nachprozesse zu berücksichtigen. Die Ergebnisse sind in einem Dashboard dargestellt, in dem die jeweiligen Modulvarianten individuell ausgewählt werden können und so der TMR der gesamten Prozesskette kombiniert wird.

Aufgrund der Datenkonsistenz des bisherigen Vorgehens der Mini-LCAs und der Modellierung der vollständigen Syntheseroute wird somit gezeigt, dass auch die bisherige Methodik korrekt gewesen ist. Geringfügige Abweichungen der TMRs liegen im unteren Promillebereich und sind somit vernachlässigbar. Die Ergebnisse unterstreichen damit die Eignung des innovativen, modularen Ansatzes der Mini-LCAs, der es ermöglicht, verschiedene Syntheserouten schnell und interaktiv miteinander zu vergleichen. In Abbildung 34 bis Abbildung 36 sind die TMRs der drei untersuchten Syntheserouten dargestellt, unterteilt nach Produktionskapazitäten von 10.000 t, 100.000 t und 500.000 t E-Kerosin/a. Die Abbildungen bestätigen die bereits bekannten und beschriebenen Trends.

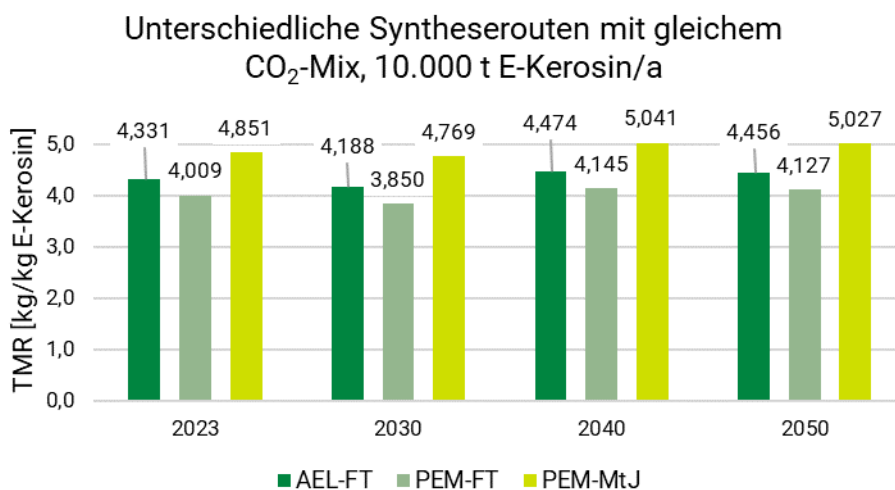


Abbildung 34: Vergleich der TMR-Werte [kg/kg E-Kerosin] der drei modellierten Syntheserouten mit jahresspezifischem CO₂-Mix für 10.000 t E-Kerosin/a für die untersuchten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.

Während die PEM-MtJ-Syntheseroute bei einer Kapazität von 10.000 t E-Kerosin/a in allen betrachteten Jahren noch den höchsten Materialbedarf aufweist, dreht sich dieser Trend bei größeren Produktionskapazitäten um. Das heißt, bei jährlichen Produktionskapazitäten ab 100.000 t E-Kerosin werden geringere Bedarfe an Ressourcen als bei den beiden hier ausgewählten alternativen Syntheserouten über den FT-Prozess benötigt. Dass die MtJ-Route mit steigenden Produktionskapazitäten eine signifikantere Abnahme erfährt, hängt damit zusammen, dass der Bau von Anlagen stärker vom Skalierungsfaktor profitiert und die MtJ-Anlage im Gegensatz zum FT-Prozess nicht durch eine, sondern durch zwei skalierende Verfahrensschritte modelliert werden: Die Methanol- und die Methanol-to-Jet-Synthese (siehe Kapitel 4.1.1).

Besonders hervorzuheben ist die PEM-MtJ-Route, die im Jahr 2030 bei 500.000 t E-Kerosin/a den geringsten TMR aller durchgeführten Modellierungen aufweist (2,705 kg/kg E-Kerosin).

Dies ist primär darauf zurückzuführen, dass in diesem Jahr, vergleichsweise wenig CO₂ mittels DAC-Technologien abgeschieden wird, welche generell einen verhältnismäßig hohen TMR verursachen.

Auch der Vergleich der Elektrolyseure führt zum Ergebnis, dass die PEM-Elektrolyse von den untersuchten Elektrolyseuren die ressourcenschonendste Technologie ist und im direkten Vergleich bei allen Produktionskapazitäten und Jahren stets einen niedrigeren TMR als die AEL-FT-Syntheserouten hat.

Eine vollständige tabellarische Übersicht der verschiedenen Syntheserouten in den unterschiedlichen Jahren und bei unterschiedlichen Produktionskapazitäten ist im Anhang in Tabelle A-15 dargestellt.

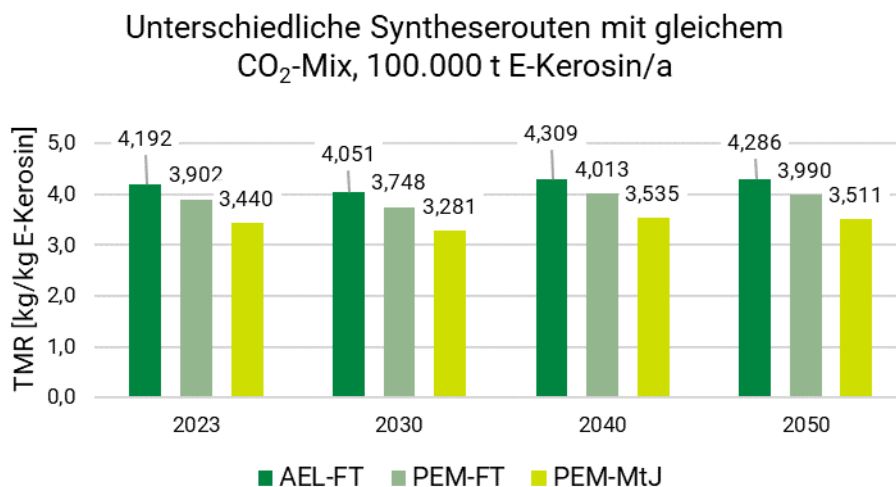


Abbildung 35: Vergleich der TMR-Werte [kg/kg E-Kerosin] der drei modellierten Syntheserouten mit jahresspezifischem CO₂-Mix für 100.000 t E-Kerosin/a für die untersuchten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.

Unterschiedliche Syntheserouten mit gleichem CO₂-Mix, 500.000 t E-Kerosin/a

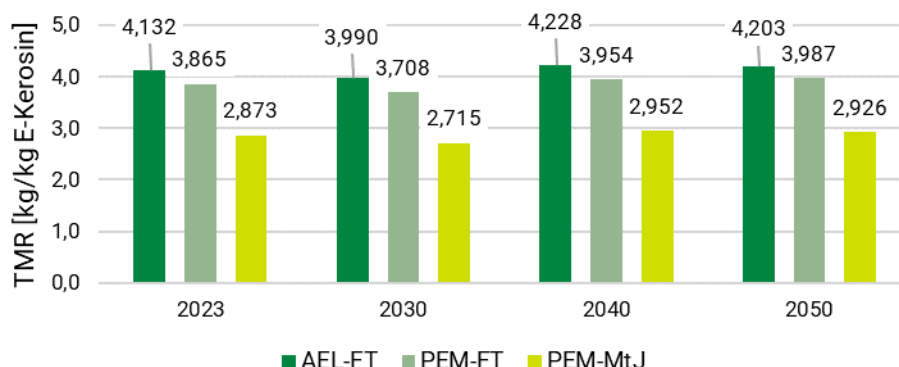


Abbildung 36: Vergleich der TMR-Werte [kg/kg E-Kerosin] der drei modellierten Syntheserouten mit jahresspezifischem CO₂-Mix für 500.000 t E-Kerosin/a für die untersuchten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050.

Die ressourcenschonendste Syntheseroute in den untersuchten Jahren 2023, 2030, 2040 und 2050 verläuft über den Methanol-to-Jet Pfad und einen PEM-Elektrolyseur bei einer Jahreskapazität von 500.000 t E-Kerosin im Jahr 2030.

Hier beträgt der TMR: 2,715 kg/kg E-Kerosin

Um die Rohstoffversorgung langfristig sicherzustellen, ist es notwendig, auch die Verfügbarkeit und Kritikalität der einzelnen Rohstoffe genauer zu analysieren. Im Kapitel 6 soll der Fokus auf einzelne zentrale Rohstoffe gelegt werden, die für diese drei Syntheserouten zentral sind. Einige der Rohstoffe werden genauer betrachtet und ihr Einsatz in konkurrierenden Industrien untersucht. Dabei liegt das Augenmerk auch auf alternativen Anwendungen in anderen Technologien, die ebenfalls für eine klimaneutrale Industrie im Aufschwung sind. Durch die gemeinsame Betrachtung aus absoluten Mengenbedarfen anhand des Rohstoffindikators TMR und der qualitativen Beschreibung wichtiger Rohstoffe wird es dann möglich sein, mögliche Engpässe frühzeitig zu erkennen und strategische Maßnahmen zur Sicherung der Rohstoffverfügbarkeit zu identifizieren.

Bevor einzelne zentrale Rohstoffe für die E-Kerosinsynthese genauer untersucht werden, geht es noch um die Frage, welche Produktionsinfrastruktur für die Deckung der Bedarfe am besten geeignet ist.

5.6 Deckung des E-Kerosinbedarfs mit den unterschiedlichen Kapazitäten

Abschließend wird ermittelt, wie der zukünftige E-Kerosinbedarf durch Anlagen unterschiedlicher Produktionskapazitäten und Syntheserouten gedeckt werden kann. Hierfür werden die drei in dieser Studie näher untersuchten Syntheserouten mit einer jährlichen Produktionskapazität von 10.000, 100.000 und 500.000 t E-Kerosin angenommen.

Um den zukünftigen Bedarf zu decken, sind verschiedene Optionen für den Zubau neuer Produktionsanlagen denkbar. Die ressourcenschonendste, aber möglicherweise unrealistischste

Option wäre der Bau einer möglichst großen Anzahl von World-Scale-Anlagen mit einer Produktionskapazität von 500.000 t E-Kerosin/a, ergänzt durch kleinere Anlagen (Option 1, im Folgenden als „high scale“ bezeichnet). Diese 500.000-Tonnen-Anlage hat in bisherigen Modellierungen stets den niedrigsten TMR pro kg E-Kerosin aufzuweisen. In der Realität wird es allerdings schwierig sein, solche World-Scale-Anlagen in großem Maßstab zu errichten. Hier ist vor allem in deutschen Regionen damit zu rechnen, dass lange Genehmigungsverfahren, Platzverfügbarkeiten und lange Bauzeiten diese high scale-Option tatsächlich ermöglichen können.

Eine realistischere Option sieht daher den Zubau von ein bis drei World-Scale-Anlagen pro Dekade vor, ergänzt durch eine höhere Anzahl mittelgroßer Anlagen mit einer jährlichen Produktionskapazität von 100.000 t E-Kerosin (Option 2, im Folgenden als „industrial“ bezeichnet). Der verbleibende Bedarf wird dabei durch kleinere Anlagen mit 10.000 t E-Kerosin/a Kapazität gedeckt.

Die verschiedenen Optionen der Zubauraten der beiden in dieser Studie betrachteten Szenarien sind in Tabelle 65 sowie Tabelle 66 für das ReFuelEU-Szenario und in Tabelle 67 sowie Tabelle 68 für das PtX Lab Lausitz-Szenario dargestellt. Dabei geben die Zahlen in den jeweiligen Zeilen des Jahres an, wie viele Anlagen mit einer bestimmten Produktionskapazität mit X t E-Kerosin/a benötigt werden, um den Jahresbedarf in Deutschland zu diesem Zeitpunkt decken zu können. Das Vorgehen zur Berechnung der benötigten Anlagen wird im Folgenden an einem konkreten Zahlenbeispiel für das Betrachtungsjahr 2040 dem RefuelEU-Szenario und der Option high scale erläutert (siehe Rechenbeispiel 1). Die Zeile, die als Rechenbeispiel dient, ist in Tabelle 65 mit einer entsprechenden Fußnote ⁽¹⁾ hinterlegt:

Rechenbeispiel 1:

Im Jahr 2040 beträgt der E-Kerosinbedarf in Deutschland 1,39 Mt im ReFuelEU-Szenario (siehe Tabelle 63).

Es wird angenommen, dass bereits Anlagen aus dem Jahr 2030 und davor vorhanden sind, die 0,144 Mt E-Kerosin produzieren. Die 0,144 Mt E-Kerosin entsprechen dem Jahresbedarf im Jahr 2030.

Die Differenz des Kerosinbedarfs aus 2040 und 2030 wird dann noch benötigt, um den Kerosinbedarf zu decken. Hierfür wird eine entsprechende Zubaurate an Produktionsanlagen benötigt, konkret:
 $1,390 \text{ Mt} - 0,144 \text{ Mt} = 1,246 \text{ Mt}$.

In diesem Rechenbeispiel wird die high scale-Option der Zubauraten betrachtet, also möglichst viele Anlagen mit dem größten Produktionsvolumen.

Für 1,246 Mt E-Kerosin müssten zwei Anlagen mit 500.000 t gebaut werden, die jährlich 1.000.000 t E-Kerosin produzieren.

Der Restbedarf beträgt dann noch 246 kt:
 $1,246 \text{ Mt} - 1,000 \text{ Mt} = 0,246 \text{ Mt} = 246 \text{ kt}$

Zwei weitere Anlagen mit einer Jahresproduktion 100.000 t und fünf Anlagen mit jeweils 10.000 t E-Kerosin komplettieren diesen Bedarf, bzw. übererfüllen diesen, da diese Anlagen insgesamt 250 kt E-Kerosin produzieren:
 $2 \times 100.000 \text{ t} + 5 \times 10.000 \text{ t} = 250.000 \text{ t}$.

Tabelle 65: Mögliche Verteilung der neu zu bauenden Anlagen nach Produktionskapazitäten (Zubaurate) zur Deckung der zu erwartenden E-Kerosinbedarfe für den deutschen Flugverkehr bis 2050 gemäß den Quoten des ReFuelEU-Szenarios der EU und der high scale-Option für den Anlagenzubau.
Die mit ¹ versehenen Zeilen dienen im Fließtext als Rechenbeispiel 1.

Jahr	E-Kerosinbedarf DE [kt]	Zubau [kt/a]	Anzahl der 500 kt-Anlagen	Anzahl der 100 kt-Anlagen	Anzahl der 10 kt-Anlagen
2030 ¹	144	144	0	1	5
2040 ¹	1.390	1.246	2	2	5
2050	5.518	4.128	8	1	3

Tabelle 66: Mögliche Verteilung der neu zu bauenden Anlagen nach Produktionskapazitäten (Zubaurate) zur Deckung der zu erwartenden E-Kerosinbedarfe für den deutschen Flugverkehr bis 2050 gemäß den Quoten des ReFuelEU-Szenarios der EU und der industrial-Option für den Anlagenzubau.

Jahr	E-Kerosinbedarf DE [kt]	Zubau [kt/a]	Anzahl der 500 kt-Anlagen	Anzahl der 100 kt-Anlagen	Anzahl der 10 kt-Anlagen
2030	144	144	0	1	5
2040	1.390	1.246	1	5	25
2050	5.518	4.128	2	20	113

Tabelle 67: Mögliche Verteilung der neu zu bauenden Anlagen nach Produktionskapazitäten (Zubaurate) zur Deckung der zu erwartenden E-Kerosinbedarfe für den deutschen Flugverkehr bis 2050 gemäß den Quoten des PtX Lab Lausitz-Szenarios und der high scale-Option für den Zubau.

Jahr	E-Kerosinbedarf DE [kt]	Zubau [kt/a]	Anzahl der 500 kt-Anlagen	Anzahl der 100 kt-Anlagen	Anzahl der 10 kt-Anlagen
2030	144	144	0	1	5
2040	2.085	1.941	3	4	5
2050	10.270	8.329	16	3	3

Tabelle 68: Mögliche Verteilung der neu zu bauenden Anlagen nach Produktionskapazitäten (Zubaurate) zur Deckung der zu erwartenden E-Kerosinbedarfe für den deutschen Flugverkehr bis 2050 gemäß den Quoten des PtX Lab Lausitz-Szenarios und der industrial-Option für den Zubau.

Jahr	E-Kerosinbedarf DE [kt]	Zubau [kt/a]	Anzahl der 500 kt-Anlagen	Anzahl der 100 kt-Anlagen	Anzahl der 10 kt-Anlagen
2030	144	144	0	1	5
2040	2.085	1.941	1	9	55
2050	10.270	8.329	6	40	133

Die Ergebnisse veranschaulichen die Verteilung der neu zu bauenden Anlagen und zeigen, dass ein enorm schnelles Wachstum der Produktionskapazitäten erforderlich ist, unabhängig davon, ob der Schwerpunkt auf Anlagen mit einer Kapazität von 100.000 t E-Kerosin/a oder 500.000 t E-Kerosin/a liegt. Um den Bedarf des deutschen Flugverkehrs bis 2050 entsprechend den Vorgaben des ReFuelEU-Szenarios oder des PtX Lab Lausitz-Szenarios zu decken, wird in allen Fällen ein massiver Zubau notwendig sein.

Werden diese Zubauraten auf die Ergebnisse zum Materialbedarf (TMR) der Syntheserouten angewandt, ergibt sich der gesamte Materialbedarf, der zur Deckung des E-Kerosinbedarfs in Deutschland bis zum Jahr 2050 notwendig ist. Hierfür wird die Anzahl der Anlagen mit den TMRs der jeweiligen Syntheseroute multipliziert. Die verwendeten Zahlen sind in Abbildung 34, Abbildung 35 und Abbildung 36 dargestellt.

Das folgende Rechenbeispiel 2 soll verdeutlichen, wie die Zahlen in Tabelle 69 und Tabelle 70 zustande kommen. Als Beispiel dient die Syntheseroute AEL-FT, für die der Gesamt-TMR im Jahr 2030 im ReFuelEU-Szenario und der high scale-Option errechnet wird. Die in Tabelle 69 für das Rechenbeispiel verwendete Zeile ist mit (2) markiert.

Rechenbeispiel 2

Für die Syntheseroute AEL-FT beträgt der TMR 4,188, 4,051 und 3,990 kg/kg E-Kerosin für die Produktionskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t E-Kerosin/a im Jahr 2030, wie aus Abbildung 34, Abbildung 35 und Abbildung 36 ablesbar ist. Ein TMR von 4,188 kg/kg E-Kerosin kann auch mit einer Einheit von 4,188 t/t E-Kerosin angegeben werden.

Im ReFuelEU-Szenario und der high scale-Option sind keine Anlagen mit einer Produktionskapazität von 500.000 t E-Kerosin/a, eine Anlage mit Produktionskapazität von 100.000 t E-Kerosin/a und fünf Anlagen mit einer Produktionskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a notwendig, wie aus Tabelle 65 entnommen werden kann.

Der TMR wird entsprechend mit der Anzahl der Anlagen multipliziert und zudem mit der Kapazität selbst, da die Einheit des TMR in Kilogramm bewegter Erde pro Kilogramm E-Kerosin, bzw. Tonne bewegter Erde pro Tonne E-Kerosin angegeben ist. Die Berechnung ist in Gleichung 10 aufgelistet:

$$TMR \cdot \text{Anzahl der Anlagen} \cdot \text{Jährliche Produktionskapazität} \quad \text{Gleichung 10}$$

Für insgesamt 0 Anlagen mit einer Produktionsanlage von 500.000 t E-Kerosin pro Jahr werden somit insgesamt 0 kg Erde bewegt:

$$3,990 \text{ t/t E-Kerosin} \cdot 0 \cdot 500.000 \text{ t E-Kerosin} = 0 \text{ t}$$

Analog sind es für eine Produktionsanlage von 100.000 t E-Kerosin dann 405.100 t bewegter Erde, die bewegt werden müsste:

$$4,0511 \text{ t/t E-Kerosin} \cdot 1 \cdot 100.000 \text{ t} = 405.100 \text{ t}$$

Hier sei darauf hingewiesen, dass der TMR von 4,0511 kg/kg E-Kerosin nicht mit dieser Zahlengenauigkeit in Abbildung 35 dargestellt ist.

Für die jährliche Produktionskapazität von 10.000 t E-Kerosin, von denen fünf Anlagen benötigt werden, müssten 209.410 t Erde bewegt werden:

$$4,1882 \text{ t/t E-Kerosin} \cdot 5 \cdot 10.000 \text{ t} = 209.410 \text{ t.}$$

Auch hier enthält der TMR von 4,1882 t/t E-Kerosin mehr Nachkommastellen, als in Abbildung 34 ablesbar ist.

Addiert man die drei Summanden führt das zu einem Gesamt-TMR von 614.520 Tonnen bewegter Erde.

$$0 \text{ t} + 405.100 \text{ t} + 209.410 \text{ t} = 614.520 \text{ t}$$

Die Ergebnisse sind für das ReFuelEU-Szenario und die high scale-Option in Tabelle 69 in der obersten Ergebniszeile dargestellt. Analog zur obigen Berechnung sind die Ergebnisse für das PtX Lab Lausitz-Szenarios und der industrial-Option entsprechend in Tabelle 70 dargestellt. Die entsprechenden Ergebnisse für das ReFuelEU-Szenario und die industrial-Option bzw. das PtX Lab Lausitz-Szenario und der high scale-Option sind im Anhang in Tabelle A-16 und Tabelle A-17 aufgelistet.

Tabelle 69: Gesamter Materialbedarf (TMR) in Tonnen zur Deckung des E-Kerosinbedarfs in Deutschland nach dem ReFuelEU-Szenario und der high scale-Option zum möglichen Zubau von Produktionsanlagen. Die mit ² versehenen Zeilen dienen im Fließtext als Rechenbeispiel 2.

Jahr	Syntheseroute	TMR [t] für 500 kt-Anlagen	TMR [t] für 100 kt-Anlagen	TMR [t] für 10 kt-Anlagen	Gesamt-TMR [t]
2030	AEL-FT ²	0	405.110	209.410	614.520
	PEM-FT	0	374.780	192.485	567.265
	PEM-MtJ	0	328.060	238.449	566.509
2040	AEL-FT	4.228.300	861.742	223.690	5.313.732
	PEM-FT	3.954.400	802.646	207.235	4.964.281
	PEM-MtJ	2.952.495	706.923	252.032	3.911.450
2050	AEL-FT	16.810.000	428.614	133.680	17.372.294
	PEM-FT	15.947.200	399.029	123.798	16.470.027
	PEM-MtJ	11.704.140	351.124	150.822	12.206.086

Tabelle 70: Gesamter Materialbedarf (TMR) in Tonnen zur Deckung des E-Kerosinbedarfs in Deutschland nach dem PtX Lab Lausitz-Szenario und industrial-Option zum möglichen Zubau von Produktionsanlagen.

Jahr	Syntheseroute	TMR [t] für 500 kt-Anlagen	TMR [t] für 100 kt-Anlagen	TMR [t] für 10 kt-Anlagen	Gesamt-TMR [t]
2030	AEL-FT	0	405.110	209.410	614.520
	PEM-FT	0	374.780	192.485	567.265
	PEM-MtJ	0	328.060	238.449	566.509
2040	AEL-FT	2.114.150	3.877.839	2.460.590	8.452.579
	PEM-FT	1.977.200	3.611.907	2.279.585	7.868.692
	PEM-MtJ	1.476.248	3.181.154	2.772.347	7.429.748
2050	AEL-FT	12.607.500	17.144.560	5.926.480	35.678.540
	PEM-FT	11.960.400	15.961.148	5.488.378	33.409.926
	PEM-MtJ	8.778.105	14.044.968	6.686.442	29.509.515

Der Gesamt-TMR aus diesen beiden Tabellen gibt für die Jahre und die verschiedenen Syntheserouten die notwendige Menge an bewegter Erde an, um den E-Kerosinbedarf in Deutschland zu decken. Die Zahlen, die sich in den Größenordnungen von Kilo- bis Megatonnen erstrecken, verdeutlichen den immens hohen Ressourcenbedarf, ohne dabei auf Importe von E-Kerosin oder Importe von Vorprodukten wie grünen Strom, grünem CO₂ oder grünem Wasserstoff angewiesen zu sein. Würden Importe betrachtet werden, wäre der Ressourcenbedarf für die Produktion in Deutschland zwar geringer, würde aber dann an anderen Standorten anfallen.

Zur Einordnung der Rohstoffbedarfe werden die Ergebnisse beispielhaft am ReFuelEU-Szenario und der high scale-Option erläutert, welches in Tabelle 69 dargestellt ist. Je nach untersuchter Syntheseroute werden im betrachteten Szenario und der Zubau-Option in 2030 mindestens 566.509 t (PEM-MtJ) bis 614.520 t Rohstoffe (AEL-FT) inklusive Abraum bewegt werden, um den nationalen E-Kerosinbedarf zu decken. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass nur eine geringe Beimischquote für Kerosin hinterlegt ist und für einen vollständigen treibhausgasneutralen Flugverkehr die Mengen noch höher liegen müssen. Im Jahr 2040 kommen dann zusätzliche Anlagen hinzu, um den steigenden Kerosinbedarf und die höhere E-Kerosin-Beimischquote decken zu können. Die erforderlichen Mengen liegen – weiterhin für das näher betrachtete ReFuelEU-Szenario und die high scale-Option – zwischen 3,911 Mt (PEM-MtJ) und 5,313 Mt (AEL-FT). Im Jahr 2050 schwankt es zwischen 12,206 Mt (PEM-MtJ) und 17,372 Mt (AEL-FT).

Das näher betrachtete ReFuelEU-Szenario und die high scale-Option gehen von den niedrigsten Beimischquoten für E-Kerosin aus. Im PtX Lab Lausitz-Szenario und der industrial-Option, welche in Tabelle 70 dargestellt ist, sind die Mengen an Rohstoffen und bewegter Erde deutlich höher, aufgrund der höheren Beimischquoten (siehe Tabelle 63), was aber auch für das Erreichen eines treibhausgasneutralen Luftverkehrs notwendig ist.

Dies wird durch eine 100 %ige Beimischung SAF und anteilig 65 % an E-Kerosin im Jahr 2050 im PtX Lab Lausitz-Szenario erreicht, für die der gesamte Materialaufwand für alle Jahre in Tabelle 70 am Beispiel der industrial-Option für den Zubau angegeben sind. Während im Jahr 2030 aufgrund der gleichen Beimischquote noch keine Unterschiede zum ReFuelEU-Szenario vorliegen, ändert sich das im Jahr 2040. Hier liegen je nach Syntheseroute die Gesamtmen- gen an bewegter Erde zwischen 7,429 Mt (PEM-MtJ) und 8,452 Mt (AEL-FT). Im Jahr 2050, in dem neben einem steigenden Kerosinbedarf auch die E-Kerosin-Beimischquoten erneut stei- gen, wird der gesamte Materialaufwand je nach Syntheseroute zwischen 29,509 Mt (PEM- MtJ) und 35,678 Mt (AEL-FT) liegen.

Diese sehr hohen Mengen an Material verdeutlichen anschaulich, was aus zahlreichen ande- ren aktuellen Studien bekannt ist: Ein Gelingen der Energiewende in der Industrie hängt maß- geblich von einem grünen Energiesystem und der Verfügbarkeit von PtX-Grundressourcen wie Wasser und CO₂ ab, wobei Wasser in dieser Studie nicht weiter thematisiert ist. Hinzu- kommt, dass für den Bau und Betrieb dieser Anlagen ein enormer Materialbedarf erforderlich ist. Dieser lässt sich gut in Form des TMR-Wertes ablesen, der hier verdeutlicht in welcher Größenordnung Material bewegt werden muss. Welche konkreten metallischen und minerali- schen Rohstoffe, insbesondere kritische Rohstoffe, für diese Entwicklung benötigt werden, wird im folgenden Kapitel 6 detailliert betrachtet.

6 Bewertungssystem und Lösungen für kritische Ressourcen

In den vorangegangenen Kapiteln wurde der gesamte Materialbedarf, ausgedrückt durch den Indikator TMR (Total Material Requirement), für die verschiedenen Module der E-Kerosin-Syntheserouten bestimmt. Anschließend wurden drei Syntheserouten aus einer Vielzahl von möglichen ausgewählt und durch eine LCA für die TMR-Werte beschrieben. Um eine Prognose für den zukünftigen Materialbedarf zu erstellen, wurden diese drei Routen anhand von zwei Szenarien für den Hochlauf der E-Kerosin-Produktion in Deutschland weiter betrachtet. Diese Szenarien zeigen auf, wie sich der Bedarf an Rohstoffen in Abhängigkeit von der technischen Entwicklung, den politischen Vorgaben und der Skalierung der Produktionskapazitäten verändern könnte.

Dieses Kapitel fokussiert sich nun auf die Frage der Verfügbarkeit und Kritikalität der benötigten Rohstoffe – ausgehend von den drei ausgewählten Syntheserouten. Dabei wird zunächst ein Bewertungssystem entwickelt, um die verschiedenen Rohstoffe hinsichtlich ihrer Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion zu charakterisieren. Als Ergebnis dieser Bewertung werden 15 Rohstoffe identifiziert. Als nächstes werden deren Bedarfe für die drei ausgewählten E-Kerosin-Synthesewege unter den entsprechenden Zukunftsszenarien ermittelt. Die berechneten Bedarfsmengen der Rohstoffe für die künftigen E-Kerosinproduktionen werden dann mit den prognostizierten Produktionsmengen aus der Literatur verglichen. So werden Rohstoffengpässe im zeitlichen Verlauf sichtbar.

Zum Schluss werden verschiedene Maßnahmen diskutiert, die helfen könnten, den künftigen Rohstoffbedarf für den E-Kerosin Einsatz in Deutschland und Europa abzusichern.

6.1 Bewertungssystem

Für die Bewertung der Rohstoffkritikalität wurde ein Bewertungssystem entwickelt, welches auf der Methode der EU-Kritikalitätsbewertung basiert (EC, 2017).

Bei einer Kritikalitätsbetrachtung wird die Eintrittswahrscheinlichkeit einer Störung der Rohstoffversorgung für einen Wirtschaftsraum (in diesem Fall die EU) und der potenzielle wirtschaftliche Schaden einer solchen Störung für den jeweiligen Wirtschaftsraum bewertet. Die Kritikalitätsbetrachtung ist damit von anderen Aspekten der Rohstoffversorgung wie der geologischen Verfügbarkeit oder Aspekten der Verteilungsgerechtigkeit abzugrenzen. Diese werden in der vorliegenden Studie nicht betrachtet. Verschiedene mögliche Perspektiven einer Bewertung der Rohstoffnutzung sind in der Fachliteratur detailliert dargestellt (siehe zum Beispiel (Berger u. a., 2020; Dewulf u. a., 2015; Schulze u. a., 2020a, 2020b; Sonderegger u. a., 2020)).

6.1.1 Rohstoffkritikalitätsbewertung der EU

Die Kritikalitätsmethode der EU wird im Folgenden kurz beschrieben. Eine ausführliche Methodenbeschreibung findet sich in (EC, 2017). Die EU fasst die Bewertung der Rohstoffkritikalität im Sinne einer Risikobewertung zu zwei Teilaspekten bzw. Dimensionen zusammen.

Die erste Dimension „Economic Importance (EI)“ beschreibt die wirtschaftliche Bedeutung der Rohstoffe für die EU. Diese auch als Vulnerabilität bezeichnete Dimension bezieht sich

auf Endanwendungen und die Wertschöpfung der entsprechenden Sektoren des verarbeitenden Gewerbes. Sie wird durch den Substitutionsindex korrigiert, der sich auf die technische Leistung und die Kosten von Ersatzstoffen für einzelne Anwendungen bezieht.

Die zweite Dimension „Supply Risk (SR)“ beschreibt das Versorgungsrisiko einzelner Rohstoffe für die Wirtschaft in der EU. Sie spiegelt das Risiko einer Unterbrechung der Versorgung der EU mit dem betreffenden Rohstoff wider. Es werden je nach Datenverfügbarkeit entweder globale Lieferketten oder spezifischer die Länder, aus denen die EU die Rohstoffe bezieht, berücksichtigt. Das Versorgungsrisiko wird dabei jeweils auf der Stufe der Lieferkette bewertet, die das höchste Versorgungsrisiko darstellt (Gewinnung oder Verarbeitung). Optionen für Substitution und Recycling gelten in der EU-Methode als risikominimierend.

Die Berücksichtigung der Substitutionsmöglichkeiten fließt in beide Kritikalitätsdimensionen als risiko- bzw. vulnerabilitätsminimierender Faktor mit ein, erfolgt jedoch unterschiedlich. Die Verfügbarkeit von Ersatzstoffen für den jeweiligen Rohstoff wird berücksichtigt, sofern diese bereits zum Zeitpunkt der Kritikalitätsbewertung zur Verfügung standen und auch anzunehmen ist, dass diese die Folgen bzw. das Risiko einer Versorgungsunterbrechung lindern können (weil sie zum Beispiel selbst nicht kritisch und ausreichend kostengünstig sind). Recyclingmöglichkeiten wirken sich risikomindernd auf die Versorgungssicherheit aus, da hier eine alternative Quelle des Rohstoffangebots zur Verfügung steht.

Im Jahr 2023 wurden auf Basis der beschriebenen Methode von der EU 70 ausgewählte Rohstoffe einer Kritikalitätsbetrachtung unterzogen, darunter 67 Einzelrohstoffe und drei Rohstoffgruppen: leichte Seltene Erden (Cer, Lanthan, Neodym, Praseodym und Samarium) und schwere Seltene Erden (Dysprosium, Erbium, Europium, Gadolinium, Holmium, Lutetium, Terbium, Thulium, Ytterbium, Yttrium) sowie Platingruppenmetalle (Iridium, Palladium, Platin, Rhodium, Ruthenium) (European Commission, 2023). Die Bewertung bezieht sich auf Daten aus den vorangegangenen fünf Jahren. Die 34 in Tabelle 71 dargestellten Rohstoffe bzw. Rohstoffgruppen wurden als kritisch und/oder strategisch eingestuft. Kupfer und Nickel wurden aufgrund ihrer Bedeutung für grüne und digitale Technologien als strategische Metalle definiert und deswegen in der Liste mit aufgenommen; sie werden jedoch nicht als kritisch eingestuft.

Für jeden einzelnen der betrachteten 70 Rohstoffe wurden das Versorgungsrisiko und die wirtschaftliche Bedeutung quantitativ bewertet (European Commission, 2023). Die Ergebnisse dieser Bewertung werden für das in dieser Studie entwickelte Bewertungssystem zugrunde gelegt.

Die Liste der kritischen Rohstoffe (CRM) wird auf der Grundlage derjenigen Rohstoffe erstellt, welche die von der EU definierten Schwellenwerte für beide Dimensionen (SR und EI) erreichen oder überschreiten. Es gibt in der EU-Kritikalitätsliste keine Rangfolge der Rohstoffe in Bezug auf ihre Kritikalität.

Tabelle 71: Kritische und strategische Rohstoffe bzw. Rohstoffgruppen gemäß Einstufung der EU. Angaben nach (European Commission, 2023). Strategische Rohstoffe sind fett gedruckt. *strategisch, aber nicht kritisch.

Aluminium/Bauxit	Flussspat	Magnesium	Scandium
Antimon	Gallium	Mangan	Schwere Seltene Erden
Arsen	Germanium	Siliziummetall	Strontium
Baryt	Hafnium	Grafit	Tantal
Beryllium	Helium	Nickel*	Titanmetall
Bismut	Kobalt	Niob	Wolfram
Bor/Borat	Kupfer*	Metalle der Platingruppe (PGM)	Vanadium
Kokskohle	Lithium	Phosphorit	
Feldspat	Leichte Seltene Erden	Phosphor	

Abbildung 37 zeigt die wichtigsten EU-Lieferanten für kritische Rohstoffe nach (European Commission, 2023), Tabelle 72 die Lieferantenanteile der verschiedenen Länder. Allerdings mangelt es der EU an verlässlichen Handelsdaten für die fünf Platingruppenmetalle, die hauptsächlich in Südafrika produziert werden, für Kobalt, das vorwiegend aus der Demokratischen Republik Kongo stammt, für Beryllium aus den USA, Niob aus Brasilien und Vanadium, das in China produziert wird. In Tabelle 72 sind von diesen Rohstoffen stattdessen die Anteile an der globalen Produktion angegeben.

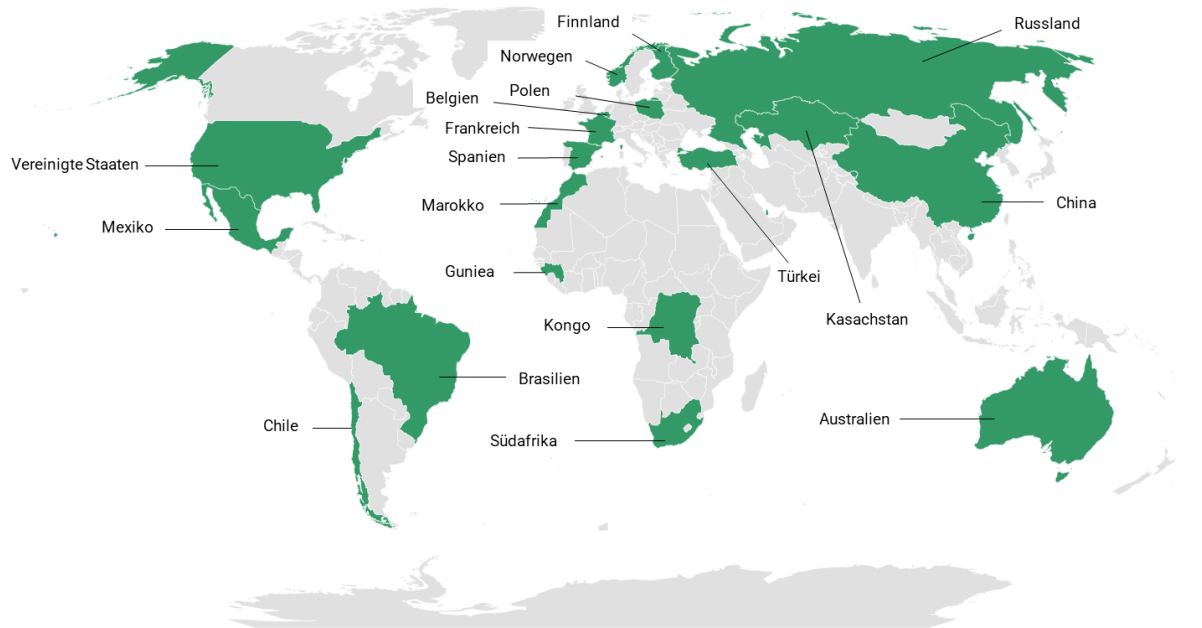


Abbildung 37: Die wichtigsten EU-Lieferanten für kritische Rohstoffe.

Eigene Abbildung nach (European Commission, 2023). Grafik: powered by Bing ©DSAT for MSFT, GeoNames, Microsoft, Navteq, Thinkware Extract, Wikipedia.

China ist sowohl der größte globale als auch der bedeutendste EU-Lieferant für die meisten kritischen Rohstoffe, darunter Baryt, Bismut, Gallium, Germanium, Magnesium, Grafit, alle Seltenen Erden (schwere und leichte), Wolfram und Vanadium. Die EU bezieht bestimmte Rohstoffe aus europäischen Ländern, wie zum Beispiel Kokssteinkohle und Kupfer aus Polen, Arsen aus Belgien, Hafnium aus Frankreich, Strontium aus Spanien oder Nickel aus Finnland. Mehrere Drittstaaten beliefern die EU ebenfalls mit kritischen Rohstoffen, darunter Chile (Lithium), Guinea (Aluminium/Bauxit), Kasachstan (Titan, Phosphor), Mexiko (Flussspat), Norwegen (Siliziummetall), die Türkei (Antimon, Bor, Feldspat) und die USA (Beryllium).

Tabelle 72: Die wichtigsten EU-Lieferanten für kritische Rohstoffe nach (EC u. a., 2023).

G: Lieferantenanteil von Rohstoffen in der Gewinnungsstufe, V: Lieferantenanteil von Rohstoffen in der Verarbeitungsstufe. Rohstoffe mit * geben den Anteil an der globalen Produktion wieder, da keine belastbaren Daten für den EU-Import vorliegen.

Land	Rohstoff	Anteil [%]
Australien	Kokskohle	25 (G)
Belgien	Arsen	59 (V)
Brasilien	Niob*	92 (V)
Chile	Lithium	79 (V)
China	Baryt	45 (G)
	Bismut	65 (V)
	Gallium	71 (V)
	Germanium	45 (V)
	Magnesium	97 (V)
	Grafit	40 (G)
	Leichte seltene Erden	85 (V)
	Schwere Seltene Erden	100 (V)
	Scandium*	67 (V)
	Wolfram	32 (V)
	Vanadium*	62 (G)
DR Kongo	Kobalt*	63 (G)
	Tantal	35 (G)
Finnland	Nickel	38 (G)
Frankreich	Hafnium	76 (V)
Guinea	Aluminium (Bauxite)	63 (G)
Kasachstan	Phosphor	71 (V)
	Titanmetall	36 (V)
Katar	Helium	35 (V)
Marokko	Phosphorit	27 (G)
Mexiko	Flussspat	33 (G)

Land	Rohstoff	Anteil [%]
Norwegen	Siliziummetall	33 (V)
Polen	Kokskohle	27 (G)
	Kupfer	19 (G)
Russland	Palladium*	40 (V)
Spanien	Strontium	99 (G)
Südafrika	Iridium*	93 (V)
	Palladium*	36 (V)
	Platin*	71 (V)
	Rhodium*	81 (V)
	Ruthenium*	94 (V)
	Mangan	41 (G)
Türkei	Antimon	63(G)
	Bor/Borat	99 (G)
	Feldspat	51 (G)
Vereinigte Staaten	Beryllium*	67 (G)

6.1.2 Weiterentwicklung der EU-Kritikalitätsbewertung

Die von der EU entwickelte Methode zur Kritikalitätsbewertung wird, wie im Folgenden beschrieben, für die Bewertung der Rohstoffkritikalität in dieser Studie angepasst:

Zur Einstufung der Kritikalität der Ressourcen, die für den Aufbau einer E-Kerosin-Industrie benötigt werden, werden die beiden Dimensionen der EU-Rohstoffkritikalität, das heißt Versorgungsrisiko (SR) und ökonomische Bedeutung (EI), im Sinne einer Risikobewertung zu einem einzigen Indikator zusammengeführt. Im ersten Schritt werden dann alle Rohstoffe (Metalle und nicht-metallische Mineralien) entsprechend neu bewertet. Im zweiten Schritt werden anschließend 15 Rohstoffe aus dieser Bewertung ausgewählt. Um eine möglichst „ausgewogene“ Gesamtbewertung zu erzielen, werden die Originalwerte für EI und SR eines Rohstoffs jedoch nicht direkt miteinander multipliziert, sondern zunächst jeweils auf eine Skala von 0–1 normiert. Dabei wird zum Beispiel der Wert 1 dem Rohstoff mit der höchsten Einzelbewertung zugeordnet, also Wolfram (Tungsten) im Falle der ökonomischen Bedeutung. Anschließend werden die beiden normierten Einzelwerte miteinander multipliziert. Der auf diese Weise für jeden Rohstoff ermittelte Wert wird als Charakterisierungsfaktor (CF) in der Kritikalitätsbewertung dieser Studie verwendet.

In Abbildung 38 sind die in der Studie verwendeten Charakterisierungsfaktoren für die Kritikalitätsbewertung der Rohstoffe abgebildet. Auf der y-Achse ist die Versorgungssicherheit,

auf der x-Achse die ökonomische Bedeutung aufgetragen. Das Produkt dieser beiden Dimensionen stellt den CF dar. Die Charakterisierungsfaktoren gliedern sich in vier Kategorien. Kategorie 1 ist dunkelgrün dargestellt, umfasst die CF von 0–0,1 und entspricht ungefähr den Rohstoffen, die nach der Kritikalitätsbewertung der EU als nicht-kritisch eingestuft sind. Kategorie 2 in hellgrün umfasst die CF von 0,1–0,4, Kategorie 3 in blau umfasst die CF von 0,4–0,7 und Kategorie 4 in orange umfasst die CF von 0,7–1,0. Die Kritikalität steigt von links unten nach rechts oben von Kategorie 1 (nicht-kritisch) bis 4 (stark kritisch). Rohstoffe, die durch blaue Punkte dargestellt sind, sind kritische, durch graue Quadrate dargestellte sind nicht kritische Rohstoffe nach der Kritikalitätsbewertung der EU. In dieser Studie werden einige Rohstoffe im Detail betrachtet, diese sind mit roten Rauten gekennzeichnet.

Tabelle 67 zeigt einen Auszug von Elementen mit ihrem jeweiligen Charakterisierungsfaktoren,. Weiterhin sind die normierten Werte für Versorgungsrisiko (N-SR) und ökonomische Bedeutung (N-EI) angegeben, die zur Bestimmung des CF verwendet wurden. Zum Vergleich werden auch die SR- und EI-Werte angegeben, wie sie die Kritikalitätsbewertung der EU verwendet. Für die Seltenen Erden und die Platingruppenmetalle wird zusätzlich zu den einzelnen Elementen ein Durchschnittswert angegeben. Eine Übersicht über alle Charakterisierungsfaktoren ist im Anhang in Tabelle A-18 zu finden.

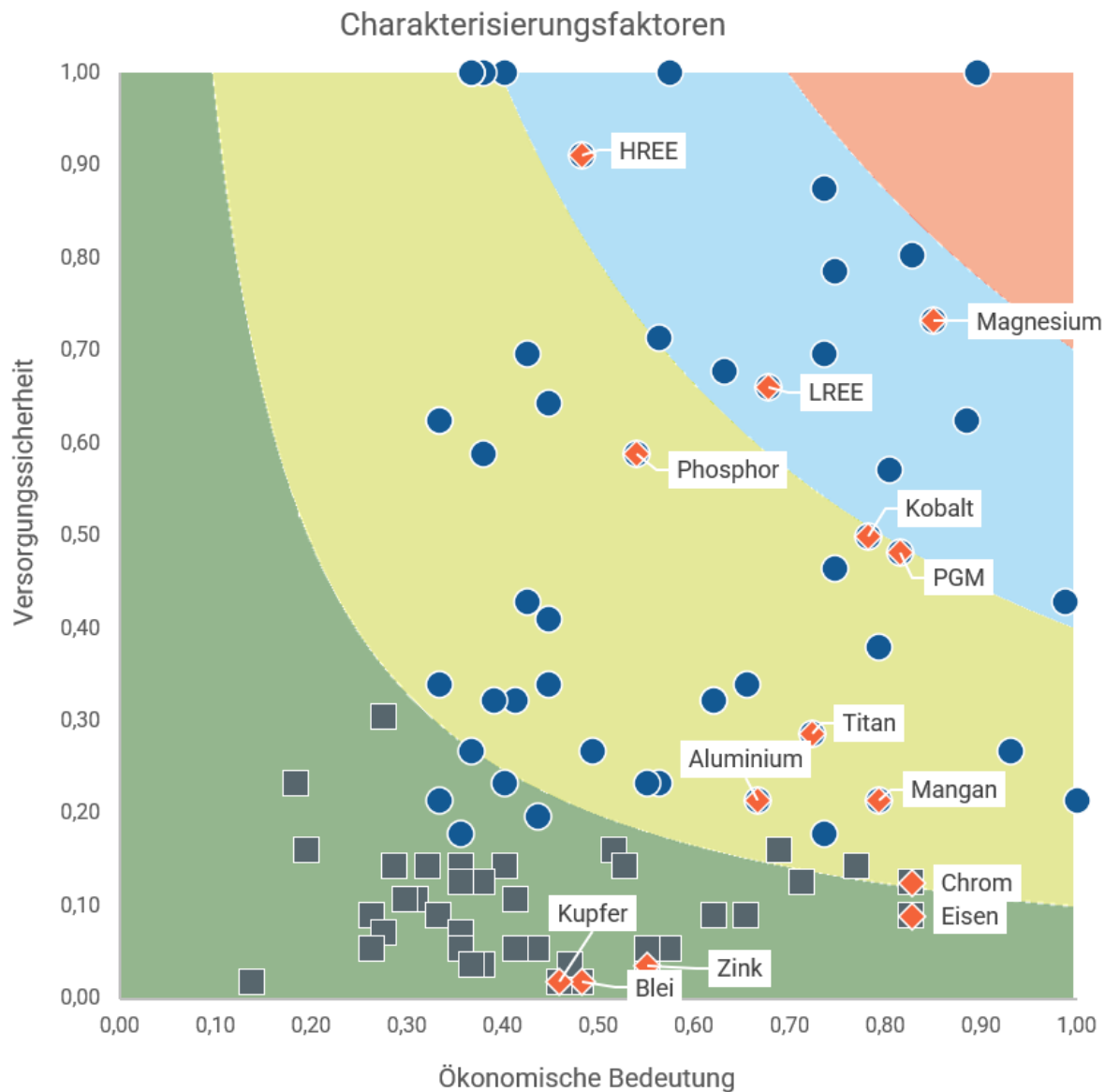


Abbildung 38: Charakterisierungsfaktoren für kritische und potenziell kritische Rohstoffe (EU 2023). Blaue Punkte stellen kritische, graue Kästchen unkritische Rohstoffe nach der Kritikalitätsbewertung der EU dar. Die Kritikalität der Rohstoffe steigt von links unten, der Kategorie 1 (dunkelgrün), nach rechts oben, der Kategorie 4 (orange). Elemente entlang der konkaven Linien (zum Beispiel am Farbübergang) haben dabei gleiche Kritikalitätsniveaus. Die Rohstoffe, die in dieser Studie im Detail betrachtet werden, sind mit roten Rauten gekennzeichnet. LREE: Leichte Seltene Erden, HREE: Schwere Seltene Erden, PGM: Platingruppenmetalle.

Tabelle 73: Auszug der Charakterisierungsfaktoren für kritische und potenziell kritische Rohstoffe – tabellarische Darstellung der Ergebnisse.
Angaben nach (EC u. a., 2023). HREE: Schwere Seltene Erden, LREE: Leichte Seltene Erden, PGM: Platingruppenmetalle, SR: Versorgungsrisiko, EI: Ökonomische Bedeutung. N: normierte Werte, wie sie in dieser Studie verwendet werden.

Rohstoff	Rang	Charakterisierungsfaktor	N-SR	N-EI	SR	EI
HREE Dysprosium	1	0,897	1,000	0,897	5,60	7,80
LREE Neodym	2	0,665	0,804	0,828	4,50	7,20
HREE Terbium	3	0,644	0,875	0,736	4,90	6,40
Magnesium	4	0,623	0,732	0,851	4,10	7,40
PGM Iridium	8	0,512	0,696	0,736	3,90	6,40
LREE Praseodym	9	0,460	0,571	0,805	3,20	7,00
LREE Durchschnitt	10	0,448	0,661	0,678	3,70	5,90
HREE Durchschnitt	11	0,440	0,911	0,483	5,10	4,20
PGM Durchschnitt	16	0,393	0,482	0,816	2,70	7,10
Kobalt	17	0,391	0,500	0,782	2,80	6,80
Phosphor	23	0,318	0,589	0,540	3,30	4,70
PGM Platin	24	0,302	0,380	0,793	2,13	6,90
Titanmetall	33	0,207	0,286	0,724	1,60	6,30
Mangan	38	0,170	0,214	0,793	1,20	6,90
Aluminium/Bauxit	40	0,143	0,214	0,667	1,20	5,80
Chrom	50	0,103	0,125	0,828	0,70	7,20
Nickel	61	0,058	0,089	0,655	0,50	5,70
Titan	63	0,055	0,089	0,621	0,50	5,40
Zink	82	0,020	0,036	0,552	0,20	4,80
Blei	87	0,009	0,018	0,483	0,10	4,20
Kupfer	88	0,008	0,018	0,460	0,10	4,00

6.2 Ausgewählte Rohstoffe für die E-Kerosin-Produktion

Um die ausgewählten Syntheserouten zu bewerten, wird der Einsatz der einzelnen Rohstoffe näher beleuchtet. Im ersten Schritt werden die Rohstoffe mit dem höchsten Charakterisierungsfaktor betrachtet. Aus Tabelle 73 (Kapitel 6.1) geht hervor, dass besonders Metalle der Platingruppenmetalle (PGM) und der Seltenen Erden die höchsten Charakterisierungsfaktoren erzielen. Zu den 15 kritischsten Metallen gehören außerdem Magnesium, Niob und Kobalt. Da Niob nur in vergleichsweise geringen Mengen in den Syntheserouten Anwendung findet, wird es in der Studie nicht näher betrachtet.

Im nächsten Schritt werden die Massen der einzelnen Rohstoffe, die für die Syntheserouten AEL-FT, PEM-FT und PEM-MtJ benötigt werden, aus den LCA-Ergebnissen ausgelesen. Ein Auszug dieser Übersicht ist in Tabelle 74 dargestellt. Hier sind die Massen der 14 Rohstoffe in den drei Syntheserouten aufgelistet, welche nach Kapitel 6.1.2 die höchsten Charakterisierungsfaktoren erzielen.

Tabelle 74: Auszug der LCA-Ergebnisse der eingesetzten Rohstoffmengen [kg] für die Produktion von 1 t E-Kerosin in den Syntheserouten AEL-FT, PEM-FT und PEM-MtJ für das Jahr 2023 und einer E-Kerosinkapazität von 100.000 t/a.

Aufgelistet sind die 14 Rohstoffe mit dem höchsten Charakterisierungsfaktor. LREE: Leichte Seltene Erden, HREE: Schwere Seltene Erden, PGM: Platingruppenmetalle.

Rohstoff	Gruppe	Mengen für AEL-FT [kg]	Mengen für PEM-FT [kg]	Mengen für PEM-MtJ [kg]	Charakterisierungsfaktor
Dysprosium	HREE	2,37E-03	2,37E-03	2,25E-03	0,90
Neodym	LREE	2,23E-02	2,23E-02	2,15E-02	0,67
Terbium	HREE	6,34E-04	6,35E-04	6,01E-04	0,64
Magnesium		1,16E+00	5,88E-01	6,37E-01	0,62
Niob		5,07E-04	4,82E-04	5,31E-04	0,59
Lutetium	HREE	1,02E-05	1,02E-05	9,87E-06	0,57
Samarium	LREE	3,48E-04	3,48E-04	3,50E-04	0,55
Iridium	PGM	0,00E+00	4,63E-04	4,24E-04	0,51
Praseodym	LREE	4,33E-03	4,32E-03	4,21E-03	0,46
Rhodium	PGM	3,09E-04	3,04E-04	4,79E-06	0,42
Cer	LREE	6,59E-03	6,53E-03	7,13E-03	0,40
Erbium	HREE	9,15E-05	9,19E-05	8,88E-05	0,40
Kobalt		7,71E-02	2,53E-02	1,99E-02	0,39
Europium	HREE	5,63E-05	5,62E-05	5,76E-05	0,38

Um neben den Charakterisierungsfaktoren auch die eingesetzten Massen in der E-Kerosin-Synthese zu berücksichtigen, werden abschließend die beiden Faktoren miteinander multipliziert. Ein Auszug dieser Ergebnisse findet sich in Tabelle 75. Tabelle 73 und Tabelle 75 liefern den Grund zur Auswahl der zu betrachtenden Rohstoffe in den folgenden Kapiteln.

Tabelle 75 zeigt für jede Syntheseroute absteigend die Ergebnisse der Rohstoffmengen gewichtet (das heißt multipliziert) mit dem Charakterisierungsfaktor. Besonders hohe Ergebnisse erzielen hier die Rohstoffe Stein- und Braunkohle, Eisen, Ton, Sand und Gips. Dies liegt daran, dass diese Rohstoffe in großen Mengen benötigt werden, obwohl sie einen geringen Charakterisierungsfaktor besitzen. Verfolgt man in der LCA aus welchen Prozessen diese Rohstoffe stammen, zeigt sich, dass diese vor allem auf Vorprozesse beim Bau von Anlagen oder dem Abbau von Rohstoffen zurückzuführen sind. Insbesondere Stein- und Braunkohle werden hier für die Energiebereitstellung dieser Prozesse verwendet. Um besonderes Augenmerk auf die in der Studie betrachteten Module der Syntheserouten zu legen, wurde Eisen als stellvertretender Rohstoff dieser Gruppe ausgewählt. Darüber hinaus wurden die Rohstoffe Aluminium, Magnesium (siehe auch Tabelle 73), Chrom, Nickel, Mangan, Phosphor, Kupfer und Zink ausgewählt, welche in Tabelle 75 neben Stein- und Braunkohle, Eisen, Ton, Sand und Gips die höchsten Ergebnisse erzielen.

Tabelle 75: Auszug der LCA-Ergebnisse der eingesetzten Rohstoffmengen [kg] gewichtet mit den Charakterisierungsfaktoren für die Produktion von 1 t E-Kerosin in den Syntheserouten AEL-FT, PEM-FT und PEM-MtJ für das Jahr 2023 und einer E-Kerosinkapazität von 100.000 t/a.

*Rohstoffe und die entsprechend gewichteten LCA-Ergebnisse sind absteigend gelistet. Mit * markierte Rohstoffe wurden für eine detaillierte Betrachtung in dieser Studie ausgewählt. HREE: Schwere Seltene Erden, LREE: Leichte Seltene Erden.*

Rohstoff (AEL + FT)	Menge [kg] (AEL + FT)	Rohstoff (PEM + FT)	Menge [kg] (PEM + FT)	Rohstoff (PEM + MtJ)	Menge [kg] (PEM + MtJ)
Steinkohle	17,875	Steinkohle	16,687	Steinkohle	10,852
Eisen*	7,994	Eisen*	6,691	Eisen*	8,020
Ton, nicht spezifiziert	2,304	Ton, nicht spezifiziert	2,251	Ton, nicht spezifiziert	5,246
Braunkohle	1,261	Braunkohle	1,054	Braunkohle	2,370
Aluminium*	0,733	Aluminium*	0,655	Aluminium*	0,838
Magnesium*	0,721	Sand, nicht spezifiziert	0,529	Sand, nicht spezifiziert	0,687
Sand, nicht spezifiziert	0,592	Magnesium*	0,366	Magnesium*	0,397
Chrom*	0,319	Mangan*	0,263	Mangan*	0,327
Nickel*	0,300	Nickel*	0,120	Chrom*	0,247
Mangan*	0,277	Phosphor*	0,081	Nickel*	0,147
Phosphor*	0,083	Chrom*	0,061	Zink*	0,085
Kupfer*	0,066	Zink*	0,056	Gips	0,072

Rohstoff (AEL + FT)	Menge [kg] (AEL + FT)	Rohstoff (PEM + FT)	Menge [kg] (PEM + FT)	Rohstoff (PEM + MtJ)	Menge [kg] (PEM + MtJ)
Zink*	0,056	Kupfer*	0,055	Kupfer*	0,065
Gips	0,054	Gips	0,051	Bentonit- Ton	0,057
Bentonit- Ton	0,050	Bentonit- Ton	0,049	Magnesit	0,048
Magnesit	0,045	Titan*	0,026	Titan*	0,026
Flussspat	0,037	Magnesit	0,025	Phosphor*	0,023
Kobalt*	0,030	Flussspat	0,020	Flussspat	0,022
LREE Durch- schnitt*	0,017	LREE Durch- schnitt *	0,017	Molybdän	0,021
Bor	0,015	Bor	0,015	LREE Durch- schnitt*	0,017
Neodym	0,015	Neodym	0,015	Bor	0,015
Molybdän	0,012	Molybdän	0,012	Neodym	0,014
Titan*	0,010	Kobalt*	0,010	Kobalt*	0,008
Kaolinit	0,009	Kaolinit	0,009	Kaolinit	0,006
Cer	0,003	Zirkonium	0,004	Blei*	0,005
Zirkonium	0,003	Cer	0,003	Zirkonium	0,003
Blei*	0,002	Blei*	0,002	Cer	0,003
Dysprosium	0,002	Dysprosium	0,002	HREE- Durch- schnitt*	0,002
HREE – Durch- schnitt*	0,002	HREE – Durch- schnitt*	0,002		

Betrachtet man die Unterschiede der Ergebnisse zwischen den verschiedenen Syntheserouten fällt auf, dass manche Rohstoffe in allen Syntheserouten in etwa gleichem Umfang vertreten sind, während andere nur in manchen verstärkten Einsatz finden. Um die Unterschiede zwischen den Syntheserouten über den FT-Pfad bzw. den MtJ-Pfad zu verdeutlichen, wurden neben dem bereits genannten Zink zusätzlich die Rohstoffe Phosphor und Blei ausgewählt. Die Unterschiede zwischen den Syntheserouten über die Elektrolysetechnologien PEM und

AEL werden über die Rohstoffe PGM, Chrom und Kobalt dargestellt. Auf diese Unterschiede in den Mengenbedarfen wird detailliert in Kapitel 6.3 eingegangen.

In die Entscheidung zur Auswahl der betrachteten Rohstoffe wurde zusätzlich die RESCUE-Studie (Purr u. a., 2021) einbezogen, welche ebenfalls die in der untenstehenden Aufzählung mit einem Sternchen (*) markierten Rohstoffe untersucht hat. Darüber hinaus betrachtet die RESCUE-Studie Lithium, Silizium, Vanadium und Silber. Da diese Rohstoffe jedoch für die drei Syntheserouten nur in geringen Mengen benötigt werden, werden sie in dieser Studie nicht betrachtet.

In der vorliegenden Studie werden somit 15 Rohstoffe und Rohstoffgruppen betrachtet:

- | | | |
|--------------|--------------|--------------------------------|
| ▪ Aluminium* | ▪ Kupfer* | ▪ Titan |
| ▪ Blei* | ▪ Magnesium* | ▪ Zink* |
| ▪ Chrom* | ▪ Mangan | ▪ Platingruppenmetalle (PGM)* |
| ▪ Eisen* | ▪ Nickel* | ▪ Leichte Seltene Erden (LREE) |
| ▪ Kobalt* | ▪ Phosphor | ▪ Schwere Seltene Erden (HREE) |

Im Folgenden werden die 15 ausgewählten Rohstoffe und Rohstoffgruppen in Form von Steckbriefen vorgestellt, einschließlich ihrer Bedarfe für 2040 und 2050. Die betrachteten Szenarien prognostizieren 2030 einen sehr geringen Bedarf an E-Kerosin verglichen mit den Stützjahren 2040 und 2050 (vergleiche auch Tabelle 65, Kapitel 5.4.2), sodass die Zahlen von 2030 in den Abbildungen nicht aufgeführt sind.

Dabei werden das ressourcenärmste Szenario ReFuelEU-Szenario mit der Zubauoption high scale und das ressourcenintensivste PtX Lab Lausitz-Szenario mit der Zubauoption industrial als zwei Extreme einander gegenübergestellt. Die Bedarfe geben an, wie groß die Menge eines jeweiligen Rohstoffs im gegebenen Jahr ist, um den E-Kerosinbedarf in Deutschland zu decken.

Zu beachten ist die Allokation bei der Modellierung: Diese rechnet den Ressourcenbedarf für den Bau und Betrieb einer Anlage anteilig auf die Tonne produziertes E-Kerosin sowie die Nebenprodukte aus. Dies bedeutet, dass bei einer Ausbeute von 50 % an E-Kerosin, nur 50 % des Ressourcenbedarfs für Bau und Betrieb der Anlagen dem E-Kerosin zugeschrieben werden. Die restlichen 50 % werden den Nebenprodukten angerechnet. In der Realität liegt somit der Ressourcenbedarf einer Anlage um 50 % höher.

Darüber hinaus wird der Ressourcenbedarf pro Tonne E-Kerosin angegeben, dies streckt den Ressourcenbedarf über die Lebenszeit der Anlage. In der Realität fallen die Ressourcen für den Bau einer Anlage natürlich nicht kontinuierlich pro Jahr an, sondern müssen in einem konkreten Jahr gesammelt aufgebracht werden. Dies muss bei der Bewertung der Ressourcemenngen berücksichtigt werden.

6.2.1 Zukünftige Entwicklung der Rohstoffbedarfe

In den folgenden Kapiteln werden die zukünftigen Rohstoffbedarfe für die E-Kerosin-Produktion in 2040 und 2050 mit den Prognosen von (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) verglichen. In der zitierten Quelle sind Rohstoffbedarfe für ausgewählte Zukunftstechnologien dargestellt sowie deren zukünftige Entwicklung anhand von zwei Szenarien. Zu diesen Zukunftstechnologien gehören beispielsweise Superlegierungen, Wasserelektrolyse, Feststoffbatterien oder Meerwasserentsalzung.

Der Vergleich mit der Studie von (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) ermöglicht eine Prognose der Verknappung von Rohstoffen, die zukünftig neben dem Einsatz für die E-Kerosin-Produktion zeitgleich für den Hochlauf von anderen Technologien eingesetzt werden können. Es werden hier jedoch immer nur einzelne Technologien beleuchtet (zum Beispiel Wasserelektrolyse und Windenergieanlagen). Eine Kombination der Technologien wie in den hier präsentierten Studienergebnissen für die Abbildung der Wertschöpfungskette für die E-Kerosin-Produktion erfolgt nicht.

Die in dieser Studie berechneten Ergebnisse werden mit zwei Szenarien von (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) verglichen. Dabei handelt es sich um das SSP1- und das SSP5-Szenario. Das SSP1-Szenario stellt dabei eine nachhaltige Prognose mit hohen Anteilen an erneuerbarem Strom dar, SSP5 beschreibt eine primär fossile Prognose. Die prognostizierten Bedarfe für die SSP1- und SSP5-Szenarien werden dabei mit dem weltweiten Bedarf im Jahr 2018 verglichen. Wobei hier der Vergleich sowohl mit der Produktion aus der Bergwerksförderung erfolgen kann als auch der Raffinadeproduktion. Bei der Raffinadeproduktion werden durch verschiedene chemische, thermische oder elektrolytische Verfahren unerwünschte Verunreinigungen und Begleitstoffe von den Metallen aus der Bergwerksförderung entfernt. Die Raffinadeproduktion entspricht somit der Weiterverarbeitung und Veredelung der geförderten Rohmaterialien. Die Produktionsvariante ist in den relevanten Tabellen ausgewiesen.

6.2.2 Aluminium

Aluminium ist ein vielseitig einsetzbares Leichtmetall, welches aus dem Erz Bauxit gewonnen wird. Die größten Produzenten von primärem Aluminium sind Australien (28 %), China (21 %) und Guinea (18 %). Insgesamt lag die Weltproduktion an Raffinadialuminium 2018 bei ca. 64 Mt und bei ca. 69 Mt in 2022. In Deutschland existiert keine primäre Rohstoffproduktion, daher werden rund 2 Mt Erze und Konzentrate importiert. Darüber hinaus betrug im Jahr 2021 die Menge des in Deutschland recycelten Aluminiums etwa 3,2 Mt, bestehend aus 565.000 t aus Raffinadeproduktion und 2,65 Mt durch Umschmelzen, dem häufigsten und einfachsten Prozess beim Aluminiumrecycling. Aluminium ist aufgrund seiner Eigenschaften wie hoher Korrosionsbeständigkeit und geringem Gewicht in vielen Industrien unverzichtbar. Im Verkehrssektor spielt es eine Schlüsselrolle für den Leichtbau, der aufgrund der Reduktion des Fahrzeuggewichts die Kraftstoffeffizienz steigert. Weiterhin findet es Anwendung im Bauwesen, in Verpackungen, in der Elektrotechnik und dem Maschinenbau (DERA, 2023a; EC, 2023; Vasters und Franken, 2020).

Kritikalität

Aluminium ist sowohl nach der Kritikalitätsbewertung der EU als auch nach dem Kritikalitätsbewertungssystem dieser Studie als kritisch eingestuft (Kategorie 2 von 4). Deutschland und Europa sind stark auf Aluminiumimporte angewiesen, da es keine Primärproduktion von Bauxit in Deutschland gibt (EC, 2023; Vasters und Franken, 2020).

Die Herstellung von Primäraluminium ist energieintensiv, wobei für 1 t Aluminium etwa 13–15 MWh Strom benötigt werden. Auch die Gewinnung von Bauxit, das hauptsächlich im Tagebau gewonnen wird, hat erhebliche ökologische Auswirkungen, insbesondere durch den hohen Flächenverbrauch und die Entstehung von Rückständen wie Rotschlamm, der bei der Verarbeitung anfällt. Aufgrund der hohen Umweltkosten gewinnt das Recycling von Aluminium zunehmend an Bedeutung (Vasters und Franken, 2020).

Der Bauxitabbau, der Hauptrohstoff für Aluminium, ist in Ländern wie Guinea, Brasilien und Australien mit sozialen Herausforderungen verbunden. Ein zentrales Problem ist der Konflikt

um Landrechte indigener Gemeinschaften, deren Lebensgrundlagen durch den Abbau bedroht sind. Häufig kommt es zu Zwangsumsiedlungen und unzureichenden Entschädigungen. Auch die Arbeitsbedingungen in den Minen sind oft problematisch. In einigen Regionen herrschen schwierige Bedingungen mit mangelndem Arbeitsschutz, langen Arbeitszeiten und niedrigen Löhnen. Kinderarbeit und Ausbeutung sind in kleineren, informellen Betrieben ebenfalls ein Thema. Der Aluminiumsektor steht daher unter zunehmendem Druck von internationalen Organisationen, NGOs und Verbraucher*innen, sozial verantwortungsvolle Praktiken zu etablieren (Vasters und Franken, 2020).

Recycling

Recyclingaluminium deckt einen bedeutenden Teil des weltweiten Bedarfs. Im Jahr 2019 wurden etwa 30–40 % des globalen Aluminiumbedarfs durch Recycling gedeckt; in Deutschland liegt dieser Anteil bei über einem Drittel. Das Aluminiumrecycling trägt zudem wesentlich zur Verringerung der ökologischen Auswirkungen im Vergleich zur Primärproduktion bei. Prognosen zufolge wird sich die globale Verfügbarkeit von Alt-Schrotten bis 2050 verdreifachen. Trotz dieses Anstiegs wird der relative Anteil am Gesamtbedarf aufgrund des Marktwachstums nur moderat zunehmen. Auf lange Sicht bleibt jedoch Primäraluminium notwendig, um den steigenden Bedarf zu decken.

Ein großer Teil der Aluminiumschrotte stammt aus der Automobilindustrie. Die durchschnittliche Lebensdauer eines Fahrzeugs beträgt etwa 15 Jahre, weshalb das Recycling von Schrott aus diesem Bereich zeitverzögert erfolgt. Zudem werden viele Fahrzeuge nach ihrer Nutzung exportiert, was die Verfügbarkeit von Aluminiumschrott für das Recycling in Deutschland verringert. Maßnahmen wie Rücknahmeverpflichtungen oder Pfandsysteme könnten helfen, diesen Abfluss zu reduzieren (DERA, 2023a; Vasters und Franken, 2020).

Zukünftige Entwicklung

In Tabelle 76 sind die in Kapitel 6.2.1 erläuterten Zukunftsszenarien nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) dargestellt. Der Bedarf an Aluminium für die ausgewählten Technologien betrug in 2018 ca. 64.000 t was 0,1 % der weltweiten Raffinadeproduktion in 2018 von ca. 63 Mt entspricht. Während sich im SSP5-Szenario der zukünftige Aluminiumbedarf nicht wesentlich zum Bedarf in 2018 unterscheidet, sieht das SSP1-Szenario eine vierfache Erhöhung auf ca. 240.000 t voraus. Verglichen mit der immensen Gesamtmenge der Aluminiumproduktion sind diese Mengen trotz der Vervielfältigung mit 0,3 % gering einzuschätzen.

Nach Schätzungen der Deutschen Rohstoffagentur (DERA, 2023a) ist jedoch auch in den etablierten Technologien mit einem stetigen Wachstum des weltweiten Aluminiumbedarfs zu rechnen. Dieser könnte sich bis 2050 gegenüber 2019 auf 179 Mt verdoppeln. Sollte die Aluminiumproduktion diesem Trend nicht folgen können, hat dies auch Auswirkungen auf die Zukunftstechnologien, die zur E-Kerosin-Produktion nötig sind.

Tabelle 76: Weltweiter Aluminiumbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien. Angaben nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021), SSP1: Nachhaltiger Pfad mit deutlichem Ausbau erneuerbaren Energien, SSP5: Fossiler Pfad.

Technologie	Bedarf 2018 [t]	Bedarf 2040 [t] in SSP1	Bedarf 2040 [t] SSP5
Superlegierungen	5.000	8.900	11.600
Wasserelektrolyse	14	54.200	2.900
Stationäre SOFC-Systeme	49	6.100	650
Windkraftanlagen	58.300	161.000	73.300
Synthetische Kraftstoffe	-	7.600	7.360
Meerwasserentsalzung	400	300	410
Rohstoffliches Recycling von Kunststoffen	1	17	10
Bedarfssumme	63.764	238.117	85.790
Anteil Bedarf bezogen auf Raffinade-Produktion (2018) $63,756 \cdot 10^6$ t	0,1 %	0,3 %	0,1 %

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

Die in dieser Studie betrachteten Synthesewege prognostizieren, wie in Abbildung 39 zu sehen, für das Jahr 2040 je nach Szenario und Option der Zubaurate einen jährlichen Aluminiumbedarf zwischen ca. 6.200 t und 13.100 t, wobei der Bedarf in der MtJ-Syntheseroute etwas höher ist als in den FT-Varianten. Die in dieser Studie prognostizierten Aluminiumbedarfe bewegen sich in ähnlichen Größenordnungen wie die der SSP1- und SSP5-Szenarien für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass sich in den SSP-Szenarien der Großteil des Aluminiumbedarfs auf die Fischer-Tropsch-Katalysatoren bezieht, während die Aluminiumbedarfe in dieser Studie vorrangig auf die Wasserelektrolyse und die Bereitstellung von erneuerbaren Energien zurückzuführen sind.

Mit Blick auf 2050 zeigt Abbildung 39, dass sich der Aluminiumbedarf für die E-Kerosin-Synthese auf ca. 20.300 t bis 51.900 t verfünffachen könnte. Trotz dieses starken Wachstums entsprechen diese Bedarfe wenige zehntel Prozent der globalen Aluminiumproduktion von 95 Mt in 2019.

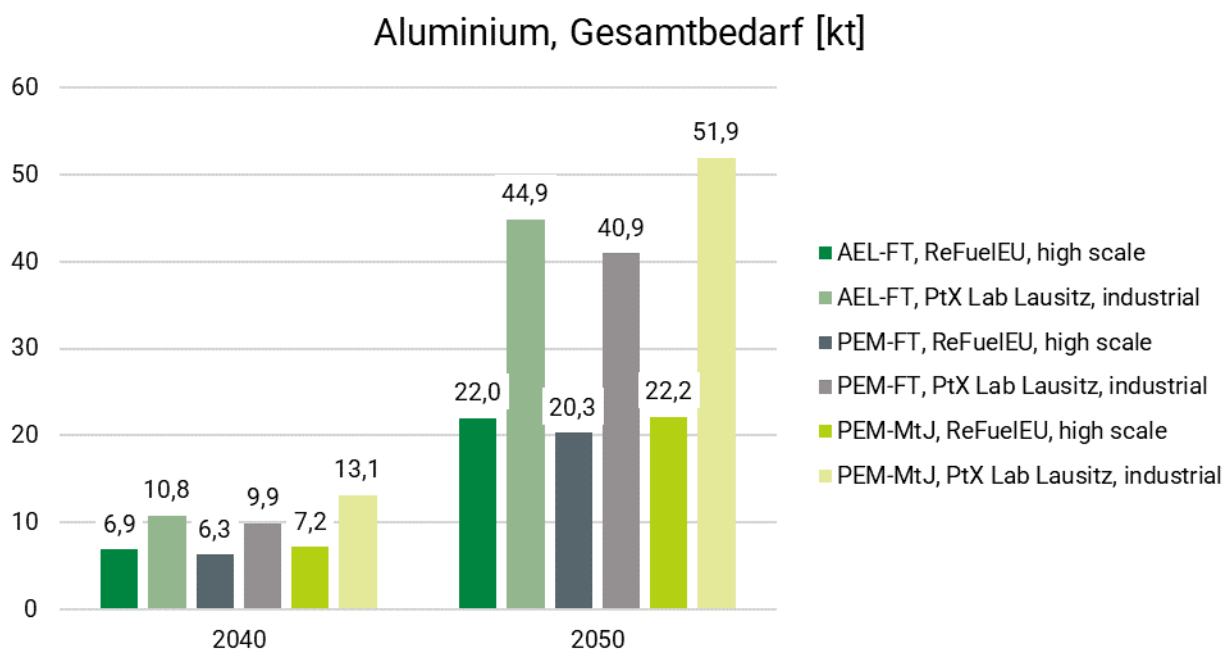


Abbildung 39: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Aluminiumbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

6.2.3 Blei

Blei ist ein Schwermetall, das im Jahr 2022 weltweit mit 4,51 Mt in Bergwerken gefördert wurde, wobei die größten primären Produktionsländer China (43,7 %), Australien (11 %) und die USA (6,8 %) waren. Die weltweite Raffinadeproduktion lag dabei mit etwa 12,3 Mt wesentlich höher. Im Jahr 2022 stammten in Deutschland 192.200 t der Blei-Raffinadeproduktion aus Recyclingprozessen, mehr als fünfmal so viel wie die primär erzeugten 35.000 t. Der Verbrauch in Deutschland lag 2021 bei 341.825 t, was zeigt, dass die Inlandsproduktion den Bedarf nicht decken kann und die Deckung des Bedarfs in hohem Maße von Importen abhängig ist. Der Hauptanwendungsbereich von Blei liegt in der Herstellung von Batterien, insbesondere in Blei-Säure-Batterien für Fahrzeuge und zur Speicherung von Energie in Notstromversorgungen. Daneben findet Blei Verwendung in Legierungen, in der Elektrotechnik sowie in der Radiologie (DERA, 2023b, 2023c).

Kritikalität

Blei ist nach (European Commission, 2023) nicht kritisch und wird nach dem Bewertungssystem aus Kapitel 6.1 in Kategorie 1 von 4 eingeordnet. Trotz der hohen Recyclingrate besteht aufgrund der geografischen Konzentration der Blei-Bergwerke und -Raffinerien ein gewisses Beschaffungsrisiko. Insbesondere China dominiert den Markt, was potenzielle Lieferrisiken im Falle geopolitischer Spannungen mit sich bringt. Blei ist als strategisches Metall mit hoher wirtschaftlicher Bedeutung (0,5) einzustufen (DERA, 2023b).

Recycling

Das Recycling von Blei spielt eine bedeutende Rolle, insbesondere aufgrund der hohen Recyclingquote bei Blei-Säure-Batterien, die weltweit bei etwa 99 % liegt. Der Großteil des recycelten Bleis stammt aus Altbatterien, die in spezialisierten Anlagen verarbeitet werden. In der Raffinadeproduktion wird Blei sowohl aus Primärrohstoffen als auch aus Recyclingmaterialien gewonnen. Im Jahr 2020 stammten weltweit etwa 19 % des raffinierten

Bleis aus recycelten Rohstoffen, wobei China sowohl in der Primär- als auch in der Sekundärproduktion führend ist (DERA, 2023b).

Zukünftige Entwicklung

Das hohe Recyclingpotenzial von Blei trägt dazu bei, den Bedarf an Primärrohstoffen zu verringern, dennoch bleibt der Markt von der globalen Verfügbarkeit und den geopolitischen Entwicklungen abhängig. Mit der wachsenden Nachfrage nach erneuerbaren Energien und der zunehmenden Bedeutung von Energiespeicherungssystemen wird der Bedarf an Blei für Batterien voraussichtlich steigen.

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

Wie in Abbildung 40 dargestellt, sehen die betrachteten Syntheserouten für die zukünftige E-Kerosin-Produktion einen Bleibedarf von ca. 1.300 t bis 2.700 t voraus, eine Ausnahme bildet hier die Syntheseroute PEM-MtJ im PtX Lab Lausitz-Szenario mit der industrial Option, welches mit 5.500 t doppelt so hoch liegt. Im Vergleich zur Raffinadeproduktion in 2022 von 12,3 Mt sind die Bedarfe für die E-Kerosin-Produktion verschwindend gering.

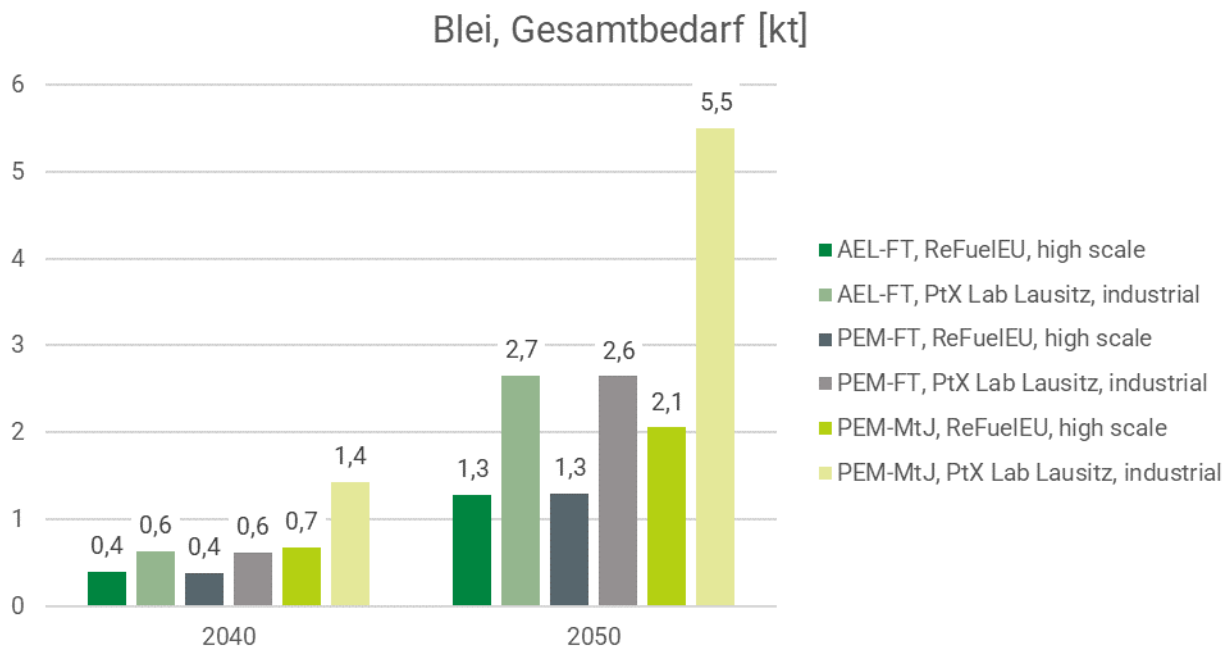


Abbildung 40: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Bleibedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

Anmerkung: Die Zahlenwerte über den Balken sind mit einer Nachkommastelle angegeben, weshalb einige Balken mit unterschiedlichen Werten gleich hoch wirken.

6.2.4 Chrom

Chrom ist ein Übergangsmetall, das hauptsächlich als Legierungselement eingesetzt wird. Im Jahr 2022 wurden weltweit etwa 15 Mt Chromoxid produziert. Der größte primäre Produzent war dabei Südafrika (51 %) gefolgt von Kasachstan (12 %), Indien (11 %) und der Türkei (10 %). Chrom wird primär als Legierungselement in der Stahlindustrie verwendet, wobei 72 % der Gesamtmenge in nichtrostenden Edelstählen und 24 % in legiertem Carbon-Stahl verarbeitet werden. Nur ein kleiner Prozentsatz wird für Chromchemikalien, etwa zur Oberflächenbeschichtung oder als Pigmente und in der Ledergerbung, verwendet.

Kritikalität

Chrom wird aktuell nicht auf der Liste der kritischen Rohstoffe geführt und ist nach dem Bewertungssystem aus Kapitel 6.1 in Kategorie 2 von 4 eingestuft, wobei sich Chrom nahe der Grenze zu Kategorie 1 befindet. Chrom hat durch seinen hohen Einsatz in der Stahlindustrie eine hohe wirtschaftliche Bedeutung (0,77 nach Kapitel 6.1). Die hohe Abhängigkeit von wenigen Förderländern birgt potenzielle Risiken für die Versorgungssicherheit, sodass 2014 Chrom von der EU noch als kritischer Rohstoff geführt wurde (DERA, 2023b; European Commission, 2023).

Recycling

Chrom wird fast ausschließlich über das Recycling von legiertem Stahl zurückgewonnen. Trotz einer hohen globalen End-of-Life-Recyclingrate (EoL-RR) von 90 %, wird in Europa nur ein Recycling-Input von 21 % erreicht. Der Großteil des recycelten Chroms stammt aus dem Edelstahlrecycling, das technisch auf einem hohen Niveau ist. Der Import von chromhaltigen Abfällen und Schrotten nach Deutschland übersteigt den Export, jedoch sind die gehandelten Mengen im Vergleich zur weltweiten Primärproduktion gering (DERA, 2023b).

Zukünftige Entwicklung

In Tabelle 77 sind die in Kapitel 6.2.1 erläuterten Zukunftsszenarien nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) dargestellt. Beide Szenarien prognostizieren einen stark steigenden Bedarf (> 100 %) an Chrom für ausgewählte Zukunftstechnologien, in SSP1 verdreifacht sich der Chrombedarf von 84.000 t in 2018 auf 286.000 t in 2040, während er sich in SSP5 auf 171.000 t verdoppelt. Die größten Treiber sind dabei die Zukunftstechnologien Windkraftanlagen und Wasserelektrolyse (vor allem SSP1), welche auch eine zentrale Rolle für die E-Kerosin-Synthese darstellen, sowie Superlegierungen. Die weltweite Bergwerksförderung lag 2018 bei 27 Mt (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Der Chrombedarf aus der Raffinadeproduktion in der EU lag zwischen 2016 und 2020 bei 577.869 t, was ca. 8 % der Weltraffinadeproduktion entsprach (SCREEN2, 2023a). Vergleicht man diesen Wert mit den Ergebnissen der Szenarien, entsprechen die 286.000 t aus SSP1 ca. 50 %, der Bedarf von 171.000 t aus SSP5 29 % des europäischen Chrombedarfs.

Tabelle 77: Weltweiter Chrombedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.
Angaben nach (Marscheider-Weidemann et al., 2021), SSP1: Nachhaltiger Pfad mit deutlichem Ausbau erneuerbarer Energien, SSP5: Fossiler Pfad.

Technologie	Bedarf 2018 [t]	Bedarf 2040 [t] in SSP1	Bedarf 2040 [t] SSP5
Speichermedien in Rechenzentren	0,02	3–6	44–133
Superlegierungen	52.000	95.000	124.000
Additive Fertigung in Luftfahrt und Medizintechnik	50	2.012	1.342
Wasserelektrolyse	17	63.200	3.300
Stationäre SOFC-Systeme	213	26.400	2.800
CCS (Carbon Capture and Storage)	-	11.700	0
Windkraftanlagen	24.200	80.000	30.600
Meerwasserentsalzung	7.400	5.700	7.800
Rohstoffliche Recycling von Kunststoffen	127	1.940	1.080
Bedarfssumme	84.007	285.957	170.967
Anteil Bedarf bezogen auf Bergwerksförderung (2018) $27 \cdot 10^6$ t	0,3 %	1,1 %	0,6 %

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

Die in dieser Studie betrachteten Syntheserouten prognostizieren, wie in Abbildung 41 zu sehen, für das Jahr 2040 je nach Szenario und Option der Zubaurate einen jährlichen Chrombedarf zwischen ca. 2.700 t und 9.500 t, wobei der Bedarf in den PEM-Syntheserouten etwas geringer ist als in den AEL-Syntheseroute. In 2050 wird prognostiziert, dass sich dieser Bedarf um ca. Faktor vier erhöhen wird. Der Bedarf an Chrom für die E-Kerosin-Synthese entspricht damit zwischen 0,5 % und 1,6 % des europäischen Raffinadebedarfs von ca. 578.000 t (SCREEN2, 2023a).

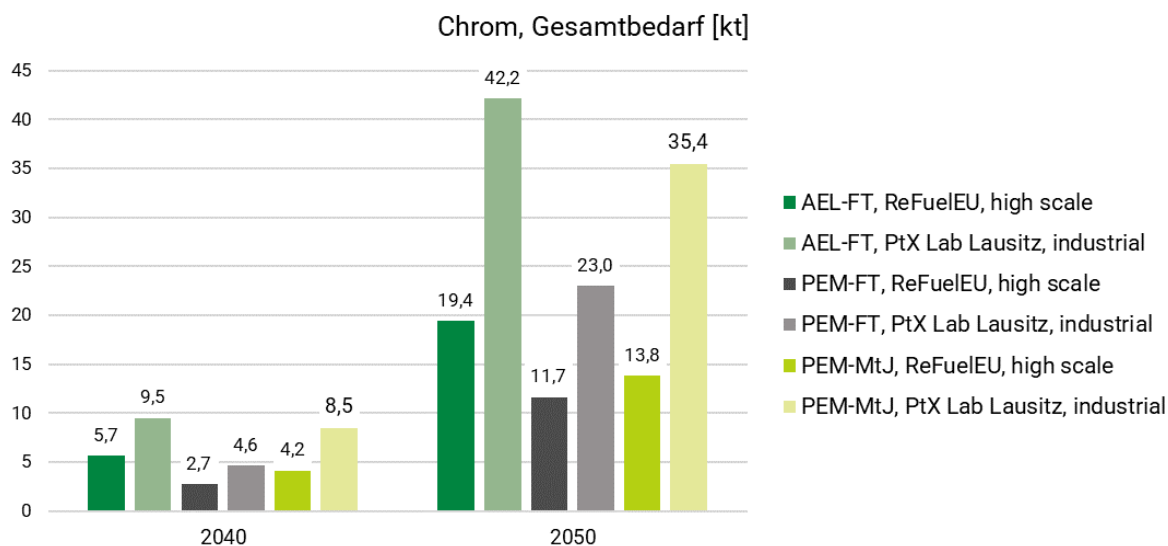


Abbildung 41: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Chrombedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

6.2.5 Eisen

Eisen ist das zentrale Metall in der Stahlproduktion und damit ein unverzichtbares Material für zahlreiche Industriezweige wie die Automobilindustrie, den Maschinenbau und die Bauwirtschaft. Stahl ist die technisch wichtigste Form des Eisens mit einem Kohlenstoff-Gehalt von weniger als 2,1 % (RÖMPP-Redaktion u. a., 2002b). Weltweit lag die Roheisenproduktion 2022 bei 1.304 Mt. Deutschland ist der größte Stahlproduzent in der EU und der achtgrößte weltweit, mit einer Produktion von rund 37 Mt Rohstahl im Jahr 2022. Über 80.000 Menschen sind in Deutschland direkt in der Stahlindustrie beschäftigt, was die Bedeutung dieses Sektors für die nationale Wirtschaft unterstreicht. Die deutsche Stahlproduktion stützt sich auf zwei Hauptproduktionsmethoden: die Hochofenroute, die ca. 70 % des Rohstahls ausmacht, und die Elektrolichtbogenofenroute, die vollständig auf Stahlschrott setzt (DERA, 2023a, 2023c, 2019).

Kritikalität

Eisen hat durch den vielfältigen Einsatz sowie die großen Produktions- und Verbrauchsmengen eine hohe wirtschaftliche Bedeutung mit einem Wert von 0,8 und ein verhältnismäßig geringes Versorgungsrisiko mit einem Wert von 0,1 (vergleiche Kapitel 6.1.2). Nach dem Bewertungssystem in dieser Studie wird es in Kategorie 1 von 4 eingestuft. Auch die EU listet Eisen nicht als kritischen Rohstoff. Deutschland ist in hohem Maße auf Importe von Eisenerzen und Konzentraten angewiesen, da der inländische Bergbau fast vollständig eingestellt ist. Der Bedarf an Eisen wird hauptsächlich durch Importe aus Ländern wie Brasilien und Australien gedeckt. Obwohl große Mengen von Stahlerzeugnissen recycelt werden, bleibt dennoch durch die Abhängigkeit von Primärressourcen ein potenzielles Risiko für die Versorgungssicherheit (DERA, 2023a, 2023c).

Recycling

Das Recycling von Eisen und Stahl ist eine Schlüsselstrategie zur Reduktion von Umweltauswirkungen. In Deutschland werden 45,8 % des in der Rohstahlproduktion eingesetzten Materials aus Recyclingprozessen gewonnen, während die Recycling-Input-Rate in Europa bei 56 % liegt. Besonders bemerkenswert ist das Recycling in Eisengießereien, wo bis zu 90 %

des Materials aus recyceltem Schrott stammt. Eisen- und Stahlschrotte werden in Deutschland effizient erfasst und verarbeitet, wobei etwa 59 % der erfassten Schrotte in andere EU-Länder verbracht werden, aufgrund beschränkter nationaler Verarbeitungsressourcen (DERA, 2023a, 2023c).

Zukünftige Entwicklung

In Tabelle 78 sind die in Kapitel 6.2.1 erläuterten Zukunftsszenarien nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) dargestellt. Beide Szenarien prognostizieren einen steigenden Bedarf für Eisen/Stahl für ausgewählte Zukunftstechnologien. Besonders stark wächst der Bedarf in SSP1 um Faktor 3, während er sich in SSP5 nur leicht erhöht. Ausschlaggebend dafür ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere von Windkraftanlagen. Eine weitere Zukunftstechnologie mit Wachstumspotenzial ist die Energiespeicherung über Redox-Flow-Batterien, welche, je nach Technologie, 2040 einen Bedarf zwischen 3.200 t und 88.000 t haben könnten. Im Vergleich zu den immensen Mengen der weltweiten Bergwerksförderung von 1.520 Mt Eisen in 2018 liegen die Stahl- bzw. Eisenbedarfe von 22 Mt (SSP1) und 8,4 Mt (SSP5) für die betrachteten Zukunftstechnologien bei 1,6 % und 0,4 %.

Tabelle 78: Weltweiter Eisenbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien. Angaben nach (Marscheider-Weidemann et al., 2021), SSP1: Nachhaltiger Pfad mit deutlichem Ausbau erneuerbarer Energien, SSP5: Fossiler Pfad.

Technologie	Bedarf 2018 [t]	Bedarf 2040 [t] in SSP1	Bedarf 2040 [t] SSP5
Additive Fertigung von Metallbauteilen („3D-Drucker“)	43	1.712	1.141
Windkraftanlagen			
- Gusseisen	922.000	3.064.000	1.168.000
- Stahl	5.695.000	18.725.000	7.209.000
Meerwasserentsalzung	24.700	20.000	27.300
Rohstoffliches Recycling von Kunststoffen	2.500	38.300	21.370
Redox-Flow-Batterien	-	3.200–88.000	3.200–88.000
Bedarfssumme	6.644.243	21.849.012	8.426.811
Anteil Bedarf bezogen auf Roheisenproduktion (2022) $1,52 \cdot 10^9$ t	0,4 %	1,4 %	0,6 %

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

Die in dieser Studie betrachteten Synthesewege haben 2040 wie in Abbildung 42 zu sehen einen Eisenbedarf zwischen 106 kt und 219 kt. Um den hohen Bedarf an E-Kerosin in 2050 decken zu können, muss ein starker Anlagenausbau erfolgen. Dieser führt 2050 zu einem Eisenbedarf von 350 kt bis 876 kt. Die Werte für die ressourcenintensivste Kombination Szenario PtX Lab Lausitz mit der Zubauoption industrial liegen hier doppelt so hoch verglichen mit der ressourcenärmsten Option ReFuelEU-Szenario/high scale. Da Eisen bzw. Stahl einen

Großteil des Anlagenbaus ausmacht, sind hier die Unterschiede der Zubauoption und damit der Skalierungseffekte besonders deutlich zu sehen. Bei der Zubauoption industrial werden viele kleinere Anlagen gebaut, statt wenige große bei der Zubauoption high scale. Im Verhältnis zur globalen und auch zur deutschen Produktion von Roheisen mit 37 Mt, sind die Bedarfe jedoch sehr gering.

Zu beachten ist jedoch, dass die Stahlindustrie vor der Herausforderung steht, ihre CO₂-Emissionen zu senken. Eine treibhausgasneutrale Stahlproduktion in Deutschland setzt eine ausreichende Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom voraus. Technologien wie die direkte Reduktion von Eisen mit Wasserstoff und der Ausbau von Elektrolichtbogenöfen werden in Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Sollten sich im Zuge dessen die Produktionsmengen von Primärstahl in Deutschland verringern, werden gleichzeitig das Recycling von Eisen und Stahl sowie gegebenenfalls Importe von grünem Stahl an Bedeutung gewinnen, um die Abhängigkeit von Primärressourcen zu reduzieren und die Umweltbelastung zu minimieren (DERA, 2023a, 2023c).

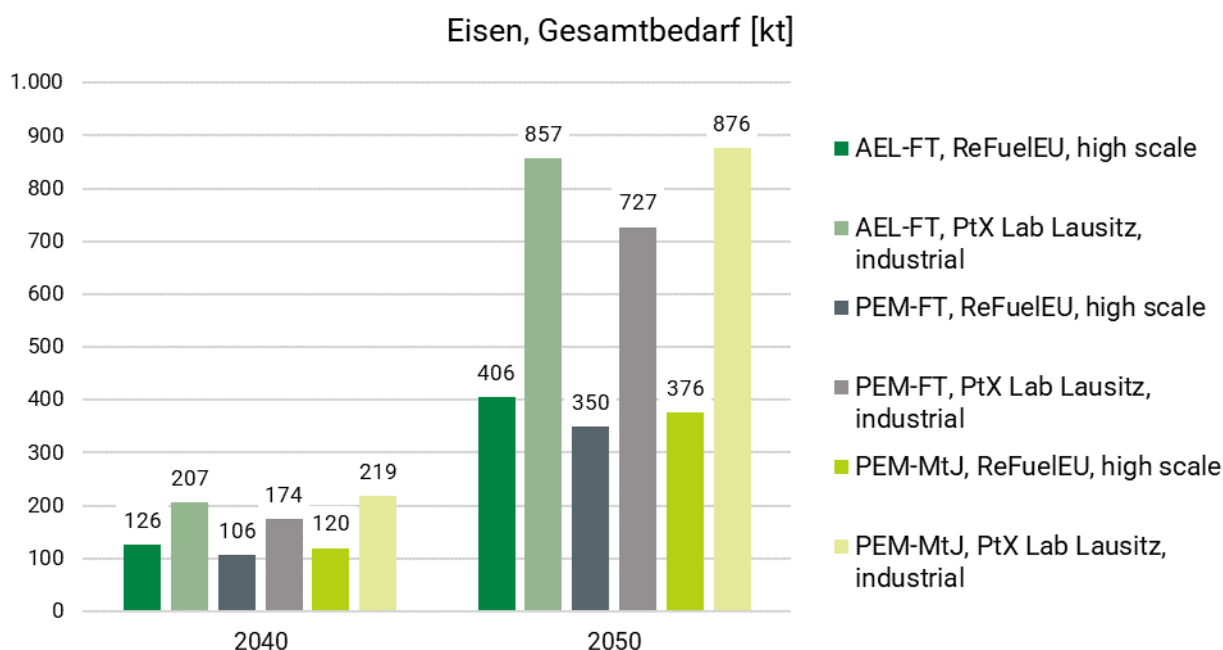


Abbildung 42: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Eisenbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

6.2.6 Kobalt

Kobalt ist ein seltenes Element, das in der Erdkruste in geringeren Mengen als Nickel oder Kupfer vorkommt. Es tritt in Nickel-Lateriten und Kupfersulfiderzen auf und wird nicht primär abgebaut, sondern im Rahmen der Verarbeitung dieser Erze extrahiert. Wichtige kobaltführende Minerale sind Heterogenit (40-60 % Kobalt), Linneit (ca. 58 % Kobalt), Cattierit (ca. 48 % Kobalt) und Skutterudit (ca. 21 % Kobalt) (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Rund 70 % des weltweit geförderten Kobalts stammen aus der Demokratischen Republik Kongo, was das Land zum führenden Bergbauland macht. Weitere bedeutende Produktionsländer sind Australien und Russland, mit jeweils etwa 4 % Anteil an der globalen Förderung. Deutschland importiert Kobalt jedoch vor allem in raffinierter Form, wobei China der dominierende Raffinadeproduzent ist (62 % der globalen Raffinadeproduktion). Weitere wichtige

Raffinadelieferanten für Deutschland sind Finnland (10 %) und Belgien (5 %). Die globale Raffinadeproduktion von Kobalt lag 2018 bei ca. 126.000 t. Der größte Anteil des weltweit produzierten Kobalts wird für Batterien genutzt (46 %), insbesondere für Lithium-Ionen-Batterien, die in Elektrofahrzeugen und stationären Energiespeichersystemen eine Schlüsselrolle spielen. Weitere Einsatzbereiche sind Superlegierungen (17 %), Hartmetalle, Katalysatoren und Magnete (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Kritikalität

Kobalt ist nach dem Kritikalitätsbewertungssystem dieser Studie als kritisch eingestuft (Kategorie 2 von 4). Das normierte Versorgungsrisiko beträgt 0,5, die normierte wirtschaftliche Bedeutung liegt bei 0,8 (vergleiche auch Tabelle 73). Daraus ergibt sich ein Charakterisierungsfaktor von 0,4. Kobalt liegt damit auf Platz 17 der Elemente mit dem höchsten Charakterisierungsfaktor (vergleiche auch Kapitel 6.1.2 sowie Tabelle A-18 im Anhang). Mit Blick auf die wachsenden Märkte, welche Kobalt in den verschiedenen Technologien einsetzen, wird sich die Kritikalität in Zukunft voraussichtlich erhöhen (European Commission, 2023).

Recyclingtechnologien

Recycling spielt eine wichtige Rolle bei der Bewältigung der zukünftigen Kobaltknappheit. Bestehende Recyclinganlagen konzentrieren sich auf die Rückgewinnung von Kobalt aus gebrauchten Batterien. Diese Anlagen gewinnen Kobalt, Nickel und Kupfer aus Lithium-Ionen-Batterien und tragen so dazu bei, die Abhängigkeit von Primärrohstoffen zu verringern. Neben Recycling wird auch intensiv an der Entwicklung neuer Materialien geforscht, die den Kobaltbedarf in Batterien reduzieren, wie etwa nickelreiche Kathoden (zum Beispiel NMC 811). Durch diese Maßnahmen können die Kobaltreserven geschont und Engpässe in der Rohstoffversorgung minimiert werden (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Zukünftige Entwicklung

Die Nachfrage nach Kobalt wird voraussichtlich aufgrund der steigenden Elektrifizierung, der zunehmenden Verbreitung von Energiespeichersystemen sowie dem Fortschritt bei alternativen Antriebstechnologien wie Feststoffbatterien stark ansteigen. In Tabelle 79 sind die in Kapitel 6.2.1 erläuterten Zukunftsszenarien nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) dargestellt. Beide Szenarien erwarten, dass der Bedarf an Kobalt bis zum Jahr 2040 um das Zweifache bis Vierfache des Bedarfs 2018 steigen könnte. Im Szenario SSP5 könnte der Kobaltbedarf allein für die ausgewählten Zukunftstechnologien der weltweiten Raffinadeproduktion von 126.000 t im Jahr 2018 entsprechen, im Szenario SSP1 diese mit ca. 400 % sogar deutlich übersteigen. Um den prognostizierten Wachstumspfad zu ermöglichen, ist somit ein Ausbau der weltweiten Kobaltförderung unerlässlich (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Tabelle 79: Weltweiter Kobaltbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien. Angaben nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021), SSP1: Nachhaltiger Pfad mit deutlichem Ausbau erneuerbarer Energien, SSP5: Fossiler Pfad.

Technologie	Bedarf 2018 [t]	Bedarf 2040 [t] in SSP1	Bedarf 2040 [t] SSP5
Superlegierungen	37.000	68.000	88.000
Lithium-Ionen-Hochleistungsspeicher	12.750	311.000	59.830
Feststoffbatterie	–	109.000	3.000
Additive Fertigung von Metallbauteilen („3D-Drucker“)	4	139	93
Wasserelektrolyse	0	160	8
SOFC-Stationäre Brennstoffzelle	1	63	7
CCS – Carbon Capture and Storage	–	200	0
Synthetische Kraftstoffe	–	4.600	4.460
Rechenzentren	0	110	1.480
Bedarfssumme	49.755	493.272	156.878
Anteil Bedarf bezogen auf Raffina-deproduktion (2018) 126·10³ t	39 %	391 %	124 %

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

In Abbildung 43 sind die prognostizierten Kobaltbedarfe für die Syntheserouten dieser Studie dargestellt. Besonders kobaltintensiv ist hierbei die Syntheseroute AEL-FT in beiden Zubauoptionen mit einem Bedarf von 80–131 t in 2040. Dies ist auf den Nickelbedarf in der AEL-Elektrolyse zurückzuführen. Wie bereits beschrieben, wird Kobalt aus Erzen der Nickel- und Kupferproduktion gewonnen. Weiterhin wird Kobalt bei der FT-Synthese als Katalysator verwendet. Verglichen mit den Prognosen nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) sind ebenso starke Steigerungen bis 2050 zu erwarten, in der AEL-FT Syntheseroute high scale und industrial werden hier 262–552 t Kobalt in 2050 erwartet, obwohl die Bedarfswerte in Tabelle 79 für das Jahr 2040 von ca. 4.500 auch in 2050 nicht erreicht werden. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass sich die Kobaltbedarfe für synthetische Kraftstoffe in Tabelle 79 nur auf den Katalysator einer FT-Synthese beziehen.

Obwohl die erwarteten Kobaltbedarfe der Studie (Abbildung 43) für die E-Kerosin-Produktion allein, weit unter der weltweiten Produktion in 2018 von ca. 126.000 t liegt, ist zukünftig durch den Hochlauf anderer Zukunftstechnologien, wie beispielsweise Feststoffbatterien und Lithium-Ionen-Hochleistungsspeicher mit starker Konkurrenz und möglichen Knappheiten auf dem Kobaltmarkt zu rechnen.

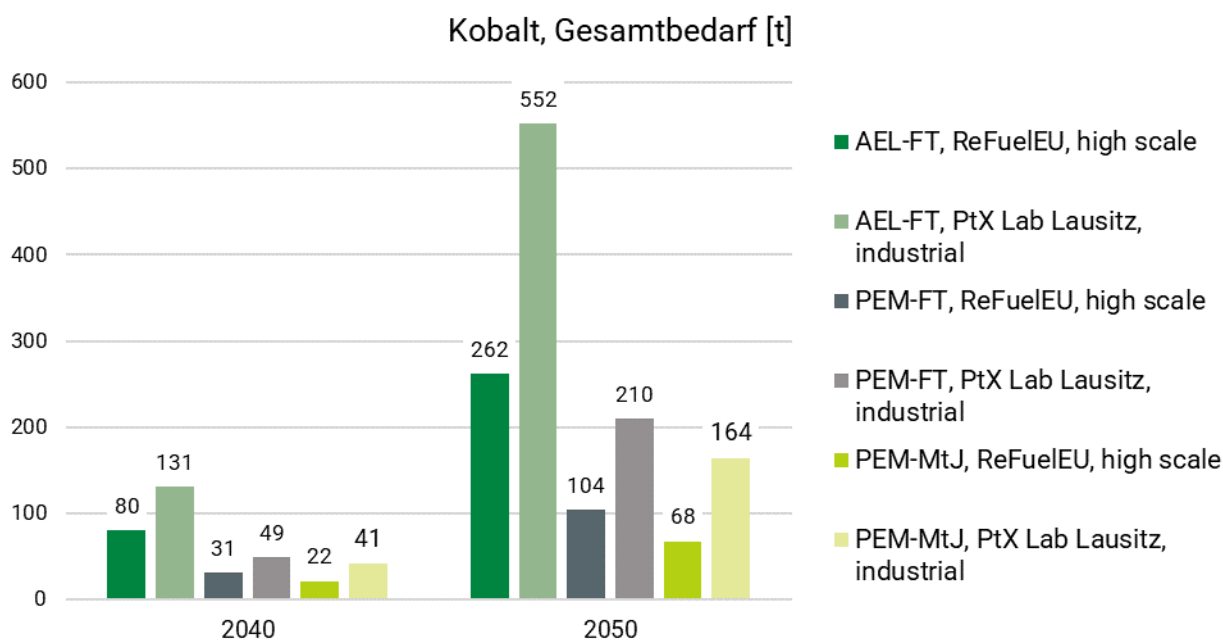


Abbildung 43: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Kobaltbedarf [t] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

6.2.7 Kupfer

Kupfer ist ein weit verbreitetes Element, das in der Erdkruste häufiger vorkommt als Kobalt und in zahlreichen Mineralen zu finden ist. Es tritt gediegen, das heißt in elementarer Form auf und wird in der Geschichte der Menschheit bereits seit Jahrtausenden verwendet. Zu den wichtigsten kupferführenden Mineralen zählen Cuprit (ca. 89 % Kupfer), Tenorit (ca. 80 % Kupfer), Chalkosin (ca. 80 % Kupfer), Digenit (ca. 78 % Kupfer) und Covellin (ca. 67 % Kupfer). Kupfer wird weltweit auf allen Kontinenten in verschiedenen geologischen Formationen abgebaut. Zu den führenden Bergbauländern gehören Chile (28–34 % der globalen Förderung), Peru (8–12 %) und China (7–9 %). Der größte Raffinadeproduzent ist China, der 38 % der globalen Raffinadeproduktion liefert. Weitere wichtige Raffinadeländer sind Chile (10 %) und Japan (7 %). 2018 lag die weltweite Kupfer-Raffinadeproduktion bei ca. 25 Mt. Der größte Teil des weltweit produzierten Kupfers wird in elektrischen Anwendungen genutzt, die ca. 79 % der Gesamtnachfrage ausmachen. Dazu gehören Stromverteilung, elektrische Infrastruktur und Elektromotoren. Weitere bedeutende Einsatzbereiche sind der Transportsektor, industrielle Maschinen, Kühlsysteme und die Elektronik (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Kritikalität

Kupfer ist nach dem Bewertungssystem dieser Studie in Kategorie 1 von 4 einzuordnen und ist auch nach der Kritikalitätsbewertung der EU nicht als kritisch eingestuft. Durch den Einsatz von sehr großen Mengen von 20 Mt in 2020 in allen strategischen Technologien, insbesondere für die Elektrifizierung, besitzt es eine hohe strategische Bedeutung mit geringem Substitutionspotenzial (European Commission, 2023).

Recyclingtechnologien

Recycling spielt eine wichtige Rolle bei der Sicherstellung der Kupferversorgung. Kupfer kann ohne Qualitätsverlust recycelt werden, was zu einer signifikanten Ergänzung der Primärproduktion beiträgt. Bestehende Recyclinganlagen ermöglichen die Rückgewinnung von Kupfer

aus Elektronikschrott, Kabeln und anderen kupferhaltigen Materialien. Neben dem Recycling wird auch an der Entwicklung neuer Technologien geforscht, um den Bedarf an Kupfer durch effizientere Nutzung und alternative Materialien zu senken (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Zukünftige Entwicklung

Die Nachfrage nach Kupfer wird insbesondere durch den Ausbau erneuerbarer Energien, die Elektrifizierung des Verkehrs sowie die Entwicklung neuer Energiespeichertechnologien weiter steigen. In Tabelle 80 sind die in Kapitel 6.2.1 erläuterten Zukunftsszenarien nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) dargestellt. Beide Szenarien prognostizieren, dass der Bedarf an Kupfer bis zum Jahr 2040 signifikant ansteigen könnte. Im SSP1-Szenario könnte der Bedarf auf 5,5 Mt ansteigen und damit 23 % der weltweiten Raffinadeproduktion 2018 von 24 Mt entsprechen. Im SSP5-Szenario könnte der Bedarf sogar auf 9,2 Mt und damit 38 % der weltweiten Raffinadeproduktion 2018 ansteigen. Diese Schätzungen basieren vor allem auf dem zu erwartenden Wachstum im Bereich der Stromnetze, insbesondere Windkraftanlagen und der Elektromobilität.

Für die E-Kerosin-Synthese ist hier vor allem die Verwendung von Kupfer in der Wasserelektrolyse, CO₂-Abscheidung, Windkraftanlagen, Ausbau Stromnetz und der Meerwasserentsalzung relevant. Dies spiegelt sich ebenfalls in den hohen Bedarfsprognosen für diese Technologien in SSP1 wider (siehe Tabelle 80). Die Meerwasserentsalzung stellt hierbei eine wichtige Möglichkeit dar, große Mengen Wasser für die Wasserelektrolyse bereitzustellen.

Tabelle 80: Weltweiter Kupferbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien. Angaben nach (Marscheider-Weidemann et al., 2021), SSP1: Nachhaltiger Pfad mit deutlichem Ausbau erneuerbarer Energien, SSP5: Fossiler Pfad.

Technologie	Bedarf 2018 [t]	Bedarf 2040 [t] in SSP1	Bedarf 2040 [t] SSP5
Elektrische Traktionsmotoren für Kraftfahrzeuge	33.200	800.000	772.600
Legierungen für den Airframe-Leichtbau	11.000	12.000	18.000
Luftfahrzeuge für 3D-Mobilität (eVOTL)	–	150	390
Feststoffbatterie	–	261.000	8.000
Quantencomputer	3	1.150	1.150
Dünnschicht-Photovoltaik	14	79	0
Wasserelektrolyse	29	110.400	5.800
CCS – Carbon Capture and Storage	–	22.300	0
Windkraftanlagen	95.100	355.000	121.000
Meerwasserentsalzung	28.400	21.400	29.300
Rohstoffliche Recycling von Kunststoffen	126	1.930	1.080
Ausbau Stromnetz	3.825.000	3.832.000	8.211.000
Induktiver Übertragung elektrischer Energie	195	65.640	17.900
Bedarfssumme	3.993.067	5.483.049	9.186.220
Anteil Bedarf bezogen auf Raffinadeproduktion (2018) $24,136 \cdot 10^6$ t	17 %	23 %	38 %

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

Diese Studie sieht für den Hochlauf der E-Kerosin-Produktion einen zunehmenden Bedarf für Kupfer voraus, wobei die betrachteten Syntheserouten sich nur geringfügig unterscheiden (vergleiche Abbildung 44). 2040 könnte der Kupferbedarf je nach Szenario und Zubauoption 9.000–17.000 t betragen. Bis 2050 könnte dieser Bedarf auf ca. 30.000 t (Szenario RefuelEU mit Zubauoption high scale) bis 70.000 t (Szenario PtX Lab Lausitz mit Zubauoption industrial) steigen. Im Vergleich zur weltweiten Raffinadeproduktion 2018 von ca. 24 Mt, stellen diese weniger als 1 % dar. Auch im Vergleich mit dem Raffinadeverbrauch der EU von 3,7 Mt (durchschnittlicher Verbrauch 2016 bis 2020) entsprechen die Kupferbedarfe in Abbildung 44

weniger als 2 %. Mit Blick auf dem zukünftigen Wachstum von anderen Zukunftstechnologien (siehe Tabelle 80) ist auch bei Kupfer mit potenzieller Konkurrenz und Knappheiten zu rechnen, da auch viele bereits etablierte Technologien sukzessive elektrifiziert werden, um eine treibhausgasneutrale Produktion zu ermöglichen.

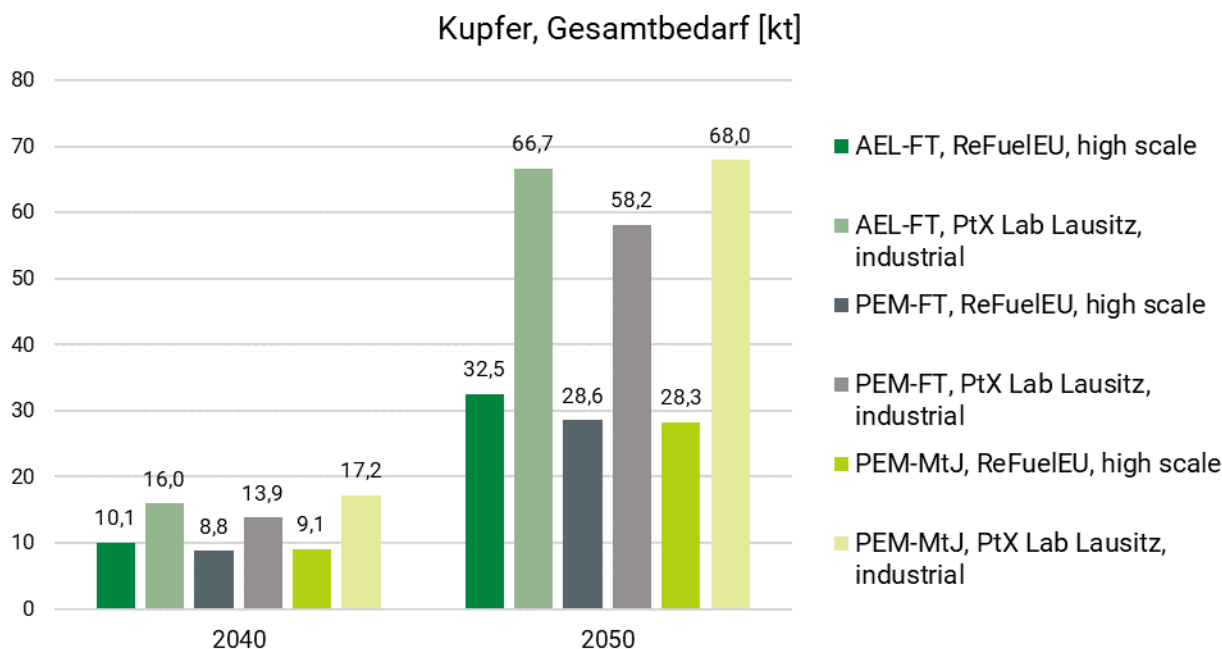


Abbildung 44: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Kupferbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

6.2.8 Magnesium

Magnesium ist ein Erdalkalimetall und eines der häufigsten Elemente in der Erdkruste. Es wird hauptsächlich aus den Mineralen Dolomit und Carnallit gewonnen. Die Hauptproduktionsländer von Magnesium sind Stand 2021 China (82 % der weltweiten Produktion), die USA und Russland. Die weltweite Primärproduktion lag im Jahr 2022 bei ca. 1 Mt, wobei der größte Teil der Raffinadeproduktion in China erfolgte. In der EU wird Magnesium nicht primär hergestellt, sodass sie vollständig auf Importe angewiesen ist, die sich auf etwa 200.000 t pro Jahr belaufen (BGR, 2020; DERA, 2023a, 2023d; Schmitz, 2019).

Magnesium zeichnet sich durch seine Leichtbau-Eigenschaften, eine gute mechanische Verarbeitbarkeit und ein hervorragendes Verhältnis von Festigkeit zu Dichte aus. Aufgrund seiner geringen Dichte ($1,74 \text{ g/cm}^3$) ist es besonders attraktiv für den Einsatz in der Automobil- und Luftfahrtindustrie. Etwa 70 % des weltweit produzierten Magnesiums gehen in die Herstellung von Magnesium- und Aluminiumlegierungen. Weitere wichtige Anwendungen umfassen die Entschwefelung von Metallen sowie den Einsatz in der Gusseisenindustrie. Aufgrund seiner hohen Reaktivität wird Magnesium in der Metallverarbeitung und als Reduktionsmittel genutzt (BGR, 2020; Schmitz, 2019).

Kritikalität

Obwohl Magnesium weit verbreitet ist, wird seine Produktion aufgrund der starken Konzentration auf China als potenziell kritisch eingestuft. Von der EU (European Commission, 2023) wird es bereits seit 2011 auf der Liste der kritischen Rohstoffe geführt. Nach dem Kritikalitätsbewertungssystem dieser Studie wird es in Kategorie 3 von 4 eingestuft. Der globale

Markt hängt stark von chinesischen Exporten ab, da neben China nur noch Israel nennenswerte Mengen exportiert. Diese hohe Abhängigkeit wird auch in den kommenden Jahren bestehen bleiben, obwohl neue Projekte in Ländern wie Kanada und den USA geplant sind. (BGR, 2020; Schmitz, 2019).

Die Magnesiumproduktion, insbesondere in China, birgt erhebliche ökologische und soziale Herausforderungen. Der Abbau erfolgt oft in ökologisch sensiblen Regionen, wie den Salzseen in China und dem Great Salt Lake in den USA. Die Wasserentnahmen zur Magnesiumgewinnung tragen hier zur Absenkung der Wasserstände bei und gefährden lokale Ökosysteme. Zudem sind viele Produktionsmethoden energieintensiv und mit hohen CO₂-Emissionen verbunden. In der Vergangenheit kam es häufig zu umweltbelastenden Emissionen, was zur Aufnahme der betroffenen Regionen in Umweltprogramme wie die US Environmental Protection Agency's Superfund führte. Neben den ökologischen Auswirkungen sind auch soziale Standards oft niedrig, da die Produktionsstätten in China häufig mit problematischen Arbeitsbedingungen verbunden sind (Schmitz, 2019).

Recyclingtechnologien

Magnesium wird in Deutschland und der EU recycelt. Der Recyclinganteil bei Magnesium liegt global bei etwa 50 %. In der Aluminiumindustrie wird Magnesium aus Schrott und Produktionsrückständen zurückgewonnen. Zukünftig wird die Nachfrage nach Magnesium voraussichtlich weiter steigen, was das Potenzial für Recyclingverfahren erhöht. Neue Technologien zur Rückgewinnung von Magnesium aus Reststoffen, wie Filteraschen von Kohlekraftwerken und Restsalzen der Meerwasserentsalzung, könnten zukünftig eine Rolle spielen (BGR, 2020; Schmitz, 2019).

Zukünftige Entwicklung

Laut der Deutschen Rohstoffagentur (DERA) (Schmitz, 2019) wird der weltweite Bedarf an Magnesium in den kommenden Jahren weiter ansteigen, insbesondere angetrieben durch die Automobilindustrie. Die steigende Nachfrage nach Leichtbaukomponenten und Materialien, die zu einer Verbesserung der Energieeffizienz beitragen, wird den Bedarf an Magnesium und seinen Legierungen voraussichtlich weiter erhöhen. Besonders relevant ist Magnesium für die Herstellung von Fahrzeugkomponenten in der Elektromobilität, da hier Gewichtsreduktion entscheidend ist, um die Reichweite von Elektrofahrzeugen zu maximieren. Prognosen der DERA weisen auf ein jährliches Nachfragewachstum von etwa 5 bis 7 % hin, wobei die Versorgung jedoch stark von der chinesischen Produktion abhängt, da China etwa 85 % der weltweiten Magnesiumproduktion liefert.

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

In dieser Studie wird, wie in Abbildung 45 dargestellt, auch für die E-Kerosin-Produktion ein wachsender Bedarf für Magnesium vorausgesagt, wobei der Pfad über die AEL-Elektrolyse einen höheren Magnesiumbedarf besitzt als die Pfade über die PEM-Elektrolyse. 2040 wird ein Magnesiumbedarf von 800–2.200 t prognostiziert. Bis 2050 könnte sich dieser Bedarf je nach Szenario und Zubauoption auf 2.400–9.100 t vervielfältigen. Im Extremfall mit einer Menge von 9.100 t in der Syntheseroute AEL-FT im Szenario PtX Lab Lausitz mit der Zubauoption industrial entspricht der Bedarf fast der Hälfte der jährlichen Magnesiumimporte der EU von ca. 200.000 t. Aufgrund der wachsenden Nachfrage im Mobilitätssektor und der Kritikalität von Magnesium steht die E-Kerosin-Produktion auch hier in erheblicher Konkurrenz um diesen wichtigen Rohstoff.

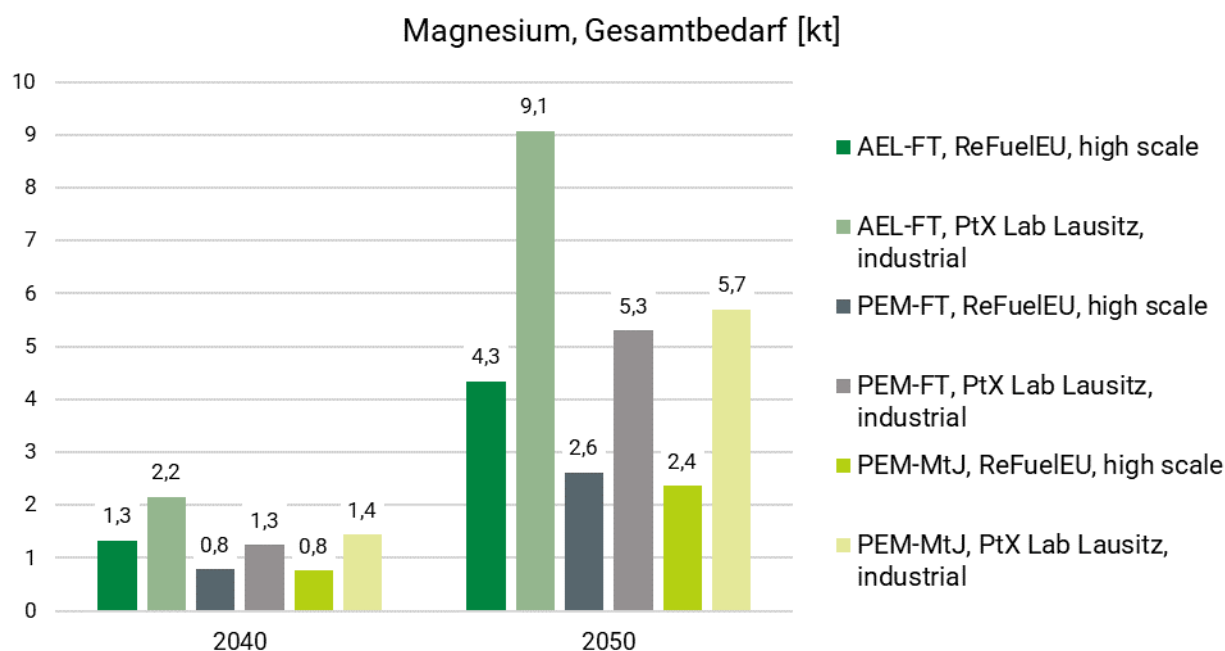


Abbildung 45: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Magnesiumbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

6.2.9 Mangan

Mangan ist ein Übergangsmetall mit einer jährlichen Bergwerksförderung von ca. 20 Mt (2018–2022). Die größten Produzenten von Mangan in der Bergwerksförderung sind Südafrika (35 %), Gabun (22 %) und Australien (15 %) (Stand 2022), was diese Länder weltweit zu den wichtigsten Lieferanten macht (DERA, 2023a; Reichl und Schatz, 2024). Zu den wichtigsten Raffinadeproduzenten gehören China (58 %) und Indien (13 %) (Durchschnitt 2016–2020 (SCREEN2, 2023b)) (DERA, 2023a; Reichl und Schatz, 2024).

Mangan wird in erster Linie als Legierungselement in der Stahlindustrie eingesetzt, da es eine entscheidende Rolle bei der Desoxidation und Entschwefelung von Stahl spielt. Es erhöht zudem die Festigkeit und Härte von Stahl. Daneben findet es Anwendung in Batterien (insbesondere Lithium-Ionen-Batterien) sowie in der Chemieindustrie als Oxidationsmittel. Zukünftige Technologien, wie Feststoffbatterien und CO₂-Abscheidung (CCS) werden voraussichtlich den Bedarf an Mangan weiter steigern (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Kritikalität

Mangan ist sowohl nach der Kritikalitätsbewertung der EU (European Commission, 2023) als auch nach dem Kritikalitätsbewertungssystem dieser Studie als kritisch eingestuft (Kategorie 2 von 4). Mangan ist ein strategisches Metall mit hoher wirtschaftlicher Bedeutung, welches erst 2023 neu in die Liste der kritischen Rohstoffe der EU aufgenommen wurde. Da die innereuropäische Manganproduktion seit 2020 zurückgegangen ist, ist das Versorgungsrisiko gestiegen, weil sich der Import im Wesentlichen auf zwei Exportländer konzentriert: Südafrika (41 %) und Gabun (39 %) (Stand 2023) (European Commission, 2023).

Recycling

Derzeit gibt es keine bedeutenden Recyclingprozesse für Mangan in Deutschland. Das Recycling von Mangan erfolgt hauptsächlich über die Rückgewinnung aus Stahlschrott, in dem

Mangan enthalten ist. Obwohl Mangan technisch recycelbar ist, gibt es bisher nur eingeschränkte wirtschaftliche Anreize für umfassende Recyclingprozesse. Mit dem erwarteten Anstieg der Nachfrage für Batterietechnologien und Legierungen könnte das Recycling von Mangan in Zukunft jedoch an Bedeutung gewinnen (BGR, 2021).

Zukünftige Entwicklung

In Tabelle 81 sind die in Kapitel 6.2.1 erläuterten Zukunftsszenarien nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) dargestellt. Während das SSP5-Szenario mit 158.000 t eine Verdreifachung des Bedarfs gegenüber 2018 (ca. 51.000 t) vorsieht, sieht das SSP1-Szenario sogar eine Steigerung um den Faktor zwanzig voraus. Die Bedarfe könnten in 2040 in SSP1 ca. 1 Mt Mangan erreichen, was vor allem durch die Zukunftstechnologien Lithium-Ionen-Hochleistungsspeicher und Feststoffbatteriezellen vorangetrieben wird, aber auch durch den Ausbau der für die E-Kerosin relevanten Technologien für CCS und Windkraftanlagen. Im Vergleich mit der Bergwerksförderung 2018 von 20,3 Mt stellen die prognostizierten Manganbedarfe in SSP1 fast 5 % dar.

Tabelle 81: Weltweiter Manganbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien. Angaben nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021), SSP1: Nachhaltiger Pfad mit deutlichem Ausbau erneuerbaren Energien, SSP5: Fossiler Pfad.

Technologie	Bedarf 2018 [t]	Bedarf 2040 [t] in SSP1	Bedarf 2040 [t] SSP5
Windkraftanlagen	38.700	126.000	49.000
Lithium-Ionen-Hochleistungsspeicher	11.140	530.500	102.000
Feststoffbatteriezellen	-	187.000	5.100
Additive Fertigung in Luftfahrt und Medizintechnik	2,3	92,5	61,7
Wasserelektrolyse	0,12	450	24
Stationäre SOFC-Systeme	3	360	38
Carbon Capture and Storage (CCS)	-	121.300	0
Meerwasserentsalzung	1.100	800	1.100
Rohstoffliches Recycling von Kunststoffen	30	460	260
Bedarfssumme	50.975	966.963	157.583
Anteil Bedarf bezogen auf Bergwerksförderung (2018) $20,3 \cdot 10^6$ t	0,3 %	4,9 %	0,8 %

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

Wie in Abbildung 46 zu sehen, ist auch für die E-Kerosin-Synthese ein steigender Bedarf an Mangan anzunehmen. Bei den betrachteten Pfaden hat der MtJ-Pfad einen leicht höheren Bedarf gegenüber dem FT-Pfad. In 2040 könnte der Bedarf je nach Szenario und Zubauoption bei 1.600–3.500 t liegen, wobei 2050 deutlich höhere Bedarfe von 5.300–14.100 t zu erwarten sind. Diese Mengen sind im Vergleich zur weltweiten Bergwerksförderung 2018 von ca. 20 Mt, wie auch des europäischen Verbrauchs von ca. 1 Mt Raffinadmangan (Durchschnitt 2016–2020, (SCREEN2, 2023b)) gering. Dennoch tritt die E-Kerosin-Produktion nach den Analysen der DERA (Marscheider-Weidemann et al., 2021) auch hier mit anderen Zukunftstechnologien in Konkurrenz, insbesondere mit Feststoffbatteriezellen und Lithium-Ionen-Hochleistungsspeichern.

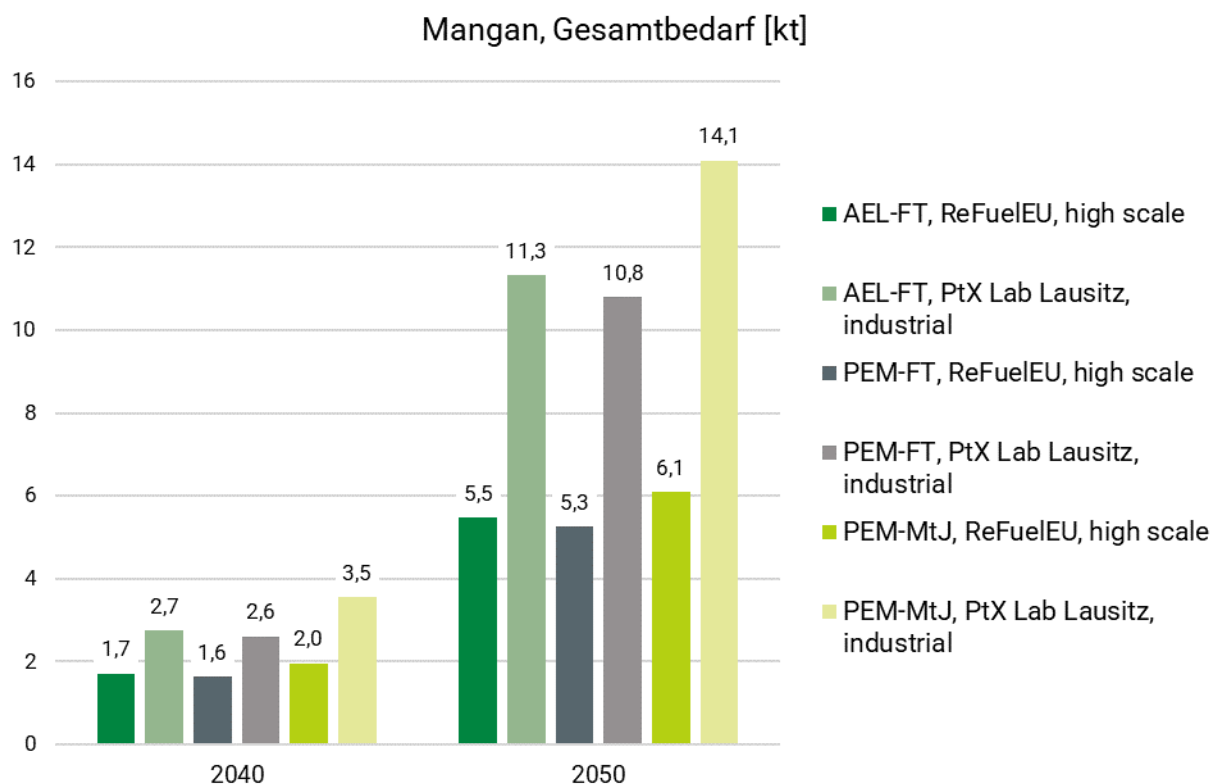


Abbildung 46: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Manganbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

6.2.10 Nickel

Nickel ist ein Übergangsmetall, das eine bedeutende Rolle in verschiedenen Industrien spielt. Nickel kommt natürlich in Form von Sulfiden, Silikaten, Oxiden und Arseniden vor. Häufige nickelhaltige Minerale sind beispielsweise Pentlandit, Nontronit und nickelführender Geothit (Szurlies u. a., 2021). Die größten Produzentenländer sind Stand 2022 Indonesien (49 %) und die Philippinen (11 %), die den Weltmarkt dominieren. Weitere Produzenten sind Russland, Neukaledonien (Frankreich), Australien und Kanada. Im Zeitraum zwischen 2018 und 2022 hat sich die Nickelproduktion um ca. 37 % gesteigert und lag 2022 bei etwa 3,2 Mt (Reichl und Schatz, 2024; Szurlies u. a., 2021).

Nickel wird hauptsächlich für die Herstellung von nichtrostendem Stahl verwendet, der etwa 71 % der Nickelproduktion ausmacht. Darüber hinaus ist Nickel ein zentraler Rohstoff für die

Batterieproduktion, insbesondere für Lithium-Ionen-Batterien. Weiterhin wird Nickel in Legierungen, Oberflächenbeschichtungen, in der Chemieindustrie sowie in der Wasserstoffproduktion eingesetzt. Bei der Wasserelektrolyse spielt Nickel vor allem bei den alkalischen Elektrolyseuren (AEL) eine entscheidende Rolle, da Nickellegierungen für die Elektroden verwendet werden (DERA, 2022; Szurlies u. a., 2021).

Kritikalität

Nickel wird wie Kupfer nach dem Bewertungssystem dieser Studie (Kapitel 6.1.2) in Kategorie 1 von 4 eingeordnet und ist nach der Kritikalitätsbewertung der EU nicht als kritisch eingestuft. Es ist jedoch ein strategisch wichtiges Metall, das für die Energiewende unverzichtbar ist, insbesondere für den Ausbau der Elektromobilität und erneuerbarer Energien. Aufgrund der wachsenden Nachfrage in der Batterie- und Edelstahlproduktion wird erwartet, dass der Bedarf an Nickel weiter steigt. Trotz der bedeutenden Produktionsmengen in Indonesien und den Philippinen besteht weiterhin ein Risiko für Marktengpässe, vor allem bei hochreinem Nickel (Class-I-Produkten) (EC, 2023; Szurlies u. a., 2021).

Die sozialen und ökologischen Auswirkungen der Nickelproduktion sind erheblich. Der Nickelabbau, besonders in Indonesien und auf den Philippinen, verursacht schwerwiegende Umweltprobleme, wie die Zerstörung von Regenwäldern, hohe CO₂-Emissionen durch energieintensive Prozesse sowie die Verschmutzung von Gewässern. Zudem sind die Arbeitsbedingungen in den Abbaugebieten oft problematisch. Der steigende Bedarf an Nickel verstärkt diese Belastungen, da die Produktion vor allem durch den Einsatz von Kohle in Ländern wie Indonesien einen hohen CO₂-Ausstoß mit sich bringt. Trotz wachsender Recyclingkapazitäten wird der Primärabbau weiterhin dominieren (Szurlies u. a., 2021).

Recycling

Nickel wird bereits in großen Mengen recycelt, insbesondere in der Stahlindustrie durch die Wiederverwertung von nichtrostendem Stahlschrott. Der Anteil von sekundärem Nickel am weltweiten Angebot beträgt etwa ein Drittel. In Zukunft könnte das Recycling weiter an Bedeutung gewinnen, insbesondere im Kontext einer Kreislaufwirtschaft, die die Nachfrage nach Primärressourcen reduzieren soll (Szurlies u. a., 2021).

Zukünftige Entwicklung

In Tabelle 82 sind die in Kapitel 6.2.1 erläuterten Zukunftsszenarien nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) dargestellt. Beide Szenarien sehen eine signifikante Steigerung des Nickelbedarfs für Zukunftstechnologien bis zum Jahr 2040 voraus. 2018 wurden ca. 3 % (72.000 t) der weltweiten Raffinadeproduktion von ca. 2,2 Mt für die in Tabelle 82 beschriebenen Zukunftstechnologien verwendet. 2040 könnte die Nachfrage in SSP5 auf 840.000 t bzw. 38 %, in SSP1 sogar auf 3,3 Mt bzw. 150 % dieser Produktion ansteigen. Diese Entwicklung wird vor allem durch die Wachstumsprognose in den Bereichen Lithium-Ionen-Hochleistungsspeicher und Feststoffbatteriezellen hervorgerufen. Aber auch die für die E-Kerosin-Synthese relevanten Technologien Wasserelektrolyse, CO₂-Abscheidung (CCS) sowie Windkraftanlagen enthalten Nickel und führen mit dem Ausbau der Technologien zur Konkurrenz um dieses Metall.

Tabelle 82: Weltweiter Nickelbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien. Angaben nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021), SSP1: Nachhaltiger Pfad mit deutlichem Ausbau erneuerbaren Energien, SSP5: Fossiler Pfad.

Technologie	Bedarf 2018 [t]	Bedarf 2040 [t] in SSP1	Bedarf 2040 [t] SSP5
Superlegierungen	164.000	301.000	392.000
Lithium-Ionen-Hochleistungsspeicher	32.320	2.003.000	385.400
Feststoffbatteriezellen	-	702.000	19.000
Additive Fertigung in Luftfahrt und Medizintechnik	108	2.153	2.297
Wasserelektrolyse	53	203.870	10.800
Stationäre SOFC-Systeme	84	10.350	1.100
CCS (Carbon Capture and Storage)	-	36.900	0
Windkraftanlagen	19.100	55.900	24.000
Meerwasserentsalzung	4.100	3.200	4.400
Rohstoffliches Recycling	114	1.740	970
Bedarfssumme	72.279	3.320.113	839.967
Anteil Bedarf bezogen auf Raffinadeproduktion (2018) $2,189 \cdot 10^6$ t	3 %	152 %	38 %

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

Diese Studie prognostiziert, wie in Abbildung 47 zu sehen, für 2040 einen Nickelbedarf von ca. 4.000 t für die Pfade über die PEM-Elektrolyse und ca. 7.000–12.000 t für den Pfad über der AEL-Elektrolyse (je nach Szenario). 2050 könnte dieser Bedarf mit ca. 12.000–31.000 t für die PEM-Pfade und 24.000–51.000 t für die AEL-Pfade, mehr als dreifach so hoch sein. Im Durchschnitt lag der europäische Verbrauch an Raffinadenickel 2016–2020 bei ca. 257.000 t (SCREEN2, 2023c). Die prognostizierten Nickelbedarfe 2050 stellen damit 5–12 % (PEM-Elektrolyse) und 9–20 % (AEL-Elektrolyse) des europäischen Verbrauchs dar. Aufgrund der hohen Nachfrage im Bereich der Zukunftstechnologien nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) in 2040 bis zu 152 % der Raffinadeproduktion in 2018, aber auch in der Stahlindustrie stellt die Nickelversorgung für die E-Kerosin-Produktion zukünftig ein potenzielles Risiko dar.

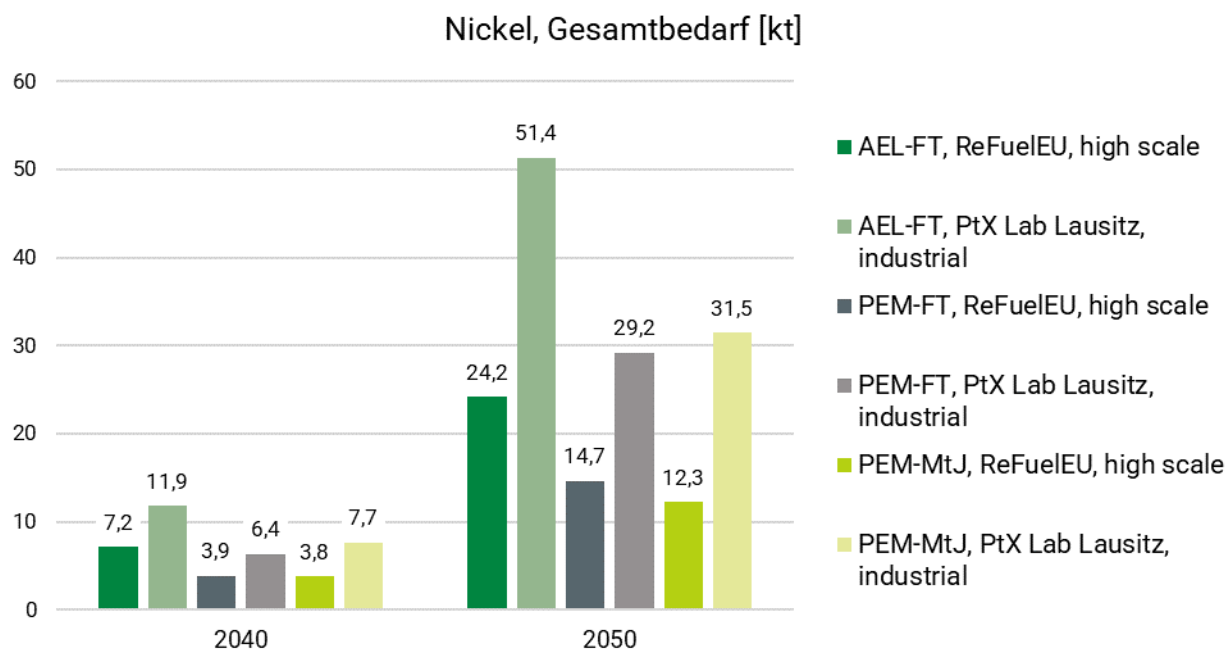


Abbildung 47: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Nickelbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie die Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

6.2.11 Phosphor

Das Element Phosphor ist ein essenzielles chemisches Element für alle Lebensprozesse, das in der Natur in Form von Phosphaten (Sauerstoff-Phosphorverbindung) verfügbar ist, da es in seiner elementaren Form hochreaktiv ist. Die wichtigste Quelle für Phosphate ist Phosphatgestein (englisch: phosphate rock), worunter im Allgemeinen Mineralien bezeichnet werden, die eine hohe Konzentration von Phosphaten enthalten. Nach dem Abbau wird das Phosphatgestein über einen Aufbereitungsprozess zu Phosphatkonzentrat weiterverarbeitet, das meist durch den Gehalt an Phosphorpentoxid (P_2O_5) beschrieben wird. Etwa 80 % des Phosphatkonzentrats werden anschließend zu Phosphorsäure verarbeitet, die Grundlage vieler Zwischen- und Endprodukte aus Phosphor (OECD, 2015).

Phosphat ist ein essenzieller Rohstoff, der weltweit in vielen Bereichen eingesetzt wird und sich nicht durch andere Rohstoffe substituieren lässt. Rund 95 % der globalen Phosphatproduktion fließen in die Landwirtschaft zur Herstellung von Düngemitteln und Tierfutter. Der Verbrauch an Phosphatdüngemitteln ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen und soll bis 2023 auf 50 Mt anwachsen, mit Hauptabnehmern wie China, Indien, den USA und Brasilien. Die Hauptproduzenten von Phosphatgesteinsextrakten weltweit sind China mit 44 % der globalen Förderung, gefolgt von Marokko mit 14 %, den USA mit 10 % und Russland mit 7 %. Diese Länder spielen eine entscheidende Rolle in der weltweiten Versorgung mit Phosphat. Die Importabhängigkeit von Phosphat beträgt weltweit etwa 82 %. Die Hauptbezugsquellen der EU für Phosphatrohstoffe sind Marokko (27 %), Russland (24 %), Finnland (17 %) und Algerien (10 %) (EC u. a., 2023). Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit ist Phosphor auf der EU-Liste der kritischen Rohstoffe (CRM) aufgeführt.

Neben der landwirtschaftlichen Nutzung wird Phosphat auch in kleineren Mengen (etwa 5 %) in der Industrie verwendet, etwa in Wasch- und Reinigungsmitteln, zur Wasseraufbereitung (zum Beispiel als Korrosionsschutz), in Lebensmitteln, Getränken und zur Metallbehandlung.

Phosphat kann außerdem zu Phosphorsäure verarbeitet werden, die in vielen Produkten wie Kosmetika, Tierfutter und Elektronik zum Einsatz kommt (Kind, 2020).

Kritikalität

Phosphor ist nach der Kritikalitätsbewertung der Studie in Kategorie 2 von 4 eingeordnet und besitzt nach der Normierung der SR- und EI-Werte in unserem Bewertungssystem sowohl eine hohe wirtschaftliche Bedeutung von 0,5 als auch ein hohes Versorgungsrisiko von 0,6 (siehe Kapitel 6.1.2, Tabelle 73). Nach der EU-Kritikalitätsbewertung sind sowohl Phosphor als auch Phosphatgestein als kritisch eingestuft, wobei Phosphatgestein aufgrund der Situation bei der Gewinnung und Phosphor aufgrund der Situation bei der Verarbeitung als kritisch eingestuft wurden. Hervorzuhaben ist hier, dass insbesondere die Verarbeitung von Phosphor überwiegend in China stattfindet (EC u. a., 2023). Phosphor wird durch den Abbau von Phosphatgestein gewonnen. Diese Abbaugelände befinden sich zum größten Teil in Marokko, den USA und China. Insgesamt führt ein steigender Bedarf an Phosphor zu einer Verknappung dieses Rohstoffs. Im Hinblick auf die wirtschaftliche Bedeutung von Phosphor und oftmals fehlenden Substitutionsmöglichkeiten in den Anwendungen, der Importabhängigkeit der EU, in Kombination mit geopolitischen Unsicherheiten in den Importländern und der insbesondere bei der Verarbeitung des Rohstoffs hohen Länderkonzentration ist dies maßgeblich für die Kritikalität des Rohstoffs Phosphor.

Recycling

Die Recyclingquote am Lebensende (End-of-Life Recycling Input Rate, EoL-RIR) beträgt 17 %, was bedeutet, dass 17 % der Gesamtnachfrage durch Sekundärrohstoffe gedeckt werden können (EC u. a., 2023). Eine mögliche Sekundärrohstoffquelle für Phosphate ist die Rückgewinnung aus Klärschlamm bzw. monoverbranntem Klärschlamm, der bei Abwasserbehandlung als Abfallstrom anfällt. Bei monoverbranntem Klärschlamm handelt es sich um die alleinige Verbrennung von Klärschlamm ohne das weitere Abfallströme der Verbrennung hinzugeben werden und entsprechend die resultierende phosphorhaltige Asche mit Störstoffen verunreinigen. Es besteht ein theoretisches Potenzial, bis zu 60 % der mineralischen Phosphatdüngerimporte durch die Nutzung von Phosphat aus Abwasser und tierischen Nebenprodukten zu ersetzen (Bertau u. a., 2017).

Zukünftige Entwicklung

In den kommenden Jahren dürfte die globale Phosphatproduktion weiter zunehmen. Es wird erwartet, dass die Produktionskapazität, gemessen am P_2O_5 (Orthophosphat)-Gehalt, bis 2027 auf 69,1 Mt ansteigt, verglichen mit 63,6 Mt im Jahr 2023. Erweiterungen der Phosphatproduktion sollen bis 2026 in Ländern wie Brasilien, Kasachstan, Mexiko, Marokko und Russland abgeschlossen werden (U.S. Geological Survey, 2024). Zudem sind neue Phosphatabbauprojekte in Australien, Kanada, dem Kongo, Guinea-Bissau und Senegal in Planung. Besonders in Australien und Kanada wird das geförderte Phosphat voraussichtlich für die Produktion von Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien verwendet, was auf die wachsende Bedeutung erneuerbarer Energien hinweist (U.S. Geological Survey, 2024). Des Weiteren konnte in Europa, konkret in Norwegen, eine Lagerstätte entdeckt werden, die sich für die Versorgung mit Phosphatgestein eignet und somit die Versorgungssicherheit stärken könnte (Simon, 2023).

Phosphat könnte also in Zukunft nicht nur für Landwirtschaft und Industrie wegweisend bleiben, sondern auch zunehmend für die Herstellung von Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien, was den globalen Bedarf weiter steigern könnte.

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

Wie in Abbildung 48 zu sehen prognostiziert diese Studie für die FT-Pfade einen Phosphorbedarf von 300–500 t Phosphor in 2040. Hierbei handelt es sich jedoch nicht um primären Phosphor, sondern um Phosphorverunreinigungen im für den FT-Pfad benötigten Platin. Der Bedarf ist für den MtJ-Pfad mit 100–300 t wesentlich geringer, hier stammen die Bedarfe vor allem aus den Vorprozessen der erneuerbaren Energien. Durch den Hochlauf der E-Kerosin-Produktion wird sich der Bedarf in den FT-Pfaden auf ca. 1.000–2.000 t vervierfachen, im MtJ-Pfad erfolgt lediglich eine Steigerung auf 200–600 t.

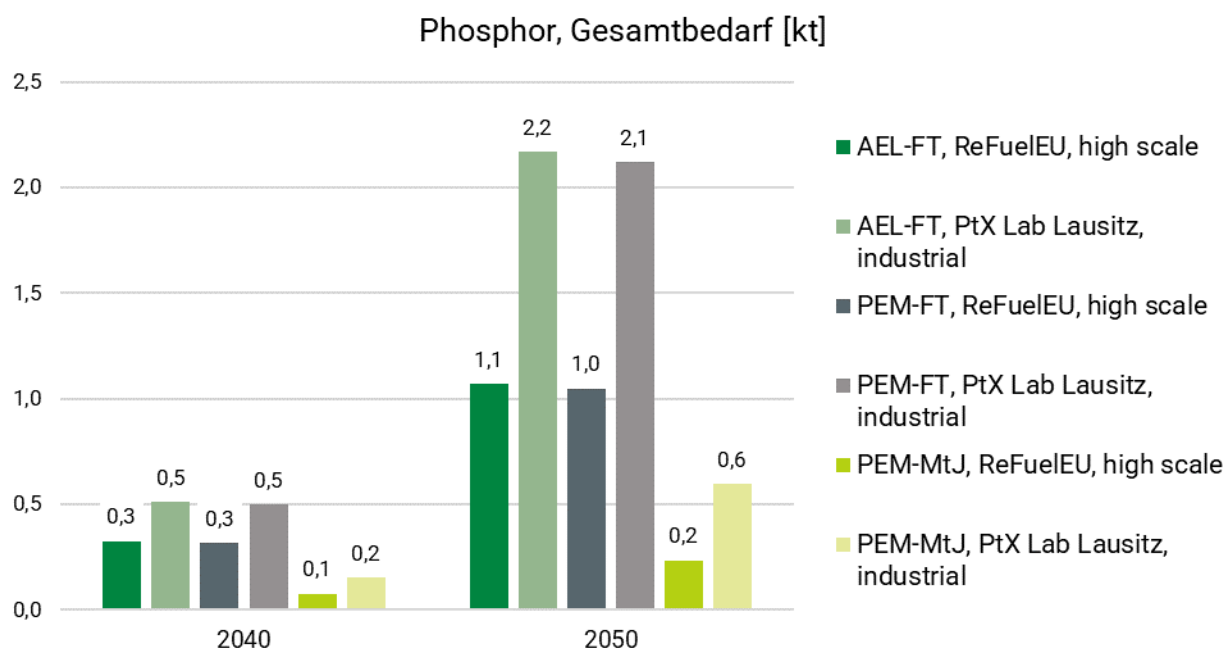


Abbildung 48: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Phosphorbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2). Anmerkung: Die Zahlenwerte über den Balken sind mit einer Nachkommastelle angegeben, weshalb einige Balken mit unterschiedlichen Werten gleich hoch wirken.

6.2.12 Titan

Titan ist ein Übergangsmetall und zählt zu den häufig vorkommenden Metallen der Erdkruste. Es kommt sowohl gediegen als auch in einer Vielzahl von Mineralen wie Anatas und Rutil sowie Ilmenit vor. Besonders wichtig ist Ilmenit, das etwa 89 % des weltweiten Titanmineralbedarfs deckt. Die größten Titanproduzenten sind Australien (23 %), Kanada (18 %) und Südafrika (17 %). In Bezug auf die Raffinadeproduktion dominieren China (40 %), Russland (22 %) und Japan (21 %) (Marscheider-Weidemann u. a., 2021). Die globale Raffinadeproduktion von Titanmetall lag 2018 bei 198.050 t (260.548 t inklusive Sekundärraffinade) 2019 bei ca. 210.000 t (DERA, 2022).

Titan findet vor allem in der Luft- und Raumfahrt, in Legierungen sowie in industriellen Anwendungen Verwendung. Aufgrund seiner hohen Festigkeit, Korrosionsbeständigkeit und Leichtbau-Eigenschaften ist es besonders für den Flugzeugbau und medizinische Implantate geeignet. Es wird zudem für Katalysatoren und Keramiken genutzt. Ein Großteil des geförderten Titans wird allerdings nicht als Metall, sondern als Titanoxid verwendet, das vor allem als

Weißpigment in Farben, Kunststoffen und Papier zum Einsatz kommt. Für die E-Kerosin-Synthese ist vor allem die Verwendung von metallischem Titan in der Wasserelektrolyse (PEM-Stack) und der Meerwasserentsalzung relevant (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Kritikalität

Metallisches Titan ist sowohl nach der Kritikalitätsbewertung der EU als auch nach dem Kritikalitätsbewertungssystem dieser Studie als kritisch eingestuft (Kategorie 2 von 4). Dies liegt an der hohen wirtschaftlichen Bedeutung (0,7 in unserem Bewertungssystem Tabelle 73), obwohl das Versorgungsrisiko von 0,3 (siehe Tabelle 73) im unteren Bereich liegt. Titanoxid, welches beispielsweise als Weißpigment Anwendung findet, ist nicht als kritisch eingestuft (European Commission, 2023).

Recyclingtechnologien

Titan wird sowohl in Form von Metall als auch als Titanoxid recycelt. Aufgrund seiner hohen Wertigkeit und der steigenden Nachfrage nach ressourceneffizienten Verfahren wird das Recycling zunehmend bedeutender. Die Rückgewinnung von Titan aus Schrott und Abfällen hilft, den Bedarf an Primärmaterialien zu verringern und die Abhängigkeit von großen Produzenten zu mindern. Recycling und Kreislaufwirtschaft spielen daher eine wichtige Rolle bei der langfristigen Sicherstellung der Titanversorgung.

Zukünftige Entwicklung

In Tabelle 83 sind die in Kapitel 6.2.1 erläuterten Zukunftsszenarien nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) dargestellt. Beide Szenarien sehen eine signifikante Steigerung des Titanbedarfs bis zum Jahr 2040 voraus. Während die Zukunftstechnologien 2018 ca. 29 % des weltweiten Titanmetallbedarfs von ca. 260.000 t in Anspruch nahmen, könnte der Titanbedarf je nach Szenario für Zukunftstechnologien in 2040 mit 142.000 t (SSP5) bis zu 55 % ausmachen. Dieser Trend wird vor allem durch die Technologien Feststoffbatterien, Wasserelektrolyse und Legierungen für den Airframe-Leichtbau in der Automobilindustrie vorangetrieben.

Tabelle 83: Weltweiter Titanbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien.
Angaben nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021), SSP1: Nachhaltiger Pfad mit deutlichem Ausbau erneuerbaren Energien, SSP5: Fossiler Pfad.

Technologie	Bedarf 2018 [t]	Bedarf 2040 [t] in SSP1	Bedarf 2040 [t] SSP5
Legierungen für den Airframe-Leichtbau	57.000	75.000	110.000
Superlegierungen	5.000	8.500	11.100
Feststoffbatterie	–	15.000	500
Additive Fertigung von Metallbauteilen („3D-Drucker“)	308	6.460	6.900
Wasserelektrolyse	4	13.600	720
Meerwasserentsalzung	12.500	9.400	12.900
Bedarfssumme	74.812	127.960	142.120
Anteil Bedarf bezogen auf Produktion Titanmetall (2018) $0,26 \cdot 10^6$ t	29 %	49 %	55 %

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

Der Titanbedarf ist in den betrachteten Pfaden ungefähr gleich. In 2040 wird ein Bedarf von ca. 200–300 t Titan erwartet, während dieser Bedarf in 2050 auf 500–1500 t steigt. Somit entspräche der Titanbedarf für die E-Kerosin-Produktion weniger als 1 % der Titanproduktion in 2018. Mit Blick auf den wachsenden Titanbedarf für andere Zukunftstechnologien, könnten potenziell Versorgungsengpässe entstehen.

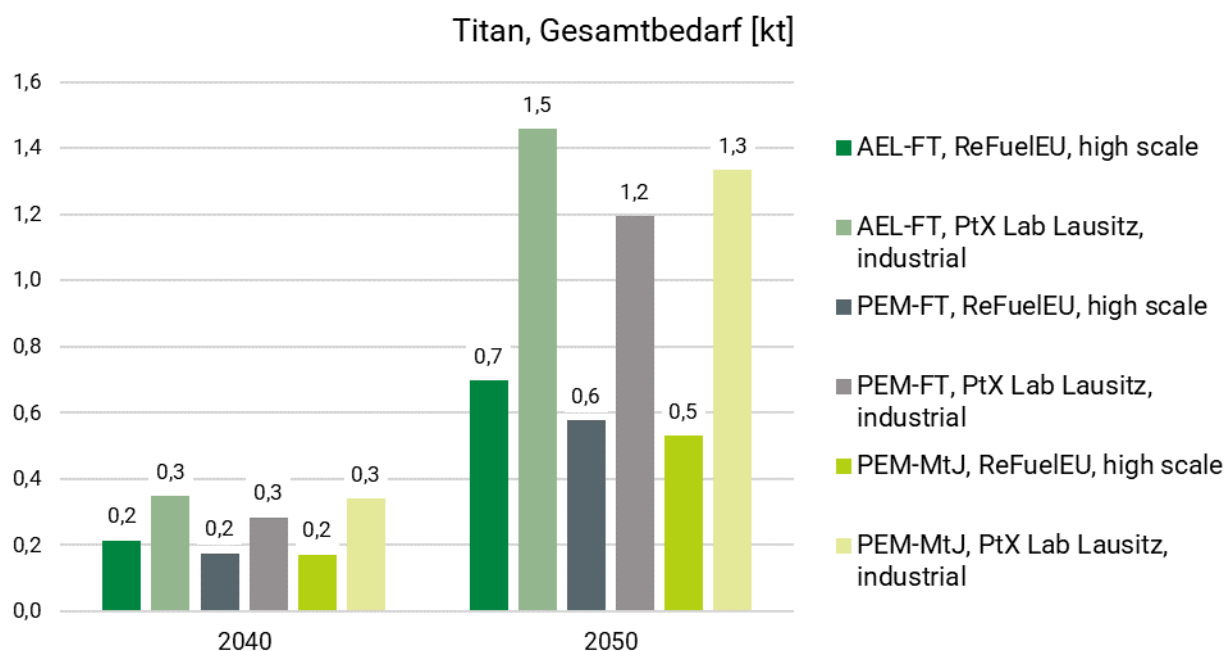


Abbildung 49: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Titanbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie die Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2). Anmerkung: Die Zahlenwerte über den Balken sind mit einer Nachkommastelle angegeben, weshalb einige Balken mit unterschiedlichen Werten gleich hoch wirken.

6.2.13 Zink

Zink ist ein Übergangsmetall welches hauptsächlich aus sulfidischen Erzen gewonnen wird. Die größten Mengen an Zink aus der Bergwerksförderung stammen 2022 aus China (32 %), Peru (11 %) und Australien (10 %). Weitere Förderländer sind Mexiko, Indien, USA und Bolivien mit jeweils 4–7 % Anteil an der Weltproduktion (Reichl und Schatz, 2024). Die weltweite Raffinadeproduktion lag im Jahr 2022 bei 13,3 Mt, von denen 1,7 Mt durch Recycling und ca. 6 Mt durch reines Umschmelzen erzeugt wurden. Zink wird sowohl aus importierten Konzentraten als auch durch Recycling in Deutschland gewonnen. Im Jahr 2022 wurden 134.900 t Raffinadezink in Deutschland produziert, davon 24.000 t aus Recyclingrohstoffen (DERA, 2023c).

Zink wird zu etwa 60 % als Korrosionsschutz für Stahl eingesetzt, insbesondere durch Feuerverzinken in der Auto- und Bauindustrie. Zink schützt durch seine elektrochemischen Eigenschaften und bildet eine physikalische Schutzschicht. Neben seiner Rolle in der Verzinkung wird Zink in Deutschland auch für die Herstellung von Halbzeugen (vorgefertigte Rohmaterialien oder Werkstücke wie zum Beispiel Zinkbleche) verwendet (27 %). Zudem dient es als Legierungselement für Messing (25 %) sowie als Zusatzstoff in Form von Zinkoxid, Zinkpulver und Zinkstaub (11 %), die in Farben, Kosmetika, Batterien und zunehmend in großformatigen Energiespeichersystemen eingesetzt werden (DERA, 2023c).

Kritikalität

Zink wird nach dem für diese Studie entwickelten und in Kapitel 6.1 beschriebenen Bewertungssystem der Kategorie 1 von 4 zugeordnet und ist demnach und auch nach der Kritikalitätsbewertung der EU (European Commission, 2023) nicht als kritisch eingestuft. Aufgrund der für die E-Kerosin-Synthese benötigten Mengen ist der Rohstoff dennoch von Bedeutung.

Recyclingtechnologien

Zink gehört zu den Metallen mit hohen Recyclingraten. Die End-of-Life-Recyclingrate (EoL-RR) für Zink liegt bei über 60 %, und die produktbezogene Recyclingrate erreicht in einigen Bereichen bis zu 95 %. Eine der größten Recyclingquellen für Zink ist Messingschrott. Messing ist eine Legierung aus Kupfer und Zink, die in kleineren Mengen auch Anteile anderer Metalle enthalten kann. Darüber hinaus können Zinküberzüge aus Stahlschrott erneut zur Verzinkung verwendet werden. Verzinkungsrückstände werden ebenfalls für die Primär- und Sekundärzinkproduktion genutzt. In Deutschland gelangen jährlich rund 30.000 t Zink aus Stahlwerksstäuben wieder in den Rohstoffkreislauf zurück (DERA, 2023e).

Zukünftige Entwicklung

Für die E-Kerosin-Synthese ist vor allem die Anwendung von Zink im Stromnetz und in Windkraftanlagen von Bedeutung. Zink ist in Windkraftanlagen mit ca. 5,5 t/MW installierter Leistung verbaut. In Tabelle 84 sind die in Kapitel 6.2.1 erläuterten Zukunftsszenarien nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) dargestellt. Beide Szenarien sehen eine Steigerung des Zinkbedarfs für Windkraftanlagen bis zum Jahr 2040 voraus, wobei die Steigerung im nachhaltigen SSP1 wesentlich höher ist und den dreifachen Bedarf an Zink für Windkraftanlagen in 2018 darstellt. In Relation zur weltweiten Raffinadeproduktion von ca. 13 Mt stellt der zukünftige Zinkbedarf für Windkraftanlagen zwar nur 6,5 % dar, mit Hinblick auf den gleichzeitigen Ausbau des Stromnetzes sowie andere Technologien, welche auf Zink zugreifen, ist auch Zink bei der Rohstoffverfügbarkeit für E-Kerosin zu beobachten.

Tabelle 84: Weltweiter Zinkbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien
Angaben nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021). SSP1: Nachhaltiger Pfad mit deutlichem Ausbau erneuerbaren Energien, SSP5: Fossiler Pfad. B: Bergwerksförderung. R: Raffinadeproduktion.

Technologie	Weltweite Produktion 2018 [t]	Bedarf 2018 [t]	Bedarf 2040 [t] in SSP1	Bedarf 2040 [t] in SSP5
Windkraftanlagen	12.800.000 (B) 13.110.000 (R)	272.000	858.000	344.000

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

Wie in Abbildung 50 zu sehen, sieht diese Studie wachsende Zinkbedarfe für die E-Kerosin-Produktion voraus. Der MtJ-Pfad benötigt dabei etwas mehr Zink als der FT-Pfad, was auf die unterschiedlich großen Energieparks zurückzuführen ist. In 2040 beläuft sich der Bedarf für den FT-Pfad auf 3.200–5.100 t Zink und für den MtJ-Pfad auf 4.500–8.700 t. In 2050 erhöhte sich der Bedarf auf 10.400–21.300 t für die FT-Pfade und auf 13.800–34.000 t für den MtJ-Pfad. Im Vergleich zur Raffinadeproduktion in 2018 von ca. 13 Mt entspricht dies etwa 0,1 %. Auch verglichen mit dem europäischen Raffinadeverbrauch von ca. 2 Mt entsprechen die Bedarfe weniger als 1 % (SCREEN2, 2024a). Mit Hinblick auf die steigende Elektrifizierung in etablierten Bereichen und den Ausbau des Stromnetzes sowie der erneuerbaren Technologien, wird der Zinkbedarf zukünftig steigen. Da Zink für die E-Kerosin-Produktion jedoch eher in geringen Mengen benötigt und aktuell nicht als kritisch eingestuft wird, ist ein Versorgungsrisiko nicht wahrscheinlich.

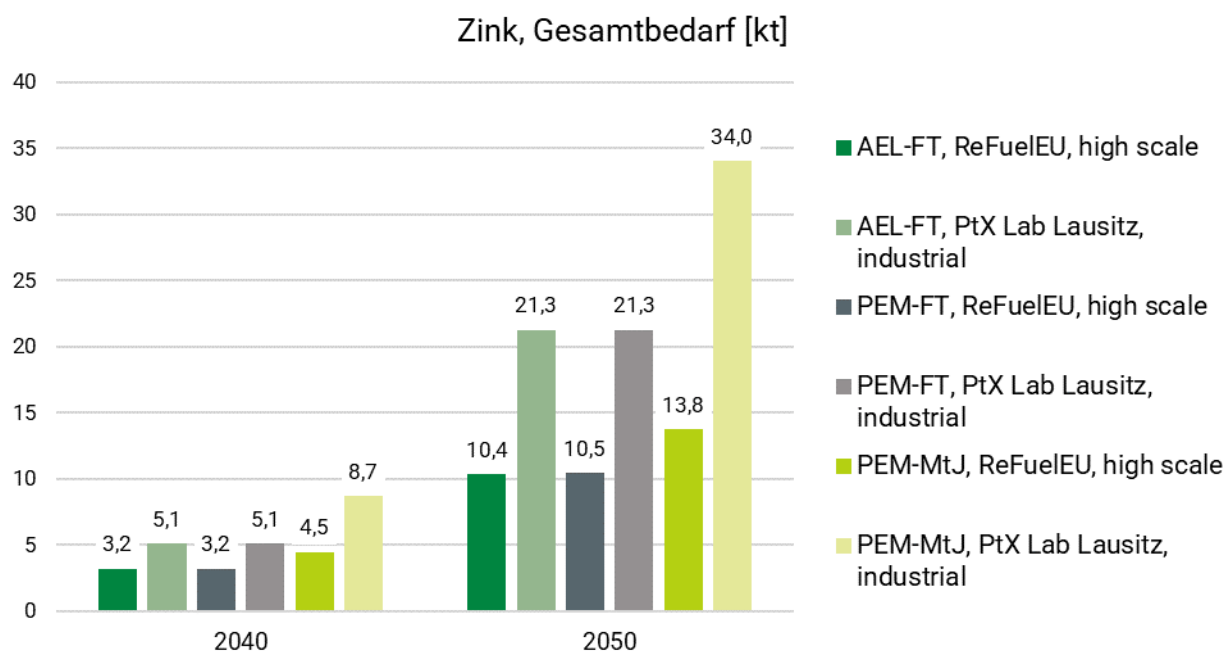


Abbildung 50: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Zinkbedarf [kt] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

6.2.14 Platingruppenmetalle

Die Platingruppenmetalle (PGM) sind eine Gruppe von sechs Edelmetallen: Ruthenium, Rhodium, Palladium, Osmium, Iridium und Platin. Sie werden in schwere und leichte PGM unterteilt. Die leichten PGM sind Ruthenium, Rhodium und Palladium, während die schweren PGM Osmium, Iridium und Platin umfassen. PGM gehören zu den seltensten Metallen in der Erdkruste und kommen sowohl gediegen als auch in verschiedenen Mineralen vor, wie beispielsweise Laurit, Osmiridium und Sperryolith. Der größte Teil der weltweiten PGM-Produktion stammt aus Lagerstätten in Südafrika (70–76 %) und Simbabwe (4–8 %), wobei sie oft auch als Beiprodukte in Nickel-Kupfer-Lagerstätten, insbesondere in Russland (11–13 %), gefördert werden. Die Raffinadeproduktion von Iridium lag 2018 bei ca. 7 t, die Bergwerksförderung von Platin bei ca. 190 t (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

PGM haben vielfältige industrielle Anwendungen. Ruthenium wird hauptsächlich in chemischen Prozessen und der Elektronik eingesetzt, während Iridium vor allem in elektrochemischen Anwendungen verwendet wird, zum Beispiel in der Chloralkali-Elektrolyse oder Wasserelektrolyse, welche für die E-Kerosin-Synthese von Bedeutung ist. Platin findet breite Anwendung als Katalysator in der Automobilindustrie (für Abgaskatalysatoren) und der Erdölindustrie. Zusätzlich wird Platin auch als Investitionsmetall und Wertaufbewahrungsmittel verwendet. Elektronik und Medizintechnik sind ebenfalls wichtige Anwendungsgebiete der PGM.

Kritikalität

Wie bei vielen anderen Metallen sind die EU und Deutschland im Falle der PGM zu 100 % auf Importe angewiesen. Die PGM sind auf Grund ihrer Seltenheit seit 2011 auf der Liste der kritischen Rohstoffe der EU. Je nach Metall sind sie jedoch unterschiedlich eingestuft. Nach den entwickelten Charakterisierungsfaktoren in Kapitel 6.1 liegen Rhodium, Iridium und Ruthenium in Kategorie 3 von 4 (Abbildung 38), während Platin und Palladium in Kategorie 2

von 4 als weniger kritisch einzustufen sind, was primär durch das unterschiedliche Versorgungsrisiko hervorgerufen wird. Die wirtschaftliche Bedeutung aller PGM ist von 2020 bis 2023 aufgrund der wachsenden Nachfrage in verschiedenen Bereichen gestiegen und wird voraussichtlich weiter steigen (EC, 2023).

Die sozialen und ökologischen Auswirkungen der PGM-Produktion sind besonders in Südafrika spürbar, wo der Großteil des weltweiten Platins gefördert wird. Die Arbeitsbedingungen in den Minen sind oft schwierig und mit hohen Risiken für die Arbeitenden. Streiks und Proteste aufgrund schlechter Arbeitsbedingungen und niedrigen Löhnen sind häufig. Zudem sind die Umweltauswirkungen erheblich, da die Förderung und Verarbeitung von PGM große Mengen an Energie und Wasser verbraucht und oft zu Boden- und Wasserverschmutzung führt (Schmidt, 2014).

Recyclingtechnologien

Recycling ist besonders für PGM von Bedeutung, da ihre Seltenheit und hohen Preise Anreize für die Rückgewinnung schaffen. Etwa 26 % des weltweiten Platinbedarfs werden bereits durch Recycling gedeckt. Neue Verfahren ermöglichen eine Recyclingquote von mehr als 90 %, insbesondere bei den wertvolleren Metallen wie Platin und Iridium.

Zukünftige Entwicklung

Zukünftig wird abgeschätzt, dass der PGM-Bedarf durch die Zunahme von Rechenzentren, Wasserelektrolyse-Technologien und Superlegierungen steigen wird. In Tabelle 85 und Tabelle 86 sind die in Kapitel 6.2.1 erläuterten Zukunftsszenarien nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) dargestellt. Der Iridiumbedarf für die Wasserelektrolyse könnte sich in SSP1 bis 2040 im Vergleich zu 2018 drastisch um 500 % erhöhen. Auch der Platinbedarf für diese Technologie steigt. Im Jahr 2040 könnte er 34 % der Raffinadeproduktion von 2018 ausmachen, während gleichzeitig auch andere Technologien, wie Rechenzentren auf verstärkt auf Platin zugreifen (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Tabelle 85: Weltweiter Iridiumbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien. Angaben nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021), SSP1: Nachhaltiger Pfad mit deutlichem Ausbau erneuerbaren Energien, SSP5: Fossiler Pfad.

Technologie	Bedarf 2018 [t]	Bedarf 2040 [t] in SSP1	Bedarf 2040 [t] SSP5
Wasserelektrolyse	0,01	34	2
Anteil Bedarf bezogen auf Raffinadeproduktion (2018) 7 t	0 %	486 %	29 %

Tabelle 86: Weltweiter Platinbedarf [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien. Angaben nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021), SSP1: Nachhaltiger Pfad mit deutlichem Ausbau erneuerbaren Energien, SSP5: Fossiler Pfad.

Technologie	Bedarf 2018 [t]	Bedarf 2040 [t] in SSP1	Bedarf 2040 [t] SSP5
Wasserelektrolyse	0,01	6	0,33
Rechenzentren	0,1	60	810
Bedarfssumme	0,11	66	810
Anteil Bedarf bezogen auf Bergwerksförderung (2018) 190 t	0 %	35 %	426 %

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

Abbildung 51 und Abbildung 52 zeigen die zukünftigen Bedarfe für Iridium und Platin für die in dieser Studie betrachteten Pfade und Szenarien. Iridium wird ausschließlich in den Pfaden mit PEM-Elektrolyse verwendet. Für 2040 wird dabei ein Bedarf zwischen 23 kg und 42 kg vorausgesagt. In 2050 könnte sich dieser Bedarf auf 75–177 kg vervielfachen. Der Iridiumbedarf für die E-Kerosin-Produktion in 2050 würde damit im Szenario ReFuelEU mit der Zubauoption high scale ca. 1 % der weltweiten Iridiumproduktion 2018 von 7.000 t entsprechen, im Szenario PtX Lab Lausitz mit der Zubauoption industrial sogar 2,5 %. Da nicht nur die E-Kerosin-Produktion, sondern auch andere PtX-Technologien sowie der Verkehrs- und Energiesektor zukünftig verstärkt auf Wasserstoff zurückgreifen werden, ist hier mit Knappheiten und Engpässen zu rechnen. Dies wird zusätzlich durch die Kritikalität und Seltenheit von Iridium bestärkt.

Platin wird in der Studie im FT-Pfad verwendet, wo es als Katalysator in der E-Kerosin-Synthese und Produktaufarbeitung eingesetzt wird. 2040 wird hier mit einem Platinbedarf von 2.900–4.600 t ausgegangen. 2050 könnte dieser sich stark erhöhen auf 9.500–19.500 t, was ca. 5 % und 10 % der weltweiten Bergwerksförderung 2018 von Platin entspricht. Da gleichzeitig auch andere Technologien wie beispielsweise Rechenzentren auf Platin zugreifen, steht die Platinproduktion vor der Herausforderung die steigende Nachfrage bedienen zu können.

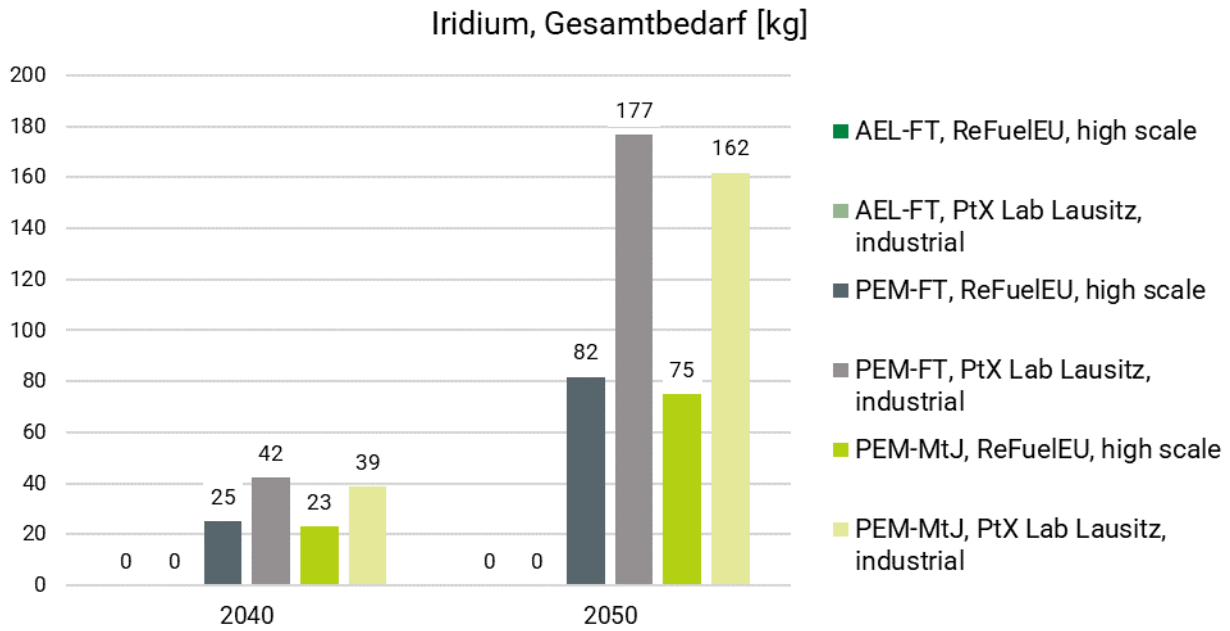


Abbildung 51: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Iridiumbedarf [kg] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie die Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

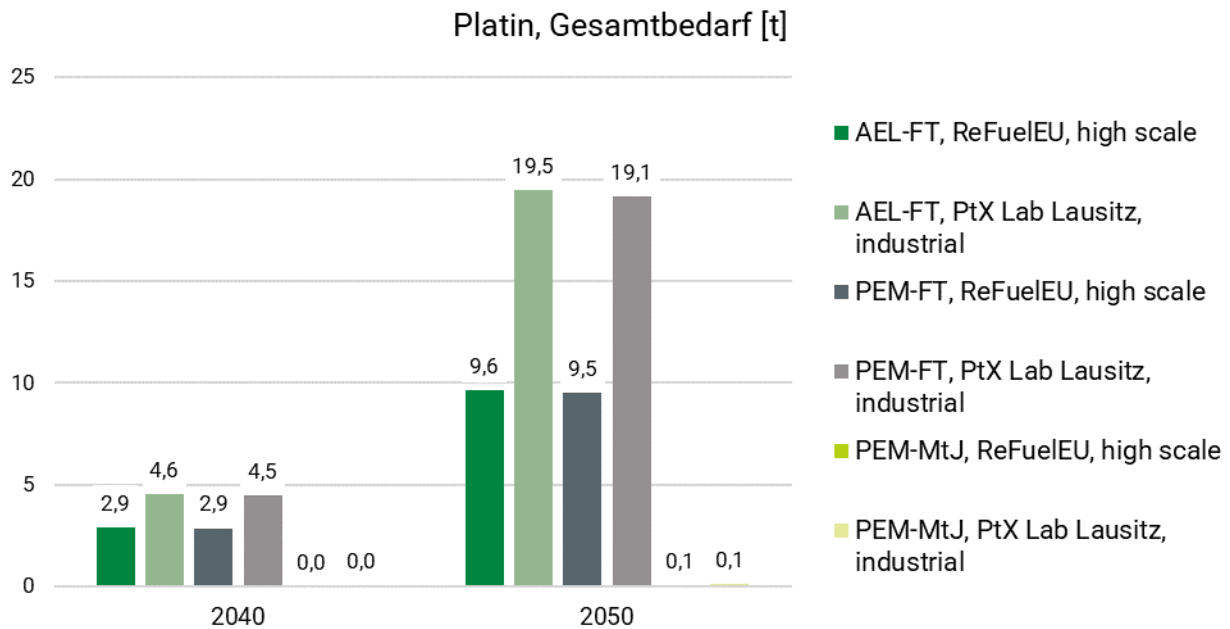


Abbildung 52: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Platinbedarf [t] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie die Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).
 Anmerkung: Die Zahlenwerte über den Balken sind mit einer Nachkommastelle angegeben, weshalb einige Balken mit unterschiedlichen Werten gleich hoch wirken.

6.2.15 Leichte Seltene Erden

Leichte Seltene Erden (englisch: Light Rare Earth Elements, LREE) umfassen die Elemente Lanthan, Cer, Praseodym, Neodym, Promethium, Samarium und Europium. Seltene Erden treten immer gemeinsam auf, jedoch in variierender Zusammensetzung und sind mit radioaktiven Elementen assoziiert. Zu den wichtigsten Mineralen, in denen LREE enthalten sind, gehören Bastnäsit und Monazit. Dem Abbau der Minerale sind aufwändige, mehrstufige und wasserintensive Weiterverarbeitungsschritte nachgeschaltet, um die einzelnen, teilweise geringkonzentrierten Elemente voneinander zu trennen. Die globalen Hauptproduzenten von Seltenen Erden sind China, das etwa 85 % der weltweiten Produktion abdeckt, gefolgt von den USA und Australien. Als Beispiel der LREE sei hier Praseodym genannt, dessen Raffinadeproduktion 2018 bei 7.500 t lag (BGR, 2021; Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Leichte Seltene Erden werden vor allem in Hochtechnologieanwendungen eingesetzt. Praseodym und Neodym werden häufig in Permanentmagneten verwendet, die in Elektromotoren für Elektrofahrzeuge und Windkraftanlagen, insbesondere im Offshore-Bereich, von zentraler Bedeutung sind. Samarium wird in speziellen Legierungen und als Katalysator verwendet, während Europium in Bildschirmen und Leuchtstofflampen Anwendung findet (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Kritikalität

Seltene Erden werden von der EU aktuell aufgrund der marktbeherrschenden Stellung Chinas und temporären Exportverboten mit dem höchsten Versorgungsrisiko eingestuft. Wie es auch bei den Platingruppenmetallen der Fall ist, werden unterschiedliche Elemente der Gruppe verschieden „kritisch“ eingestuft (European Commission, 2023). Besonders hoch eingestuft ist bei den leichten Seltenen Erden Neodym. Zusammen mit Samarium und Praseodym wird es in dem für diese Studie entwickelten Bewertungssystem der Kategorie 3 von 4 zugeordnet. Lanthan dagegen ist in dem für diese Studie entwickelten Bewertungssystem mit einem Versorgungsrisiko von 0,6 und einer wirtschaftlichen Bedeutung von 0,3 in Kategorie 2 von 4 eingeordnet.

Der Abbau sowie die Weiterverarbeitung zu Raffinademetallen haben dabei signifikante ökologische und teilweise soziale Auswirkungen. Zu den Umweltauswirkungen zählen je nach Bergwerk unter anderem die radioaktive Belastung von Reststoffen, ein hoher Wasser- und Energieverbrauch sowie Wasser- und Luftverschmutzung. Die Belastung der radioaktiven Reststoffe sowie der Betrieb von teilweise illegalen Minen hat zudem negative soziale Auswirkungen (BGR, 2021).

Recyclingtechnologien

Das Recycling von Seltenen Erden ist technisch möglich, aber wirtschaftlich noch nicht weit verbreitet. Schwierigkeiten beim Recycling von Seltenen Erden stellen die dissipative Verteilung in den verschiedenen Anwendungen, die geringe Gesamtmenge sowie die niedrige Rücklaufquote dar. Insbesondere Magnetmaterialien aus Elektromotoren und Elektronikschrott könnten eine wichtige Quelle für wiedergewonnene LREE sein. In Europa werden derzeit ca. 3 % der Nachfrage an LREE durch Recycling gedeckt, die jedoch teilweise aus China stammen. Aufgrund der Versorgungssicherheit und des steigenden Bedarfs treiben zahlreiche Länder die Erhöhung der Zirkularität bei Seltenen Erden voran. Außerhalb Chinas betreiben derzeit jedoch nur wenige Unternehmen Anlagen in industriellem Maßstab. Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und des Elektromobilitätsmarktes ist mit einem Zuwachs an seltenerdreichen Komponenten zu rechnen, die ein Recycling in Europa wirtschaftlich machen könnten. Langfristig könnte die Entwicklung effektiver Recyclingmethoden dazu beitragen,

die Abhängigkeit von Primärproduktion und somit negative Umweltauswirkungen zu reduzieren sowie Versorgungsengpässe zu vermeiden (BGR, 2021; Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Zukünftige Entwicklung

In Tabelle 87 sind die in Kapitel 6.2.1 erläuterten Zukunftsszenarien nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) dargestellt. Beide Szenarien sehen voraus, dass die Nachfrage nach Praseodym und Neodym bis 2040 mit ca. 70.000 t auf über 200 % des Bedarfs von 2018 (31.400 t) stark ansteigen wird, insbesondere durch das Wachstum der Elektromobilität und erneuerbarer Energien (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Tabelle 87: Weltweiter Bedarf an Praseodym und Neodym [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien. Angaben nach (Marscheider-Weidemann et al., 2021), SSP1: Nachhaltiger Pfad mit deutlichem Ausbau erneuerbarer Energien, SSP5: Fossiler Pfad. Pr: Praseodym, Nd: Neodym.

Technologie	Elemente	Bedarf 2018 [t]	Bedarf 2040 [t] in SSP1	Bedarf 2040 [t] SSP5
Elektrische Traktionsmotoren für Kraftfahrzeuge	Pr, Nd	1.430	34.050	31.960
Automatisches Pilotieren von Kraftfahrzeugen	Pr, Nd	0	15	22
Luftfahrzeuge für 3D-Mobilität (eVOTL)	Pr, Nd	–	11	70
Windkraftanlagen	Nd	2.430	13.470	3.180
Windkraftanlagen	Pr	390	2.420	520
Hochleistungs-Permanentmagnete	Pr, Nd	5.620	19.630	24.270
Rechenzentren	Pr, Nd	180	62	9.220
Bedarfssumme	Pr, Nd	10.050	69.658	69.242
Anteil Bedarf bezogen auf Raffinadeproduktion (2018) 7,5·10³ t (Pr) und 23,9·10³ t (Nd)	Pr, Nd	32 %	222 %	221 %

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

Auch für die E-Kerosin-Produktion sind LREE, vor allem beim Einsatz in den erneuerbaren Energien von Bedeutung. Abbildung 53 und Abbildung 54 zeigen die in der Studie bestimmten zukünftigen Bedarfe für Praseodym und Neodym, wobei die Bedarfe in allen Szenarien ähnlich sind.

Während der Bedarf an Praseodym für die E-Kerosin-Produktion 2040 bei ca. 2–4 t für alle Szenarien und Zubauoptionen liegt, vervielfacht sich dieser auf ca. 12–25 t in 2050. Im Vergleich zu den Mengen der Raffinadeproduktion (im Jahr 2018) liegen diese Bedarfe jedoch unter 1 %.

Für Neodym prognostiziert die Studie im Jahr 2040 einen Bedarf von ca. 20–33 t, bis 2050 verdreifacht sich dieser im ReFuelEU-Szenario auf ca. 65 t und mehr als vervierfacht sich dieser im Szenario PtX Lab Lausitz auf ca. 135 t und zwar für alle Zubauoptionen in den drei betrachteten Syntheserouten. Auch hier liegen die Bedarfe im Vergleich mit der weltweiten Raffinadeproduktion 2018 von 23.900 t noch unter 1 %.

Mit Blick auf Tabelle 87 und das mögliche Wachstum anderer Zukunftstechnologien weit über die aktuelle Produktionskapazität von Praseodym und Neodym hinaus, zeichnet sich auch hier ein potenzielles Versorgungsrisiko ab, welches zusätzlich durch die starke Importabhängigkeit Europas von China verstärkt wird.

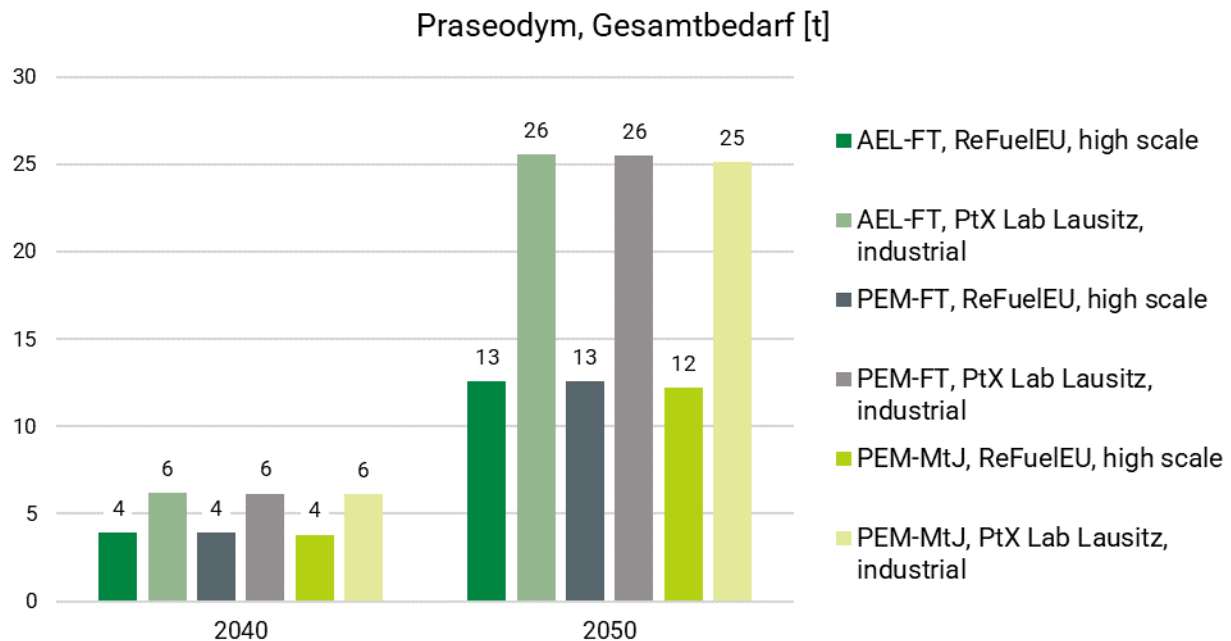


Abbildung 53: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Praseodymbedarf [t] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

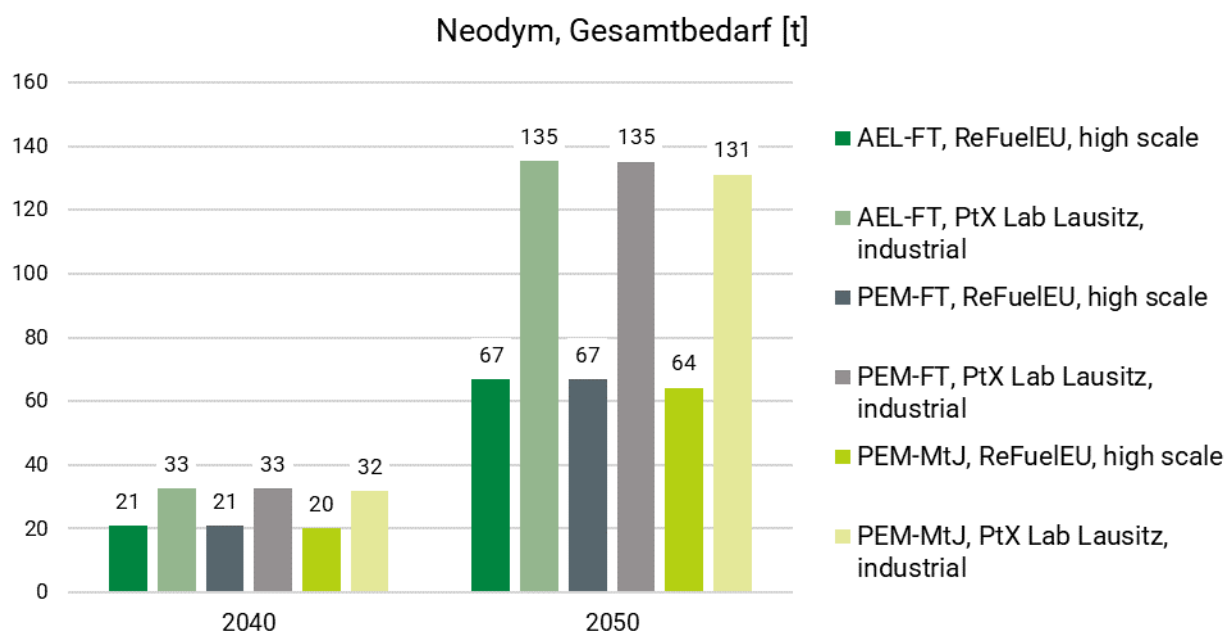


Abbildung 54: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Neodymbedarf [t] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz mit den Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

6.2.16 Schwere Seltene Erden

Schwere Seltene Erden (englisch: Heavy Rare Earth Elements, HREE) umfassen die Elemente Yttrium, Gadolinium, Terbium, Dysprosium, Holmium, Erbium, Thulium, Ytterbium und Lutetium. Seltene Erden sind mit radioaktiven Elementen assoziiert und treten immer gemeinsam auf, jedoch in variierender Zusammensetzung. HREE sind dabei jedoch seltener als LREE, was ihre wirtschaftliche Bedeutung erhöht. Wichtige Minerale, in denen schwere Seltene Erden enthalten sind, umfassen Xenotim und Fergusonit. Dem Abbau der Minerale sind aufwändige, mehrstufige und wasserintensive Weiterverarbeitungsschritte nachgeschaltet, um die einzelnen, teilweise geringkonzentrierten Elemente voneinander zu trennen (BGR, 2021). Die bedeutendsten Produzenten von schweren Seltene Erden sind China und die USA, wobei China mit über 60 % den Großteil der globalen Produktion kontrolliert. Als Beispiele für schwere Seltene Erden seien hier Dysprosium (Dy) und Terbium (Tb) aufgeführt, deren Raffinadeproduktion 2018 bei 1.000 t (Dy) und 280 t (Tb) lag (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Schwere Seltene Erden werden in verschiedenen kritischen Technologien verwendet. Dysprosium und Terbium sind entscheidend für die Herstellung von Magneten in Elektromotoren und Generatoren von Windkraftanlagen, während Yttrium in Hochtemperatur-Supraleitern und in der Keramikproduktion eine zentrale Rolle spielt. Aufgrund ihrer einzigartigen magnetischen und optischen Eigenschaften sind schwere Seltene Erden in Hochtechnologiemärkten unersetzlich.

Kritikalität

Schwere Seltene Erden (HREE) werden von der EU aktuell aufgrund der marktbeherrschenden Stellung Chinas und temporärer Exportverbote mit einem hohen Versorgungsrisiko eingestuft. Wie auch die Platingruppenmetalle und leichten Seltene Erden (LREE) sind unterschiedliche Elemente jedoch verschieden eingestuft. Besonders hoch eingestuft (Kategorie 4 von 4) ist in dem für diese Studie entwickelten Bewertungssystem hierbei Dysprosium mit

einem Versorgungsrisiko von 1,0 und einer wirtschaftlichen Bedeutung (insbesondere durch den Einsatz in Magneten) von 0,9. Lutetium, Terbium und Erbium sind in dem für diese Studie entwickelten Bewertungssystem der Kategorie 3 von 4 zugeordnet, während Holmium, Ytterbium, Thulium Europium, Yttrium und Gadolinium der Kategorie 2 von 4 zugeordnet sind. Ytterbium, Europium und Thulium liegen dabei mit 1,0 beim maximalen Wert für das Versorgungsrisiko, diese Elemente werden jedoch aufgrund der geringeren wirtschaftlichen Bedeutung im Verhältnis zu den anderen HREE weniger kritisch eingestuft.

Der Abbau sowie die Weiterverarbeitung zu Raffinademetalen haben dabei signifikante ökologische und teilweise soziale Auswirkungen. Zu den Umweltauswirkungen zählen je nach Bergwerk unter anderem die radioaktive Belastung von Reststoffen, ein hoher Wasser- und Energieverbrauch sowie Wasser- und Luftverschmutzung. Die Belastung der radioaktiven Reststoffe sowie der Betrieb von teilweise illegalen Minen hat zudem negative soziale Auswirkungen (BGR, 2021).

Recyclingtechnologien

Für das Recycling schwerer Seltener Erden (HREE) gelten die gleichen Voraussetzungen wie für die leichten Seltenen Erden (vergleiche auch Kapitel 6.2.15): Das Recycling von (schweren) Seltenen Erden ist technisch möglich, aber wirtschaftlich noch nicht weit verbreitet. Insbesondere Magnetmaterialien aus Elektromotoren und Elektronikschrott könnten eine wichtige Quelle für sekundäre HREE sein. In Europa werden derzeit ca. 8 % der Nachfrage an HREE durch Recycling gedeckt, die jedoch teilweise aus China stammen.

Zukünftige Entwicklung

In Tabelle 88 sind die in Kapitel 6.2.1 erläuterten Zukunftsszenarien nach (Marscheider-Weidemann u. a., 2021) dargestellt. Beide Szenarien sehen wie bei den LREE voraus, dass die Nachfrage nach Dysprosium und Terbium bis 2040 stark ansteigen wird. Dabei wird geschätzt, dass in 2040 durch das Wachstum der Elektromobilität und erneuerbarer Energien über 500 % der Raffinadeproduktion von Dysprosium und Terbium in 2018 von 1.280 t benötigt wird (Marscheider-Weidemann u. a., 2021).

Tabelle 88: Weltweiter Bedarf an Dysprosium und Terbium [t] für ausgewählte Zukunftstechnologien. Angaben nach (Marscheider-Weidemann et al., 2021), SSP1: Nachhaltiger Pfad mit deutlichem Ausbau erneuerbarer Energien, SSP5: Fossiler Pfad. Dy: Dysprosium, Tb: Terbium. Raffinadeproduktion 2018 Dy: 1.000 t, Tb: 280 t.

Technologie	Elemente	Bedarf 2018 [t]	Bedarf 2040 [t] in SSP1	Bedarf 2040 [t] SSP5
Elektrische Traktionsmotoren für Kraftfahrzeuge	Dy, Tb	500	5.140	7.680
Windkraftanlagen	Dy	270	1.370	350
Windkraftanlagen	Tb	77	480	100
Bedarfssumme	Dy, Tb	847	6.990	8.130
Anteil Bedarf bezogen auf Raffinadeproduktion (2018) 1·10³ t (Dy) und 280 t (Tb)	Dy, Tb	66 %	546 %	635 %

Bedeutung für die E-Kerosin-Produktion

In Abbildung 55 und Abbildung 56 sind die in der Studie ermittelten Bedarfe für Dysprosium und Terbium für die E-Kerosin-Produktion dargestellt, welche sich vor allem durch die Anwendung in den erneuerbaren Energien ergibt. Alle drei Syntheserouten benötigen dabei ähnliche Mengen. Für 2040 wird hier ein Dysprosiumbedarf von ca. 2,0–3,3 t benötigt, der sich 2050 auf 6,5–13,8 t erhöht. Im Vergleich mit der weltweiten Raffinadeproduktion 2018 liegen die Bedarfe unter 1 %, ausgenommen der Bedarfe für 2050 für die Syntheserouten im Szenario PtX Lab Lausitz und der Zubauoption industrial, welche knapp darüber liegen.

Für Terbium liegt der Bedarf 2040 bei 0,6–1,0 t und 2050 bei 1,9–4,5 t. Auch hier sind die Bedarfe verglichen mit der weltweiten Raffinadeproduktion 2018 von 280 t gering.

Angesichts der in Tabelle 88 dargestellten potenziellen Wachstumsraten anderer Zukunftstechnologien, die die derzeitige Produktionskapazität von Dysprosium und Terbium weit übersteigen könnten, deutet sich – ähnlich wie bei den leichten Seltenen Erden – ein zukünftiges Versorgungsrisiko an. Dieses Risiko wird durch die hohe Importabhängigkeit von China zusätzlich verstärkt.

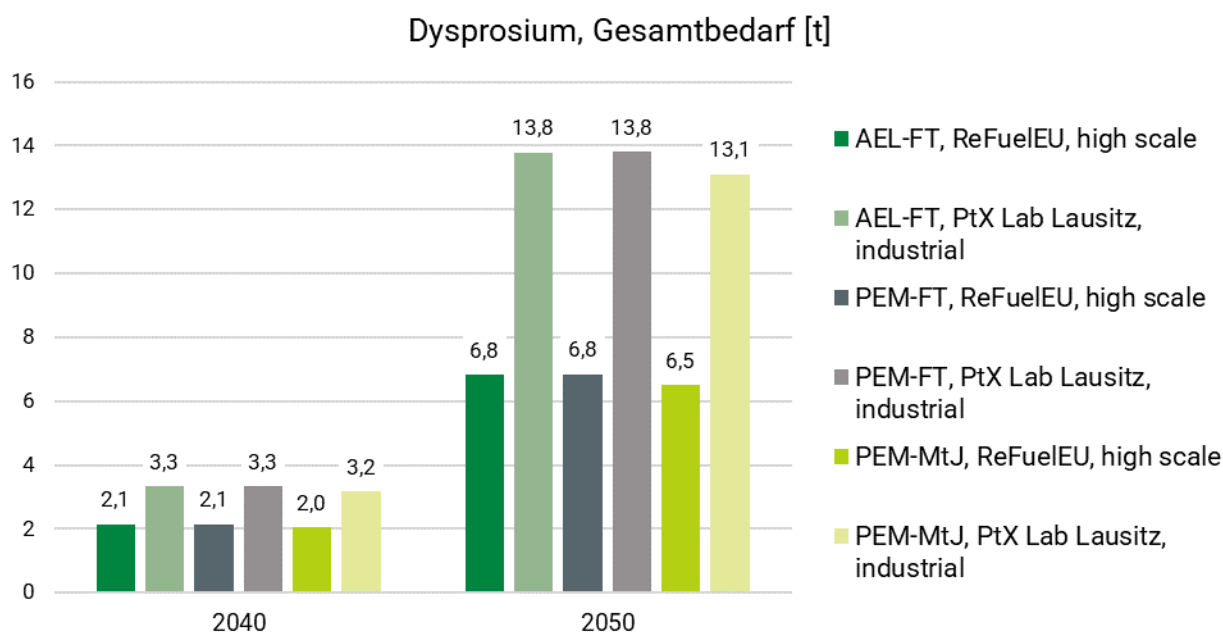


Abbildung 55: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Dysprosiumbedarf [t] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie die Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

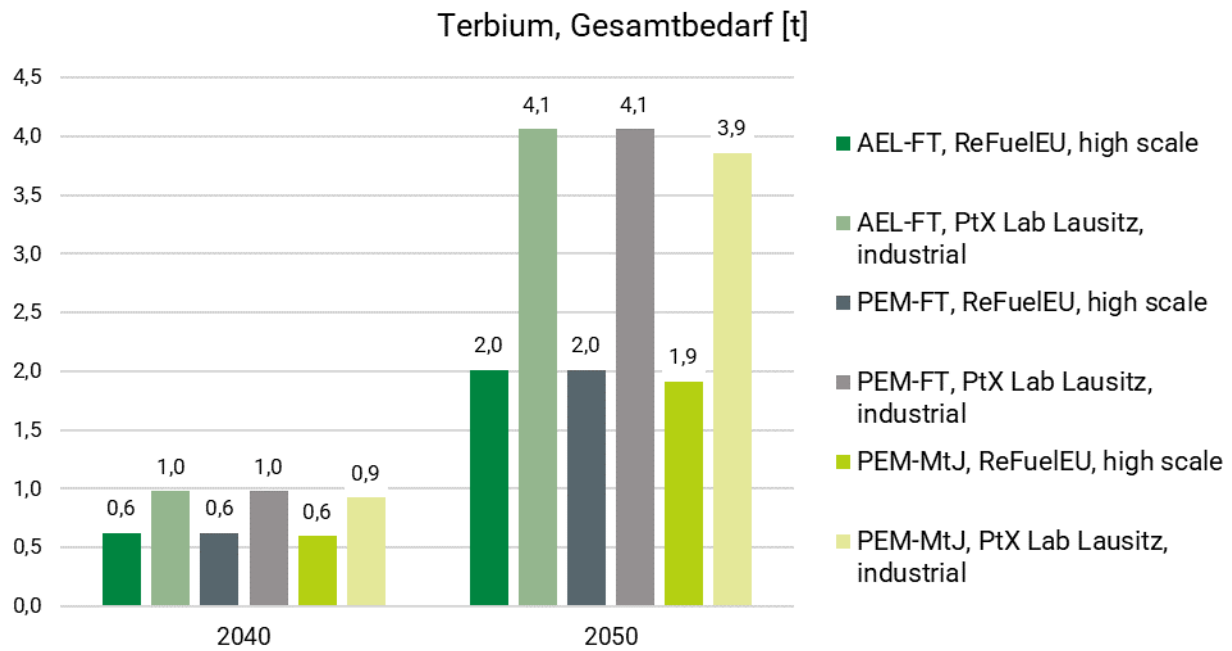


Abbildung 56: Prognose dieser Studie für den zukünftigen Terbiumbedarf [t] in 2040 und 2050 für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz sowie die Zubauoptionen high scale und industrial (vergleiche Kapitel 5.4.2).

6.3 Kritikalitätsbewertung der Syntheserouten und Lösung (künftiger) Rohstoffknappheiten

Nachdem die ausgewählten Rohstoffe nun im Einzelnen beleuchtet wurden, werden in diesem Kapitel abschließend eine Kritikalitätsbewertung der betrachteten Syntheserouten durchgeführt und die Vor- und Nachteile diskutiert. Da nicht alle Rohstoffe ausführlich diskutiert werden können, wird sich bei der Betrachtung der Syntheserouten auf die ausgewählten Rohstoffe im vorangegangenen Kapitel beschränkt.

Wie die vorangegangenen Kapitel gezeigt haben, ist für die E-Kerosin-Produktion ein erheblicher Bedarf an Rohstoffen nötig. Wie in Tabelle 89 gezeigt ist der gesamte Materialaufwand (TMR) je nach betrachteter Syntheseroute, Szenario aber auch Zubauoption unterschiedlich (vergleiche auch Kapitel 5.6). 2030 liegt der TMR bei 566.509 t bis 614.520 t, im Jahr 2040 wächst dieser auf ca. 4–8,5 Mt an, bis dann 2050 ca. 12–35,5 Mt erreicht werden. Dies stellt einen erheblichen Bedarf an Rohstoffen dar, welcher jährlich benötigt wird, um den E-Kerosinbedarf in Deutschland zu decken.

Tabelle 89: Jährlicher Gesamtbedarf TMR [t] zur Deckung des E-Kerosinbedarfs in Deutschland der betrachteten Syntheserouten für die Szenarien ReFuelEU und PtX Lab Lausitz in Kombination mit den Zubauoptionen high scale und industrial

Jahr	Syntheseroute	Gesamter Materialbedarf, TMR [t] ReFuelEU/high scale	Gesamter Materialbedarf, TMR [t] PtX Lab Lausitz/industrial
2030	AEL-FT	614.520	614.520
	PEM-FT	567.265	567.265
	PEM-MtJ	566.509	566.509
2040	AEL-FT	5.313.732	8.452.579
	PEM-FT	4.964.281	7.868.692
	PEM-MtJ	3.911.450	7.429.748
2050	AEL-FT	17.372.294	35.678.540
	PEM-FT	16.470.027	33.409.926
	PEM-MtJ	12.206.086	29.509.515

Um die Syntheserouten untereinander vergleichen und bewerten zu können, wird als Beispiel das Szenario ReFuelEU mit der Zubauoption high scale betrachtet, da das Szenario den aktuellen Vorgaben der EU entspricht. Das Szenario ReFuelEU mit der Zubauoption high scale ist in dieser Studie außerdem am ressourcenschonendsten, somit stellen die hier betrachteten Werte die untere Grenze für den Ressourcenbedarf im Hochlauf der E-Kerosin-Produktion dar. Die folgenden Betrachtungen der Synthesewege untereinander lassen sich jedoch analog auch auf das Szenario PtX Lab Lausitz und die Zubauoption industrial übertragen. Um besonders auf die Unterschiede zwischen den Syntheserouten einzugehen, wurde das Stützjahr 2050 ausgewählt, hier sind die Rohstoffbedarfe, verglichen mit den Stützjahren 2030 und 2040 besonders intensiv.

Betrachtet man die Mengenbedarfe wird ersichtlich, dass einige Rohstoffe in ähnlichen Mengenbedarfen in allen drei Syntheserouten eingesetzt werden, während sich der Mengenbedarf bei anderen Rohstoffen deutlich unterscheidet. Tabelle 90 gibt eine Übersicht wie sich die 15 ausgewählten Rohstoffe und Rohstoffgruppen diesbezüglich verhalten.

Tabelle 90: Rohstoffe mit ähnlichem und unterschiedlichem Mengenbedarf für die drei ausgewählten Syntheserouten.

Rohstoffe mit ähnlichem Mengenbedarf	Rohstoffe mit unterschiedlichem Mengenbedarf
Aluminium Eisen Kupfer Mangan Titan Zink Leichte Seltene Erden Schwere Seltene Erden	Blei Chrom Kobalt Magnesium Nickel Phosphor Platingruppenmetalle

In Abbildung 57 sind die Mengenbedarfe der Rohstoffe dargestellt, welche für die drei betrachteten Syntheserouten in etwa ähnlich sind und sich nicht groß unterscheiden. Die detaillierten Werte der in Abbildung 57 abgebildeten Mengenbedarfe sind im Anhang in Tabelle A-19 neben weiteren gelistet. Diese Rohstoffe umfassen die Elemente Aluminium, Eisen, Kupfer, Mangan, Titan und Zink sowie die Seltenen Erden Neodym, Praseodym, Dysprosium und Terbium. Diese Rohstoffe werden in den drei Syntheserouten vor allem in den erneuerbaren Technologien und zu einem geringeren Anteil auch in den Modulen zur CO₂-Abscheidung eingesetzt. Da wie in Kapitel 4 zu sehen, die erneuerbaren Energien einen Großteil des TMRs ausmachen und in allen Syntheserouten gleichermaßen eingesetzt werden, sind die Mengenbedarfe dieser Rohstoffe sehr ähnlich.

Eine Ausnahme bildet **Titan** (vergleiche Grafik e) in Abbildung 57). Obwohl die Mengenbedarfe recht ähnlich sind, sind diese nur zu einem Teil auf die erneuerbaren Energien zurückzuführen, wo es in der Produktion von Betonstahl verwendet wird. Die Titanbedarfe sind hier zusätzlich maßgeblich auf die Bedarfe der Wasserelektrolyse zurückzuführen. Bei der PEM-Elektrolyse wird Titan direkt im Bau des Stacks in den Bipolarplatten und als poröse Trägerschicht verwendet (Smolinka u. a., 2018). Bei der AEL-Elektrolyse stammt das benötigte Titan aus den Hintergrundprozessen der Zirkonoxidherstellung.

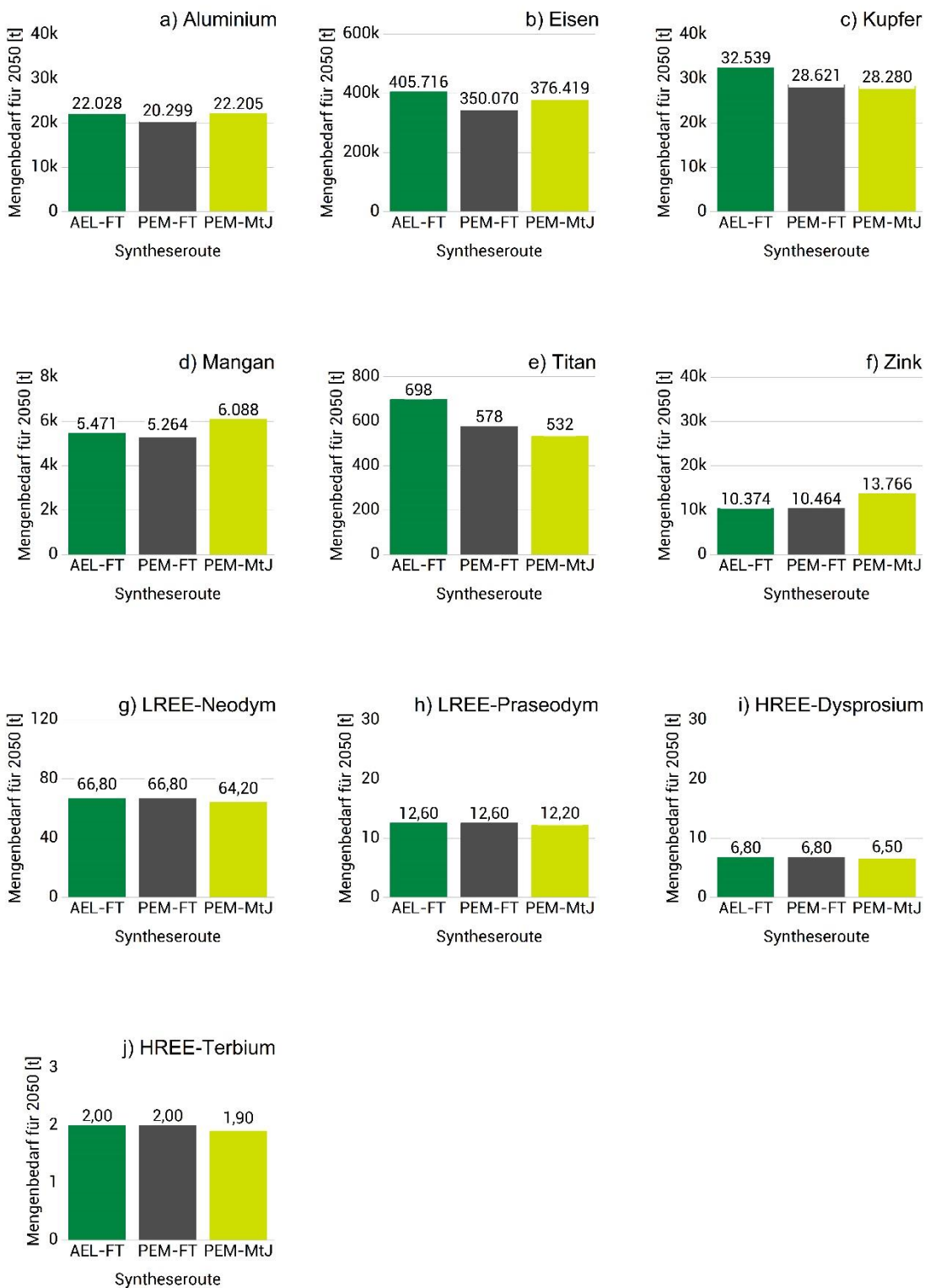


Abbildung 57: Mengenbedarfe [t] ausgewählter Rohstoffe der betrachteten drei Syntheserouten für das ReFuelEU-Szenario mit der Zubauoption high scale in 2050.

Die in Abbildung 57 gezeigten Rohstoffe zeigen etwa ähnliche Massen pro Syntheseroute, um den jeweiligen Gesamtbedarf an E-Kerosin für das Jahr 2050 ausschließlich über diese Route zu decken. Vergleicht man nun aber die Syntheserouten AEL-FT und PEM-FT fällt auf, dass besonders die Elemente Chrom, Magnesium, Nickel und Iridium unterschiedliche Bedarfe aufweisen (vergleiche Kapitel 6.3.2). Da sich die Syntheserouten AEL-FT und PEM-FT nur in der Elektrolyseurtechnologie unterscheiden, sind die Unterschiede im Rohstoffbedarf auf die Module AEL und PEM zurückzuführen.

Die verbleibenden Rohstoffe besitzen je nach Syntheseroute einen unterschiedlichen Bedarf. Vergleicht man die Syntheserouten PEM-FT und PEM-MtJ wird deutlich, dass Blei vor allem in der PEM-MtJ-Syntheseroute verwendet wird, während Kobalt, Phosphor und Platin verstärkt in der PEM-FT-Syntheseroute eingesetzt wird. Da sich diese Syntheserouten nur im Modul FT bzw. MtJ unterscheiden, sind die Unterschiede auf diese Module zurückzuführen (vergleiche Kapitel 6.3.3).

In den folgenden Kapiteln wird zunächst der Einsatz der Rohstoffe näher beschrieben, welche vor allem in den erneuerbaren Energien Anwendung finden, da diese einen großen Anteil des TMRs ausmachen. Im weiteren Verlauf wird dann auf die ausgewählten Rohstoffe, welche sich in den Mengenbedarfen unterscheiden, eingegangen, um die Unterschiede zwischen den Elektrolyseurtechnologien PEM und AEL sowie die E-Kerosin-Produktionen über FT und MtJ herauszustellen.

6.3.1 Rohstoffe für erneuerbare Energien

Sowohl in Windkraft- also auch in PV-Anlagen wird **Aluminium** in nennenswerten Mengen verwendet – in PV-Anlagen, wo es in Montagesystemen und Unterkonstruktionen zum Einsatz kommt, ist es etwa die siebenfache Menge pro Einheit produziertem Strom im Vergleich zu den Windkraftanlagen. In Windkraftanlagen kommt es beispielsweise in Rotorblättern zum Einsatz. Des Weiteren spielt Aluminium auch in der Stromnetzinfrastruktur eine bedeutende Rolle (European Commission, 2020). Im Bereich der Hochtechnologie kann Kupfer Aluminium in elektrischen Leitungen für die Energieübertragung und -verteilung sowie in Wärmeaustauschanwendungen ersetzen. Die aktuellen Kosten für Kupfer sind jedoch höher als für Aluminium. Gusseisen und Gussstahl können Aluminium in bestimmten Anwendungen ebenfalls bei vergleichbaren Kosten und ähnlicher Leistung ersetzen (SCREEN2, 2024b).

Ein erheblicher Anteil des Bedarfs an **Chrom** entfällt auf die Windkraftindustrie. Chrom wird in Stahllegierungen verwendet, um Korrosionsbeständigkeit zu gewährleisten, und findet auch in Beschichtungen Anwendung. Obwohl die Produktion von E-Kerosin nur etwa 1 % der gesamten Chromnachfrage ausmacht (vergleiche Kapitel 6.2.4), wird Chrom aufgrund seiner wirtschaftlichen Bedeutung als kritischer Rohstoff eingestuft. Im Vergleich zu anderen kritischen Elementen ist jedoch ein Versorgungsengpass bei Chrom weniger wahrscheinlich. Daher steht die Reduzierung des Chromverbrauchs in Windkraftanlagen aus versorgungstechnischer Sicht nicht im Vordergrund. Dennoch gibt es Bestrebungen, chromfreie Korrosionsschutzsysteme zu entwickeln, die insbesondere für Windkraftanlagen relevant sind. Dies ist nicht nur aus ökologischer Sicht sinnvoll, da Chrom ins Grundwasser ausgewaschen werden kann, sondern auch aus gesundheitlichen Gründen, da es bei Wartungsarbeiten Risiken birgt (Eschenbach, 2021).

Ebenso wie Chrom spielt **Eisen** bzw. Stahl eine zentrale Rolle in der Konstruktion und Funktionalität von Windkraftanlagen – sie bestehen zu einem großen Teil aus Stahl. Gusseisen

kommt ebenfalls in Windkraftanlagen für verschiedene Komponenten zum Einsatz. Stahl wird auch in Unterkonstruktionen und tragenden Elementen von PV-Anlagen verwendet (European Commission, 2020).

Kupfer spielt eine wesentliche Rolle sowohl in PV-Anlagen als auch in Windkraftanlagen. In PV-Anlagen wird pro erzeugter Stromeinheit etwa doppelt so viel Kupfer benötigt wie in Windkraftanlagen. Aufgrund seiner hervorragenden elektrischen Leitfähigkeit ist Kupfer zudem für die Netzinfrastuktur insbesondere für die Fernübertragung von Strom von großer Bedeutung. Dies gilt gerade für Offshore-Windanlagen, da Kupferkabel im Vergleich zu Alternativen wie Aluminium geringere Energieverluste verursachen. In PV-Modulen kommt Kupfer in der Verkabelung und den Sammelschienen zum Einsatz, um zum einen den Stromfluss zwischen den Solarzellen zu verbessern, zum anderen eine effiziente Stromabgabe zu ermöglichen und schließlich, um überschüssige Wärme abzuleiten. In Windkraftanlagen wird Kupfer unter anderem in den Spulen von Generatoren verwendet, was zu einer höheren Effizienz dieser Systeme führt. Der wachsende Bedarf an Kupfer ist auch auf die zunehmenden Elektrifizierungsbemühungen und die Steigerung der Energieeffizienz zurückzuführen, wodurch der Kupferverbrauch in verschiedenen Sektoren in Zukunft erheblich steigen wird (European Commission, 2020; International Copper Association, 2023).

Mangan wird in Windkraftanlagen als Bestandteil von Stahllegierungen verwendet, um dem Stahl vorteilhafte Eigenschaften zu verleihen. Zudem spielt es eine wichtige Rolle in der Stahlproduktion. Mangan gilt gemäß der EU-Einstufung als kritisches Metall, da es wirtschaftlich sehr bedeutsam und kaum ersetzbar ist. Nach dem Kritikalitätsbewertungssystem dieser Studie fällt es in Kategorie 2 von 4. In Stahllegierungen dient Mangan als günstigerer Ersatz für Nickel. Ein möglicher künftiger Manganabbau in der Tiefsee wird ebenfalls diskutiert, ist jedoch umstritten (SCREEN2, 2023b).

Schwere Seltene Erden wie Dysprosium und Terbium kommen unter anderem in bestimmten permanentmagnethaltigen Generatoren in Windkraftanlagen zum Einsatz. Pro Einheit erzeugtem Strom ist durchschnittlich mehr Dysprosium und Terbium in Offshore- als in Onshore-Windenergieanlagen enthalten, da die entsprechenden Generatoren für den Offshore-Einsatz besonders geeignet sind. Während Terbium gemäß Charakterisierungsfaktor in der Kategorie 3 unseres Bewertungssystems einzustufen ist, ist Dysprosium als einziges Element, das in unserer Analyse betrachtet wird, Kategorie 4 zuzuordnen. Dysprosium ist aufgrund des höheren Nachfragewachstums im Vergleich zu anderen Seltenen Erden und aufgrund des geringeren Anteils in den Erzen der Seltenen Erden besonders betroffen. Bei den Seltenen Erden (REEs) macht die Dominanz Chinas auf dem Markt die Wertschöpfungsketten grundsätzlich anfällig für Versorgungsengpässe. Neodym und Praseodym zählen zu den **leichten Seltenen Erden** und kommen ebenfalls in den Permanentmagneten der Windkraftgeneratoren zum Einsatz. Sie sind wie Terbium in Stufe 3 unseres Bewertungssystems einzuordnen. In den meisten Anwendungen zu denen auch Permanentmagnete zählen, sind Seltene Erden nicht oder nur mit Leistungseinbußen ersetzbar (European Commission, 2020; SCREEN2, 2023d).

Wie auch Mangan und Chrom wird **Zink** in Stahllegierungen verwendet, die in Windkraftanlagen zum Einsatz kommen. Es dient dem Korrosionsschutz. Die EU stuft Zink nicht als kritisch ein und fällt auch in Kategorie 1 (unkritisch) der für diese Studie entwickelten Bewertungsmethode. Aufgrund der schieren Mengen ist die Verwendung von Zink dennoch erwähnenswert.

Fazit erneuerbarer Energien

Im Hinblick auf die Nutzung kritischer Rohstoffe in erneuerbaren Energien lässt sich festhalten, dass vor allem der Einsatz von Seltenen Erden in Windkraftanlagen, insbesondere in

Offshore-Anlagen, eine zentrale Herausforderung darstellt. Dysprosium und Terbium, die in den Generatoren dieser Anlagen verstärkt zum Einsatz kommen, gelten als besonders kritisch. Ebenso sind die leichten Seltenen Erden Neodym und Praseodym aufgrund ihrer Verfügbarkeit und der hohen Nachfrage relevant. Um die Abhängigkeit von diesen Rohstoffen zu verringern, sollte die Eignung alternativer Windkrafttechnologien geprüft werden, die ohne Seltene Erden auskommen. Gleichzeitig wäre der Aufbau einer europäischen Rohstoffversorgung durch Recycling sowie die Diversifizierung der Importquellen notwendig, um Versorgungssengpässe zu minimieren.

Neben Seltenen Erden werden auch weitere kritische und essenzielle Metalle wie Chrom, Nickel, Mangan und Zink, die in Stahllegierungen verwendet werden, als potenziell problematisch eingestuft. Es wird empfohlen, an der Entwicklung von Stahllegierungen zu arbeiten, die ähnliche funktionale Eigenschaften bieten, jedoch weniger von kritischen Rohstoffen abhängig sind.

Im Bereich der Photovoltaik (PV) sind laut dem Umweltbundesamt die Hauptbestandteile Silizium, Kupfer und Aluminium. Diese Rohstoffe gelten derzeit nicht als knapp, doch Elemente wie Indium, Gallium und Tellurium, die in Dünnschicht-PV-Modulen verwendet werden, sind kritisch. Aus diesem Grund wird vermehrt nach alternativen Technologien geforscht.

Für die Nutzung von grünem Strom aus erneuerbaren Energien PV, Onshore und Offshore Wind sind von den hier untersuchten 15 Rohstoffen viele essenziell oder kritisch. Dazu zählen für die Windenergie die Seltenen Erden wie zum Beispiel Neodym und die Metalle Chrom, Nickel, Mangan und Zink. Für die PV werden vor allem die in dieser Studie betrachteten Metalle Kupfer und Aluminium verwendet. Eine Kombination unterschiedlicher erneuerbarer Technologien ist sinnvoll, um die Abhängigkeit von kritischen Rohstoffen zu minimieren und gleichzeitig eine stabile, diversifizierte Energieversorgung sicherzustellen.

6.3.2 Rohstoffe für die Wasserelektrolyse

Im folgenden Kapitel werden die rohstofflichen Unterschiede der Syntheserouten am Beispiel der Wasserelektrolyse erörtert. Besonders hervorzuheben sind dabei die Syntheserouten AEL-FT und PEM-FT, da sich die Routen nur in der verwendeten Elektrolysetechnologie unterscheiden. Unterschiede im Rohstoffbedarf sind auf diese zurückzuführen.

Für die AEL- und PEM-Elektrolyse werden verschiedene Rohstoffe benötigt. In der hier untenstehenden Tabelle 91 sind die im vorangegangenen Kapitel 6.2 betrachteten Rohstoffe aufgeführt, welche für die Elektrolysetechnologien benötigt werden. Wie bereits im vorangegangenen Kapitel 6.3 zu sehen, werden die essenziellen, also unbedingt notwendigen, aber nicht kritischen Rohstoffe Aluminium, Eisen/Stahl und Kupfer in beiden Technologien mit ähnlichen Mengenbedarfen verwendet (siehe Abbildung 57). Im Vergleich mit den Bedarfen für die erneuerbaren Energien stellen die Mengenbedarfe an Aluminium, Eisen/Stahl und Kupfer für die Elektrolysetechnologien jedoch eine untergeordnete Rolle dar.

Tabelle 91: Identifizierte kritische und essenzielle Rohstoffe für die Wasserstoffproduktion aus den 15 Fokusrohstoffen.

	PEM	AEL	Kritikalität	essenziell/ kritisch
Aluminium	X	X	Kategorie 1	essenziell
Eisen	X	X	Kategorie 1	essenziell
Kupfer	X	X	Kategorie 1	essenziell
Titan	X		Kategorie 2	kritisch
Platingruppenmetalle (hier Ir + Pt)	X		Kategorie 2 (Pt) Kategorie 3 (Ir)	kritisch
Nickel		X	Kategorie 1	essenziell
Chrom		X	Kategorie 2	kritisch
Kobalt		X	Kategorie 2	kritisch

Unterschiede sind in den Materialien für die Elektroden zu konstatieren, welche in Abbildung 58 dargestellt sind. Bei der AEL wird für die Anode und die Kathode **Nickel** benötigt. Aus Abbildung 58 (Grafik d) geht hervor, dass der Bedarf für die AEL-FT Syntheseroute in 2050 ca. 24.000 t betragen könnte. Dies sind ca. 10.000 t mehr als für die PEM-Syntheserouten benötigt werden, die einen Bedarf von 12.000–14.500 t besitzen. Nickel zählt zu den strategischen Rohstoffen und ist in unserem Bewertungssystem in Kategorie 1 von 4 eingeordnet. Der durchschnittliche Nickelverbrauch der EU lag zwischen 2015 und 2018 bei ca. 300.000 t (SCREEN2, 2023c). Verglichen damit entspricht der Nickelbedarf der hier betrachteten AEL-FT-Syntheseroute 8 % des jährlichen europäischen Bedarfs. Die E-Kerosin-Produktion greift damit auf erhebliche Mengen zurück. Da mit steigender Nachfrage von Nickel durch die Anwendungen in den Bereichen Stahllegierungen, Batterien und erneuerbaren Energien gerechnet wird, ist es unabdingbar, dass die Produktion das geforderte Angebot bereitstellen kann.

Anders sieht dies bei der PEM-Elektrolyse aus, hier werden als Katalysatoren auf der Anode **Iridium** (Grafik e), Abbildung 58) und auf der Kathode **Platin** (Grafik f), Abbildung 58) eingesetzt. Iridium ist ein kritischer Rohstoff (Kategorie 3 von 4), der nur in geringen Mengen abgebaut wird. 2016 lag der europäische Iridiumkonsum bei 900 kg, was 14 % des Weltkonsums entsprach (SCREEN2, 2023e). Wie in Abbildung 58 zu sehen, liegt der Iridiumbedarf für die E-Kerosin-Produktion über die PEM-Syntheserouten bei ca. 80 kg in 2050. Verglichen mit den europäischen Bedarfen in 2016 entspricht dies ca. 9 %. Ein weltweiter Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, stellt für die deutsche E-Kerosin-Produktion somit ein potenzielles Versorgungsrisiko dar, da einerseits Iridium als kritischer Rohstoff verwendet wird und andererseits diverse Sektoren auf grünen Wasserstoff aus der PEM-Elektrolyse-Produktion zugreifen. Neben der E-Kerosin-Produktion gehören dazu auch der Verkehrssektor, der Energiesektor und der Chemiesektor.

Der Unterschied im **Chrombedarf** (Grafik a), Abbildung 58) ist auf die unterschiedlichen Bedarfe der Elektrolyseurtechnologien an chromlegierten Edelstahl zurückzuführen. Da die PEM-Elektrolyse wesentlich kompakter ist, wird hier wesentlich weniger Edelstahl benötigt

als für die AEL-Elektrolyse. Der Chrombedarf ist somit direkt an die Stahlverfügbarkeit gekoppelt. Die Syntheseroute AEL-FT in Abbildung 58 hat einen Chrombedarf von ca. 20.000 t. Verglichen mit dem EU-Bedarf in 2020 von ca. 500.000 t (SCREEN2, 2023a) entspricht dies ca. 4 %. Diese Mengenbedarfe zeigen, dass Chromversorgung eher unkritisch für die E-Kerosin-Produktion ist, obwohl Chrom nach der Kritikalitätsbewertung leicht kritisch ist (Kategorie 2 von 4).

Betrachtet man die Mengenbedarfe für **Kobalt** (Grafik b), Abbildung 58), wird deutlich, dass die AEL-Elektrolyse mit 262 t mehr als doppelt so hoch ist wie in den PEM-Syntheserouten mit 104 t, wobei Kobalt in diversen Hintergrundprozessen benötigt wird. Dies ist wahrscheinlich darauf zurückzuführen, dass Kobalt nicht primär abgebaut wird, sondern ein Co-Produkt der Nickel- und Kupferförderung ist. Dies macht sich vor allem auch bei der AEL-Elektrolyse bemerkbar, da hier größere Mengen Nickel benötigt werden. Kobalt ist in Kategorie 2 von 4 nach der Kritikalitätsbewertung als kritisch eingestuft. 2016 bis 2020 lag der durchschnittliche Konsum an Raffinadekobalt unter 300 t im Jahr (SCREEN2, 2023f). Die prognostizierten Bedarfe der AEL-FT-Syntheseroute würden demnach mehr als 87 % des jährlichen Kobaltbedarfs entsprechen. Dies stellt ein starkes zukünftiges Risiko für die E-Kerosin-Produktion dar, da mittel- bis langfristig erwartet wird, dass die Nachfrage an Kobalt aufgrund des Energiewandels und der Nachfrage nach Elektrofahrzeugen steigt. Gleichzeitig wird jedoch erwartet, dass das Angebot Schwierigkeiten haben wird, mit dem Nachfragewachstum Schritt zu halten. Dies wird beispielsweise durch die Verzögerungen zwischen Exploration und Förderung verursacht (SCREEN2, 2023f).

Wie Kobalt wird auch **Magnesium** nicht direkt in Elektrolysetechnologien verwendet, sondern in den Hintergrundprozessen der Nickelproduktion. Magnesium wird als Reduktionsmittel in der Metalleraffinerie eingesetzt. Bei der Reduktion von Metallen werden Metalloxide in die metallische Form der Elemente umgewandelt. Wie aus Grafik c) in Abbildung 58 ersichtlich ist, wird bei der AEL-FT-Syntheseroute mit 4,3 t fast doppelt so viel Magnesium benötigt wie bei der PEM-FT-Syntheseroute, bei der nur 2,6 t benötigt werden. Da die AEL-Elektrolyse deutlich mehr Nickel für den Stack benötigt als die PEM-Elektrolyse, überträgt sich dieser Unterschied im Mengenbedarf auch auf die jeweiligen Syntheserouten. Magnesium hat mit 0,62 den dritthöchsten Charakterisierungsfaktor nach den Seltenen Erden Dysprosium, Neodym und Terbium und wird in Kategorie 3 von 4 eingestuft. Der Magnesiumbedarf in der EU lag zwischen 2016 und 2020 bei etwa 121.000 t/a (SCREEN2, 2024c), im Vergleich dazu ist der Magnesiumbedarf in Abbildung 58 eher vernachlässigbar. Es zeigt jedoch, dass kritische Rohstoffe auch in den Hintergrundprozessen des Bergbaus und der Raffination verwendet werden; eine Verknappung der Ressourcen kann hier erhebliche Auswirkungen auf die Wertschöpfungskette haben.

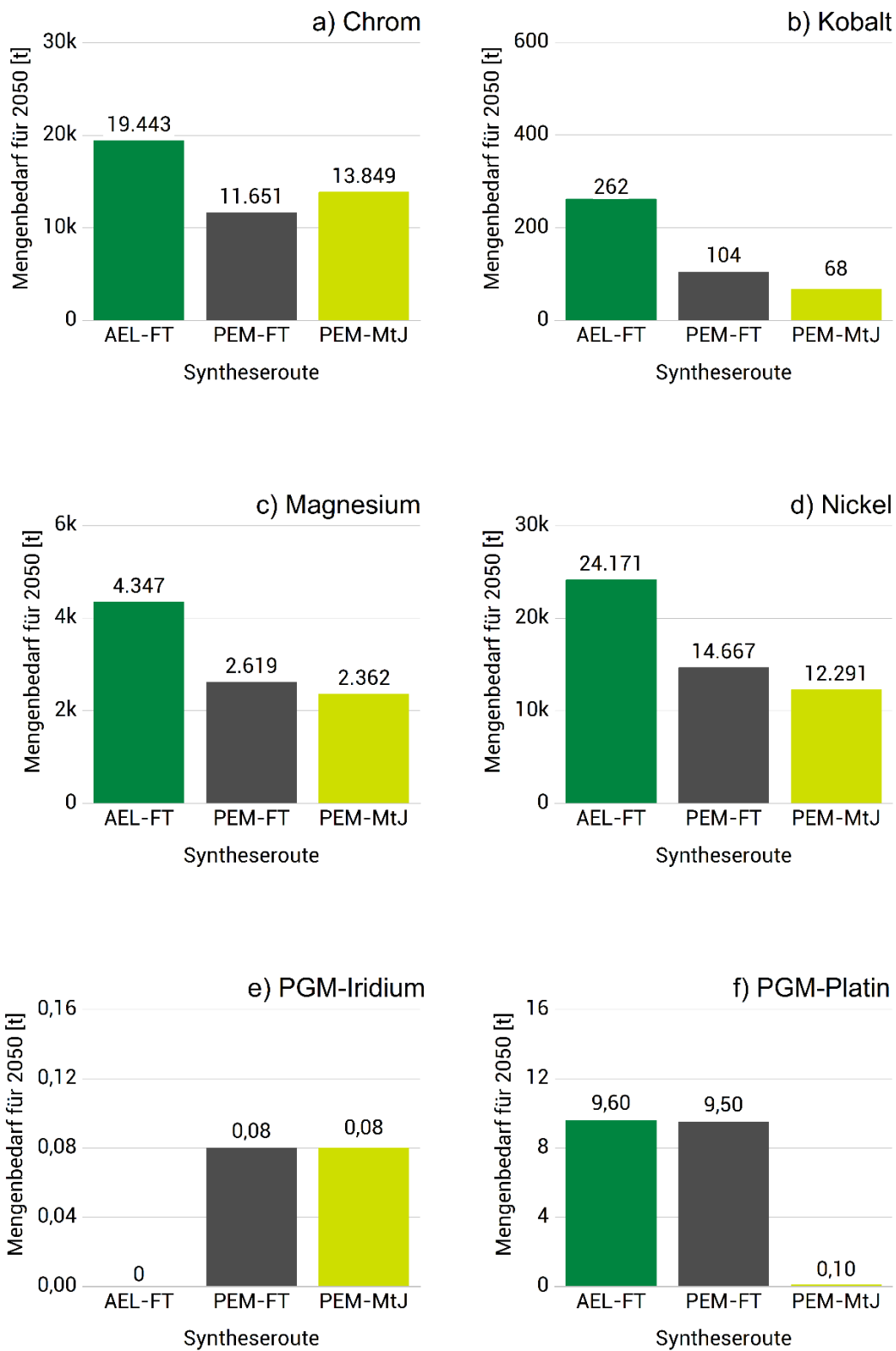


Abbildung 58: Mengenbedarfe [t] der drei betrachteten Syntheserouten für Chrom, Kobalt, Iridium, Magnesium, Nickel und Platin [t] für das Szenario ReFuelEU mit der Zubauoption high scale in 2050.

Darüber hinaus werden noch weitere kritische Rohstoffe und Materialien in den Wasserelektrolysetechnologien verwendet, die in dieser Studie jedoch nicht detailliert betrachtet werden. Zu diesen zählen beispielsweise die Membranmaterialien für die Elektrolyse, bei der AEL wird hier Zirkon verwendet, bei der PEM kommt Nafion zum Einsatz.

Die PEM-Elektrolyse hat zwar einen niedrigeren TMR als die AEL, greift jedoch auf kritische Rohstoffe wie Iridium und Platin zurück. Die AEL-Technologie ist somit nach der Kritikalität der Rohstoffe eher zu bevorzugen. Um die Versorgungssicherheit der E-Kerosin-Produktion zu erhöhen, sollte auf den Einsatz von möglichst wenigen kritischen Metallen in der Wasserelektrolyse hingearbeitet werden. Da der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft noch nicht abgeschlossen ist, sollte eine Diversifizierung des Technologieeinsatzes angestrebt werden, um flexibel auf zukünftige Entwicklungen reagieren zu können.

6.3.3 Rohstoffe für die E-Kerosin-Synthese FT und MtJ

Im folgenden Kapitel werden die rohstofflichen Unterschiede der Syntheserouten am Beispiel der E-Kerosin-Synthese erörtert. Besonders hervorzuheben sind dabei die Syntheserouten PEM-FT und PEM-MtJ, da sich die Routen nur in der verwendeten Technologie der E-Kerosin-Synthese unterscheiden. Unterschiede im Rohstoffbedarf sind auf diese zurückzuführen.

Betrachtet man die Unterschiede bezüglich der E-Kerosin-Produktion ist bereits aus Kapitel 5.5 bekannt, dass die FT-Synthese ressourcenintensiver ist als die MtJ-Synthese. Dies liegt vor allem an den unterschiedlichen Katalysatoren. Bei der FT-Synthese werden die Elemente Kobalt und Platin verwendet, welche einen aufwändigeren Abbauprozess benötigt als die in der MtJ-Synthese verwendeten Kupfer und Zink. Betrachtet man die Mengen der in Kapitel 6.2 ausgewählten Rohstoffe geht hervor, dass Kobalt, Phosphor und Platin mengenmäßig stärker in den FT-Syntheserouten verwendet werden, während Blei stärker in der MtJ-Syntheseroute verwendet wird.

Wie in Abbildung 59 zu sehen wird ca. 60 % mehr **Blei** (vergleiche Grafik a) in Abbildung 59) in der MtJ-Syntheseroute verwendet als in den FT-Syntheserouten. Blei tritt in beiden Syntheserouten in den Hintergrundprozessen der erneuerbaren Energien auf, insbesondere bei der Netzübertragung. Der Unterschied zwischen den Prozessen FT und MtJ ergibt sich aus den unterschiedlichen Anlagentypen, welche für die Modellierung der Prozesse gewählt wurden. Während die FT-Anlage (inklusive Produktaufarbeitung) über den Ecoinvent-Prozess „petroleum refinery“ modelliert wurde, wurden die MtJ-Anlagen über eine abgewandelte Version des Ecoinvent-Prozesses „methanol factory“ abgebildet. Da hier aufgrund der Datenverfügbarkeit auf generische Prozesse der Datenbank zurückgegriffen wurde und der MtJ-Prozess einen niedrigen technologischen Reifegrad besitzt, sind die getroffenen Modellierungsannahmen fehlerbehaftet. Der hier dargestellte Unterschied im möglichen Bedarf an Blei kann demnach abweichen.

Wie hier dargestellt, ist die Bedeutung von Blei für die E-Kerosin-Produktion nicht abschließend geklärt. Blei ist nach der Kritikalitätsbewertung in Kategorie 1 von 4 und damit nicht als kritisch eingeordnet. Aufgrund seiner wirtschaftlichen Bedeutung (0,5) wird es jedoch als strategisch eingestuft. Vergleicht man den höheren Bleibedarf der PEM-MtJ-Route von ca. 2 t mit der Raffinadeproduktion 2022 in Deutschland von ca. 200.000 t liegt der Bedarf bei ca. 1 %, sodass ein Versorgungsrisiko an dieser Stelle unwahrscheinlich ist.

Unterschiede zwischen der MtJ- und der FT-Syntheseroute gibt es außerdem im Bedarf an **Kobalt** (vergleiche Grafik b) in Abbildung 59). Hier liegt der mögliche Bedarf an Kobalt für die PEM-FT Route mit 104 t 53 % über dem Bedarf der PEM-MtJ Syntheseroute mit 68 t im Jahr 2050. Kobalt wird in allen Prozessen in diversen Hintergrundprozessen benötigt, was wahrscheinlich darauf zurückzuführen ist, dass Kobalt nicht primär abgebaut wird, sondern ein Co-Produkt der Nickel- und Kupferförderung ist. Dies macht sich vor allem auch bei der AEL-Elektrolyse bemerkbar, da hier größere Mengen Nickel benötigt werden (vergleiche Kapitel 6.3.2). Darüber hinaus wird Kobalt jedoch auch als Katalysator in der FT-Synthese verwendet, sodass hier ein höherer Bedarf gegenüber der MtJ-Synthese besteht. 2016 bis 2020 lag der durchschnittliche europäische Konsum an Raffinadekobalt unter 300 t im Jahr (SCREEN2, 2023f). Die prognostizierten Bedarfe der AEL-FT Syntheseroute würden demnach über 87 % des jährlichen Kobaltbedarfs in der EU entsprechen. Dies stellt ein starkes zukünftiges Risiko für die E-Kerosin-Produktion dar, da mittel- bis langfristig erwartet wird, dass die Nachfrage an Kobalt aufgrund des Energiewandels und der Nachfrage nach Elektrofahrzeugen steigt. Gleichzeitig wird jedoch erwartet, dass das Angebot Schwierigkeiten haben wird, mit dem Nachfragewachstum Schritt zu halten. Dies wird beispielsweise durch die Verzögerungen zwischen Exploration und Förderung verursacht (SCREEN2, 2023f).

Unterschiede zwischen den FT und den MtJ-Syntheserouten zeigt sich auch in den Mengenbedarfen für **Phosphor** (vergleiche Grafik c) in Abbildung 59). Hier sind die Bedarfe für die FT-Syntheserouten mit ca. 1.000 t etwa fünfmal so hoch, wie in der MtJ-Syntheseroute wo nur ca. 235 t benötigt werden. Der Phosphorbedarf stammt in den FT-Syntheserouten dabei vor allem aus den Hintergrundprozessen der Bergwerksförderung verschiedener Metalle, insbesondere der Sprengstoffe. Einen besonders hohen Bedarf hat dabei die Förderung von Platin. Platin wird im Katalysator der FT-Synthese verwendet, so dass der Phosphorbedarf hier höher liegt als in der MtJ-Syntheseroute. Phosphor ist ein kritischer Rohstoff und nach der Kritikalitätsbewertung der Studie in Kategorie 2 von 4 eingeordnet, jedoch wird es in der E-Kerosin-Produktion nur in Hintergrundprozessen verwendet und findet keine direkte Anwendung in den hier betrachteten Modulen. Es zeigt jedoch auf, dass die E-Kerosin-Produktion über die FT-Syntheseroute stark mit der Bergwerksförderung verknüpft ist, weit über die reinen Rohstoffe für die Katalysatoren hinaus.

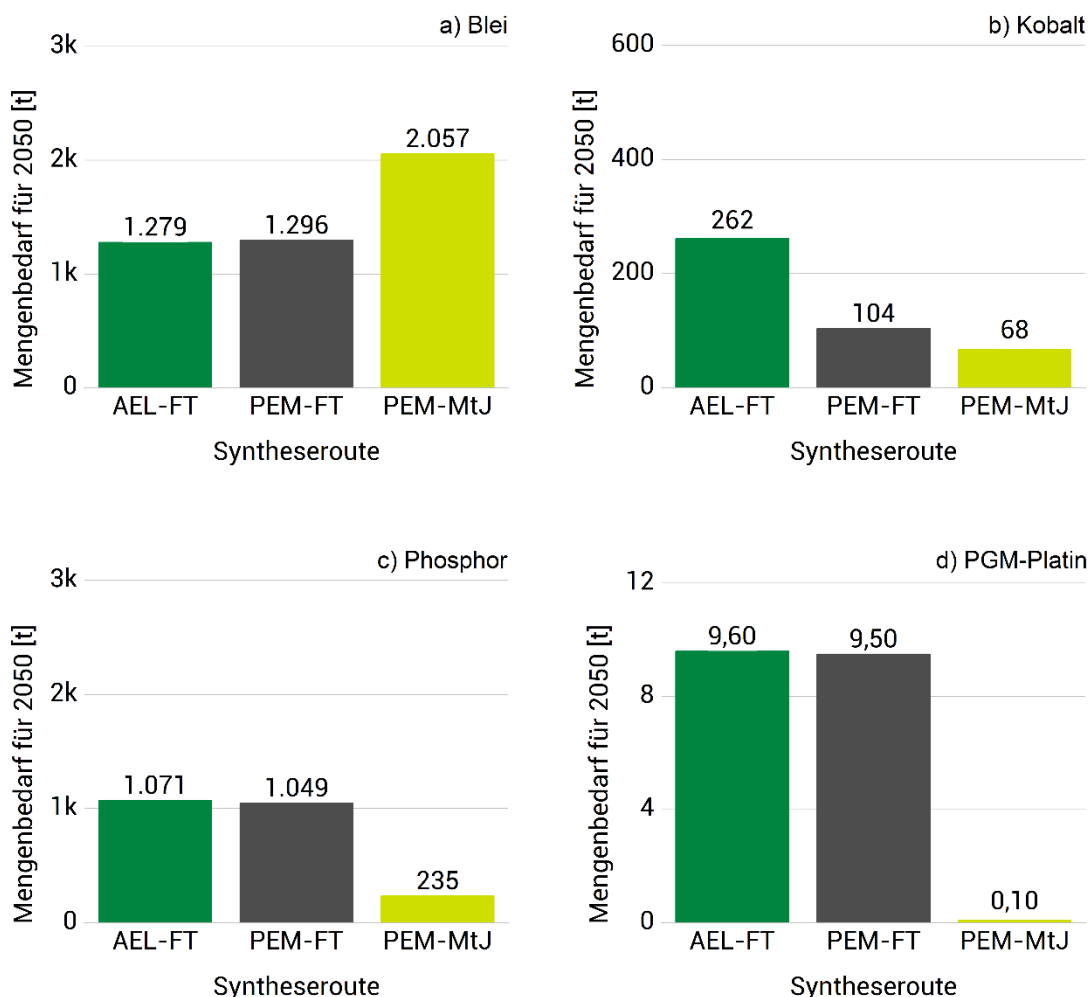


Abbildung 59: Mengenbedarfe in Tonnen der drei betrachteten Syntheserouten für Blei, Kobalt, Phosphor und Platin für das ReFuelEU-Szenario mit der Zubauoption high scale in 2050.

Betrachtet man nur das **Platin**, zeigt Abbildung 59 (Grafik d)), dass es fast ausschließlich in den FT-Syntheserouten, nicht aber in der MtJ-Syntheseroute eingesetzt wird. Hier wird es wie eben beschrieben im Katalysator in der FT-Synthese und dem Produktaufarbeitungsschritt Hydrocracking verwendet. Die Studie prognostiziert einen Platinbedarf von ca. 9,5 t für die E-Kerosin-Produktion in Deutschland 2050. Im Vergleich mit dem durchschnittlichen Platinverbrauch der EU zwischen 2012 und 2016 von ca. 15 t, liegt der Bedarf bei ca. 63 % des europäischen Platinbedarfs allein für die E-Kerosin-Produktion. Da Platin zu den kritischen Rohstoffen zählt (Kategorie 2 von 4), zeigt dieser Bedarf, dass eine Versorgung mit dem Edelmetall risikobehaftet ist. Einerseits wird wahrscheinlich durch die Verdrängung von Verbrennermotoren durch Elektromotoren, der Platinbedarf mittel- bis langfristig sinken, da nur in Erstem platinhaltige Abgaskatalysatoren verwendet werden. Andererseits steigt der Bedarf perspektivisch durch die Wasserelektrolyse. Hier kann neben Iridium auch Platin im Stack der PEM-Elektrolyseure verwendet werden (SCREEN2, 2023e).

Die MtJ-Syntheseroute ist ressourcenschonender und auch bezogen auf die betrachteten essenziellen und kritischen Rohstoffe der FT-Syntheserouten vorzuziehen. Dies wird vor allem durch den Einsatz der weniger kritischen Katalysatoren Kupfer und Zink verursacht. Die in der FT-Syntheseroute verwendeten Rohstoffe Kobalt und Platin haben sowohl eine höhere Kritikalität als auch einen höheren TMR.

6.3.4 Wettbewerb um Rohstoffe durch grüne Technologien

In Zukunft wird es zahlreiche neue Technologien und Wertschöpfungsketten geben, die ebenfalls auf knappe Rohstoffe angewiesen sind. Technologien zur Dekarbonisierung, wie etwa Batterien, Brennstoffzellen oder Solaranlagen, konkurrieren häufig um dieselben Rohstoffe, die auch für die E-Kerosin-Produktion benötigt werden. Diese zunehmende Nachfrage kann zur Verknappung und verstärktem Wettbewerb sowohl auf globaler als auch auf lokaler Ebene führen. Unternehmen und Länder, die auf diese Ressourcen angewiesen sind, könnten dabei mit Preisanstiegen und Versorgungsengpässen konfrontiert werden.

Die EU identifiziert bereits heute neun strategische Wertschöpfungsketten und Technologien, darunter Lithium-Ionen-Batterien, Brennstoffzellen, Photovoltaik und 3D-Druck, die in Zukunft von entscheidender Bedeutung sein werden (Bobba u. a., 2020). Gleichzeitig wird erwartet, dass auch weitere innovative Technologien, die im Rahmen der digitalen und grünen Transformation entwickelt werden, auf eine stabile Versorgung mit kritischen Rohstoffen angewiesen sind. Der Einsatz dieser neuen strategischen Technologien erfolgt vor allem in den Sektoren Energiegewinnung (Brennstoffzellen, Windkraft, Photovoltaik), Mobilität (Batterie, Elektromotoren), industrielle Fertigung (Additive Fertigung) und Digitalisierung.

Um die Wettbewerbssituation der Produktion von E-Kerosin im Vergleich zu den oben genannten Technologien zu erfassen, wurde analysiert, in welchem Umfang diese Technologien auf die in der vorliegenden Studie identifizierten, kritischen und essenziellen Rohstoffe zurückgreifen. Abbildung 60 veranschaulicht in welchen weiteren Technologien diese 15 E-Kerosin-Rohstoffe eingesetzt werden.

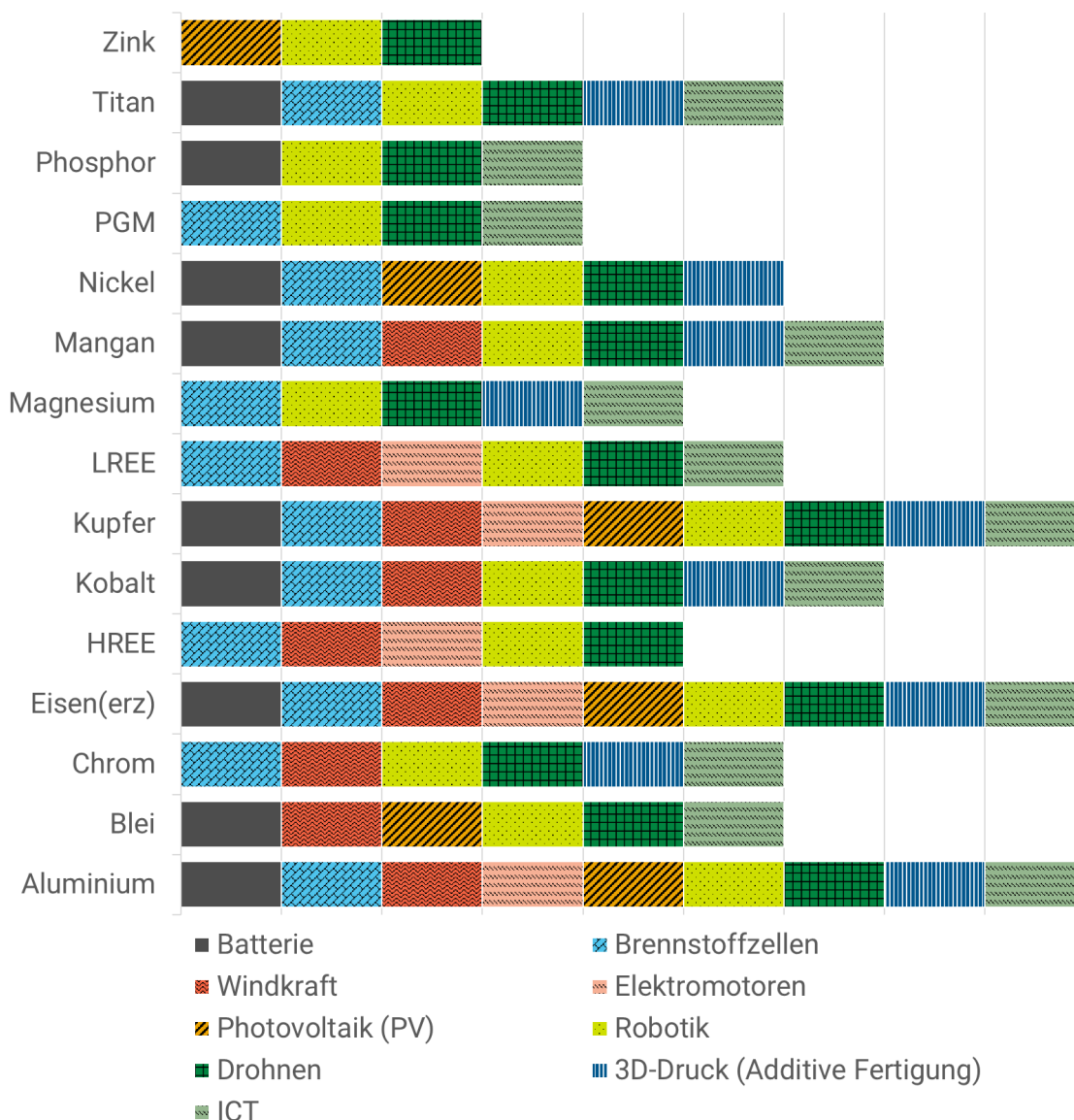


Abbildung 60: Einsatz der in dieser Studie betrachteten Rohstoffe für die E-Kerosin-Produktion in weiteren Technologien und Sektoren. Die Schichtdicke der einzelnen Farbblöcke ist dabei rein qualitativ und nicht quantitativ. Abbildung nach (Bobba u. a., 2020).

Aus den Ergebnissen geht hervor, dass viele dieser E-Kerosin-Rohstoffe auch in anderen zukunftsweisenden Technologien verwendet werden. Daraus wird deutlich, dass Rohstoffe wie Aluminium, Eisen und Kupfer in allen betrachteten Zukunftstechnologien eine Schlüsselrolle spielen und bei den Technologien eine starke Überlappung beim Rohstoffbedarf besteht. Zwar bestimmen verschiedene gesellschaftliche, politische und wirtschaftliche Einflüsse sowie technische Entwicklungen die zukünftige Nachfrage nach diesen Rohstoffen. Nichtsdestotrotz ist davon auszugehen, dass in Zukunft die Rohstoffnachfrage stark ansteigen wird, bedingt durch globale, europäische und lokale Bestrebungen, die grüne und digitale Transformation voranzutreiben. Insbesondere in den Bereichen erneuerbare Energien, Elektromobilität und digitale Technologien wird ein zunehmender Bedarf an Schlüssel-Rohstoffen erwartet. Obwohl der Bedarf an Rohstoffen für die Produktion von E-Kerosin im weltweiten Kontext

zunächst gering erscheint, ist die Konkurrenz um diese Ressourcen bereits hoch. Dies verdeutlicht die Notwendigkeit einer strategischen Planung, um den zukünftigen Bedarf zu decken und potenzielle Engpässe zu vermeiden.

6.4 Abschließende Bewertung der Synthesewege

Die Analyse der verschiedenen Syntheserouten zur E-Kerosin-Produktion hat deutlich gemacht, dass der Bedarf an Rohstoffen – insbesondere an kritischen Metallen – erheblich ist und zukünftig weiter ansteigen wird. Die Bewertung der Syntheserouten zeigt, dass sowohl die Wahl der Elektrolyseurtechnologie als auch des Syntheseverfahrens maßgeblichen Einfluss auf den Rohstoffverbrauch und die damit verbundenen Risiken hat.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die PEM-Elektrolyse eine kompakte Anlagengröße aufweist und somit geringere Mengen an Chrom für chromlegierten Stahl benötigt als die AEL-Elektrolyse, jedoch durch den Einsatz seltener und kritischer Metalle wie Iridium und Platin belastet wird. Diese Materialien sind nicht nur teuer, sondern auch potenziell in ihrer Verfügbarkeit limitiert, was langfristig ein Versorgungsrisiko für die E-Kerosin-Produktion darstellen könnte. Andererseits zeigt die AEL-Technologie durch den höheren Bedarf an Nickel und Kobalt ebenfalls kritische Rohstoffabhängigkeiten, besonders im Zusammenhang mit dem steigenden globalen Kobaltbedarf, der durch die Elektromobilität zusätzlich unter Druck geraten wird.

Der Vergleich zwischen der FT- und der MtJ-Synthese zeigt ebenfalls signifikante Unterschiede. Die FT-Synthese ist ressourcenintensiver, insbesondere durch den Einsatz von Kobalt, Platin und Phosphor in den Katalysatoren und Hintergrundprozessen. Diese Rohstoffe haben eine höhere Kritikalität und sind schwerer zugänglich, was die FT-Synthese in Bezug auf Nachhaltigkeit und Versorgungsrisiken problematischer macht. Die MtJ-Synthese hingegen ist ressourcenschonender und setzt auf weniger kritische Metalle wie Kupfer und Zink, was sie aus Sicht der Rohstoffverfügbarkeit und Nachhaltigkeit attraktiver macht. Zu beachten ist jedoch auch, dass die MtJ-Synthese noch nicht den gleichen technischen Reifegrad besitzt, wie die FT-Synthese und erst in Zukunft in großtechnischem Maßstab einsatzfähig sein wird.

Ein wesentlicher Punkt, der sich aus der Analyse ergibt, ist die Notwendigkeit, alternative Technologien und Recyclingstrategien zu fördern, um die Abhängigkeit von kritischen Rohstoffen zu minimieren. Insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien, die einen erheblichen Teil des Gesamtrohstoffbedarfs ausmachen, wäre es sinnvoll, auf Technologien umzusteigen, die weniger Seltene Erden und andere kritische Metalle benötigen. Dies könnte nicht nur die Versorgungssicherheit erhöhen, sondern auch die ökologische und ökonomische Nachhaltigkeit verbessern.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die MtJ-Synthese aufgrund ihres geringeren Rohstoffbedarfs und der Verwendung weniger kritischer Metalle gegenüber der FT-Synthese vorzuziehen ist. Jedoch müssen bei allen Syntheserouten Maßnahmen zur Sicherung der Rohstoffversorgung getroffen werden, um zukünftige Engpässe zu vermeiden. Hierzu gehört insbesondere die Diversifizierung der Bezugsquellen, die Förderung von Recyclingmethoden sowie die Forschung alternativer Materialien und Technologien. Nur so kann eine langfristig nachhaltige und sichere Produktion von E-Kerosin gewährleistet werden.

7 Schlussfolgerung und Ausblick

7.1 Schlussfolgerung

Diese Studie hat zentrale Technologien und Verfahren zur treibhausgasneutralen Bereitstellung von E-Kerosin untersucht, um ressourcenschonende Lösungen für die CO₂-Abscheidung, Wasserelektrolyse und Synthese von E-Kerosin zu identifizieren. Die Analyse der in Deutschland 2023 relevanten erneuerbaren Energien, die Entwicklung und Nutzung von E-Kerosinpfaden sowie die Anforderungen an die Rohstoffversorgung standen im Fokus. Als Betrachtungsbeispiele sind drei Anlagenkapazitäten untersucht worden, jeweils mit einer jährlichen Produktionskapazität von 10.000, 100.000 und 500.000 Tonnen E-Kerosin.

Methodisch sind hierfür Lebenszyklusanalysen durchgeführt worden sowie ein in dieser Studie entwickelter, neuartiger Ansatz von Mini-LCAs. Hierbei sind die Teilschritte für die Synthese einzeln über eine LCA modelliert worden, um eine Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten zu untersuchen und Einflüsse eines Moduls auf den gesamten Rohstoffbedarf zu identifizieren.

Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere die Ressourceneffizienz stark von der Wahl der Syntheseroute und der eingesetzten Technologien abhängt. Für Windkraftanlagen stellt der Einsatz von Seltenen Erden in Generatoren eine kritische Herausforderung dar, während in der Photovoltaik der Rohstoffbedarf derzeit als weniger kritisch bewertet wird. Ein ausgewogener Mix aus Photovoltaik und Windkraft kann helfen, Engpässe zu vermeiden und die Resilienz des Energiesystems zu steigern.

Bei der Herstellung von E-Kerosin weist der Methanol-to-Jet-Synthesepfad für Produktionskapazitäten bei 100.000 t und 500.000 t jährlich einen insgesamt geringeren Rohstoffbedarf auf als der Fischer-Tropsch-Pfad. Dies wird besonders bei größeren Produktionsmengen relevant, da der TMR-Wert (Total Material Requirement) beim MtJ-Pfad deutlich niedriger ist. Für kleinere Anlagen ist hingegen der FT-Pfad vorteilhafter. Im Allgemeinen wirkt sich eine höhere Skalierung der betrachteten Module positiv auf die Materialeffizienz aus. Je höher die angestrebte E-Kerosin-Jahreskapazität, desto größer muss die MtJ-Anlage ausgelegt werden, wodurch sich die eingesetzten Materialien, bezogen auf das hergestellte E-Kerosin, minimieren. Des Weiteren verwendet der MtJ-Pfad mit Kupfer und Zink solche Katalysatoren, die weniger kritische Ressourcen enthalten als der FT-Pfad, der auf Kobalt und Platin zurückgreift.

Bei der Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid ist die Direktabtrennung aus Bioethanol am ressourcenschonendsten, was damit zusammenhängt, dass das CO₂ hier in einer sehr reinen Form vorliegt und der TMR mit 0 kg/kg CO₂ angenommen wurde. Eine ressourcenschonende Alternative stellt ebenfalls die Druckwechseladsorption (englisch: Pressure Swing Adsorption, PSA) dar. Einen großen Einfluss, der hier nicht betrachtet wurde, leisten die CO₂-produzierenden Anlagen. Um die Bereitstellung von CO₂ möglichst ressourcenschonend zu gestalten, sollte die Abtrennung, wo möglich, an fossilen und biogenen Bestandsanlagen nachgerüstet werden. Das emittierte oder anfallende CO₂ vieler Zementwerke, Biogas- und Biomasseheizkraftwerksanlagen wird heute schon zum Teil abgetrennt, jedoch wird ein weiterer Einsatz, beispielsweise in PtX-Anlagen, noch nicht flächendeckend verfolgt. Für die Bewertung von neu gebauten CO₂-Quellen, sind weitere Analysen notwendig.

Die Untersuchung der Elektrolyseverfahren hat ergeben, dass der PEM-Elektrolyseur in Kombination mit dem MtJ-Pfad die ressourcenschonendste Option für die Wasserstoffproduktion

und anschließende E-Kerosin-Synthese liefert. Allerdings ist der TMR-Unterschied zwischen dem FT- und MtJ-Pfad in allen Jahren und bei allen Produktionskapazitäten sehr gering. Wie bei der E-Kerosinsynthese wirken sich auch hier die Skalierungsfaktoren so aus, dass größere Elektrolyseure ressourcenschonender sind als kleine. Trotz der technischen Vorteile weist die PEM-Elektrolyse jedoch Abhängigkeiten von kritischen Metallen wie Platin und Iridium auf, deren Verfügbarkeit zukünftige Engpässe verursachen könnte. Langfristig sollten Recyclingstrategien entwickelt und alternative Materialien erforscht werden, um diese Risiken zu mindern.

Die diversen Sensitivitätsanalysen, die für den Elektrolyseur und den dazugehörigen Energiepark durchgeführt wurden, verdeutlichen, dass ein nachhaltiger Betrieb und die Wahl geeigneter Standortbedingungen für die gesamte PtL-Anlage, beziehungsweise Anlage zur Produktion von E-Kerosin, von zentraler Bedeutung sind. Eine sorgfältige Planung der Volllaststunden für Elektrolyseure und die Integration erneuerbarer Energien sind wesentliche Hebel zur Steigerung der Effizienz und Minimierung des Ressourcenverbrauchs.

7.2 Ausblick

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass eine ressourcenschonende und nachhaltige Produktion von E-Kerosin von vielerlei Faktoren abhängt, wie zum Beispiel dem technologischen Reifegrad. Um den E-Kerosinbedarf in Deutschland zukünftig zu decken, ist außerdem eine sehr hohe Menge an Rohstoffen erforderlich. Darüber hinaus sind jedoch auch strategische Rahmenbedingungen und sektorübergreifende Ansätze nötig, um die industriellen Prozesse in Richtung Klimaneutralität zu transformieren. Ein zentraler Punkt bleibt – wie bereits in vielen anderen Studien zu PtX beschrieben – der Hochlauf beim Ausbau erneuerbarer Energien. Um eine sichere und grüne Energieversorgung für alle Sektoren zu gewährleisten, muss diese im Einklang mit dem Hochlauf der verschiedenen Technologien erfolgen. Da die Stromerzeugung aus Sonne und Wind mit erheblichen Materialbedarfen verbunden ist, müssen für einen schnellen Ausbau außerdem Innovationen und Recyclingprozesse beschleunigt werden, um die Verfügbarkeit von kritischen Rohstoffen zu sichern.

Ein weiterer Aspekt ist die Integration der Technologien für die gesamte E-Kerosin-Produktionsanlage in die bestehende Infrastruktur, die bisher auf fossile Brennstoffe ausgelegt ist. Während ein kompletter Neubau sehr kostspielig wäre, erfordert auch der Umbau Investitionen und langfristige Planungen, insbesondere im Bereich der Speichertechnologien und des Netzmanagements. Dies betrifft mögliche Kohlenstoffdioxidnetze, aber auch Wasserstoffnetze und -speicher. So könnte beispielsweise die Nutzung bestehender Gaspipelines für Wasserstoff sinnvoll sein, um die Infrastruktur für zukünftige Produktionskapazitäten anzupassen.

Im Kontext der Wasserelektrolyse wird die Wasserverfügbarkeit in Zukunft eine kritische Rolle spielen. Während es in dieser Studie unberücksichtigt bleibt, werden zukünftige Analysen sich noch detaillierter damit befassen müssen.

Auch die Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid wird in den kommenden Jahrzehnten eine zentrale Rolle einnehmen. Wenn der Bedarf nach PtX-Produkten für einen sektorübergreifenden Einsatz steigt, wird auch die Nachfrage nach CO₂ steigen. Jedoch ist der Anteil industrieller und biogener CO₂-Quellen begrenzt bzw. wird dieser im Falle fossiler Quellen begrenzt werden. Der Anteil des TMR für die Produktion von E-Kerosin, welcher auf die CO₂-Abscheidung entfällt, wird durch diesen Wandel steigen, sodass Effizienzsteigerungen und neue Technologien erforderlich sind, um die Skalierbarkeit dieser Prozesse zu gewährleisten.

Der Transformationsbedarf betrifft auch die Industrie, die ihre Produktionsprozesse künftig verstärkt auf Wasserstoff und andere alternative Energieträger ausrichten muss. Um diese Umstellung zu bewältigen, sind politische und wirtschaftliche Anreize notwendig, welche die Investitionskosten reduzieren und den Unternehmen Planungssicherheit bieten. Dies gilt nicht nur für Deutschland, welches als beispielhafter Standort für diese Studie dient, sondern für ganz Europa und die Welt, wobei es für letztere schwierig sein wird, verbindliche Gesetze oder Richtlinien zu etablieren. Der Aufbau einer internationalen Kreislaufwirtschaft könnte so als weiteres Schlüsselement dienen, welches der Rohstoffknappheit entgegenwirkt und die Abhängigkeit von Importen verringern kann. Ein geschlossenes Kreislaufsystem, in dem Metalle und andere Materialien effizient recycelt werden, würde nicht nur die Ressourcenverfügbarkeit erhöhen, sondern auch negative Umweltauswirkungen durch ressourcenintensiven Bergbau reduzieren.

Somit wird immer mehr die Rolle internationaler Partnerschaften an Bedeutung gewinnen, wenn der steigende Rohstoffbedarf und die Transformation der Industrie ein globales Ausmaß erreichen und demzufolge einen globalen Austausch und Zusammenarbeit erfordern. Die Entwicklung von Lieferketten, die Zugang zu wichtigen Ressourcen gewähren und deren nachhaltige Gewinnung gewährleisten, ist für die langfristige Sicherheit der Rohstoffversorgung entscheidend.

Insgesamt zeigt die Studie, dass die ressourcenschonendste Route zur Produktion von E-Kerosin im MtJ-Pfad mit PEM-Elektrolyse liegt. Um diese Route in großem Maßstab zu etablieren, sind jedoch strukturelle Maßnahmen zur Deckung der Rohstoffbedarfe und Förderung von Recyclingstrategien erforderlich. Alternative Produktionspfade sind jedoch nicht auszuschließen, nicht zuletzt, weil die Ergebnisse dieser Studie auf bestimmten zu Beginn getroffenen Annahmen beruhen. Daher ist auch eine verstärkte Forschung an alternativen Technologien und Materialien erforderlich, die in dieser Studie zu einem höheren TMR beigetragen haben. In diesem Sinne ist eine resiliente, international abgestimmte und nachhaltige Rohstoffstrategie für die zukünftige Produktion von E-Kerosin unerlässlich, um das Ziel der Klimaneutralität des Flugverkehrs zu erreichen und gleichzeitig die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit zu sichern.

Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen e.V., 2023. Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - Daten für die Jahre von 1990 bis 2022.
- Agora Energiewende, Berger, R., 2021. Klimaneutralität 2050: Was die Industrie jetzt von der Politik braucht.
- Ahmed, K.W., 2022. Effect of Components and Operating Conditions on the Performance of PEM Electrolyser: A Review.
- Alghool, D., Haouari, M., Trucco, P., 2024. It is not the same green: A comparative LCA study of green hydrogen supply network pathways. *International Journal of Hydrogen Energy* S0360319924025862. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.06.346>
- Artz, J., Ruff, P. (Hrsg.), 2023. Normkonformität und Materialverträglichkeit alternativer Kraftstoffe, BeniVer FACT SHEETS. Frankfurt am Main.
- Ausfelder, F., Dura, H. (Hrsg.), 2019. 2. Roadmap des Kopernikus-Projekts P2X: Optionen für ein Nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien, P2X-Roadmaps. Frankfurt am Main.
- Ausfelder, F., Tran, D.D. (Hrsg.), 2022a. 4. Roadmap des Kopernikus-Projektes „P2X“: Phase II, Technischer Anhang.
- Ausfelder, F., Tran, D.D. (Hrsg.), 2022b. 4. Roadmap des Kopernikus-Projektes P2X Phase II, Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X-Technologien, P2X-Roadmaps. Frankfurt am Main.
- Avidan, A.A., 1988. Gasoline and Distillate Fuels From Methanol, in: *Studies in Surface Science and Catalysis*. Elsevier, S. 307–323. [https://doi.org/10.1016/S0167-2991\(09\)60524-3](https://doi.org/10.1016/S0167-2991(09)60524-3)
- Baliban, R.C., Elia, J.A., Floudas, C.A., 2013. Biomass to liquid transportation fuels (BTL) systems: process synthesis and global optimization framework. *Energy Environ. Sci.* 6, 267–287. <https://doi.org/10.1039/C2EE23369J>
- Bareiß, K., De La Rua, C., Möckl, M., Hamacher, T., 2019. Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. *Applied Energy* 237, 862–872. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.001>
- Bartholomew, C.H., Farrauto, R.J., 2006. *Fundamentals of industrial catalytic processes*, 2nd ed. ed. Wiley-VCH, Hoboken.
- Berger, M., Sonderegger, T., Alvarenga, R., Bach, V., Cimprich, A., Dewulf, J., Frischknecht, R., Guinée, J., Helbig, C., Huppertz, T., Jolliet, O., Motoshita, M., Northey, S., Peña, C.A., Rugani, B., Sahnoune, A., Schrijvers, D., Schulze, R., Sonnemann, G., Valero, A., Weidema, B.P., Young, S.B., 2020. Mineral resources in life cycle impact assessment: part II – recommendations on application-dependent use of existing methods and on future method development needs. *The International Journal of Life Cycle Assessment* 25, 798–813. <https://doi.org/10.1007/s11367-020-01737-5>

- Bertau, M., Fröhlich, P., Gellermann, C., Maurer, A., Vohrer, U., Wendler, K., 2017. Phosphatrückgewinnung -Statuspapier der ProcessNet-Fachgruppe „Rohstoffe“. ProcessNet-Fachgruppe „Rohstoffe“.
- Bertau, M., Offermanns, H., Plass, L., Schmidt, F., Wernicke, H.-J., Asinger, F., Asinger, F. (Hrsg.), 2014. Methanol: the basic chemical and energy feedstock of the future: Asinger's vision today ; based on „Methanol - Chemie- und Energierohstoff: Die Mobilisation der Kohle“ by Friedrich Asinger published in 1986. Springer, Heidelberg Berlin.
- BGR, 2021. Seltene Erden - Informationen zur Nachhaltigkeit. Hannover.
- BGR, 2020. Magnesium, Rohstoffwirtschaftliche Steckbriefe.
- Bilanzen 1990 bis 2030 » AG Energiebilanzen e. V., o. J. . AG Energiebilanzen e. V. URL <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (zugegriffen 10.30.24).
- BMBF, 2024. CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre: Ein zusätzlicher Baustein für die Erreichung unserer Klimaziele.
- BNetzA Bundesnetzagentur, 2022. SMARD | Marktdaten visualisieren [WWW Document]. URL <https://www.smard.de/page/home/marktdaten/78?marketDataAttributes=%7B%22resolution%22:%22year%22,%22region%22:%22DE%22,%22from%22:1577833200000,%22to%22:1672441200000,%22moduleIds%22:%5B1001225,1004067,1004068%5D,%22selectedCategory%22:1,%22activeChart%22:false,%22style%22:%22color%22,%22categoriesModuleOrder%22:%7B%7D%7D> (zugegriffen 11.28.24).
- Bobba, S., Carrara, S., Huisman, J., Mathieux, F., Pavel, C., Europäische Kommission, 2020. Critical raw materials for strategic technologies and sectors in the EU: a foresight study. Publications Office of the European Union, Luxemburg. <https://doi.org/10.2873/58081>
- Borrmann, R., Rehfeldt, K., Kruse, D., 2020. Vollaststunden von Windenergieanlagen an Land-Entwicklung, Einflüsse, Auswirkungen.
- Böttger, D., Fuchs, N., Kost, C., Thomsen, J., Fouquet, D., Große, A., Lehnert, W., Axthelm, W., Stark, M., Becker, H., Dreher, A., Ganal, H., Geiger, D., Gerhardt, N., Harms, Y., Pape, C., Pfennig, M., Schmitz, R., Schön, A., Stock, S., Ulfers, J., 2021. Neues Strommarktdesign (No. Neues Strommarktdesign-Studie). Kassel, Freiburg, Berlin.
- Brinker, L.-S., 2024. Umweltauswirkungen der stofflichen Nutzung von CO₂. Umweltbundesamt.
- Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Hrsg.), o. J. Verkehr in Zahlen 2023/2024, 52.
- Bundesregierung.de, 2024. Onshore-Windenergie [WWW Document]. Onshore-Windenergie. URL <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/onshore-windenergie-614812>
- Chuck, C.J. (Hrsg.), 2016. Standard and Alternative Fuel Specifications, in: Biofuels for Aviation. Elsevier, S. 351–357. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804568-8.00023-8>

- Davis, B.H., Ocelli, M.L., American Chemical Society (Hrsg.), 2016. Fischer-Tropsch synthesis, catalysts and catalysis: advances and applications, Chemical industries. CRC Press, Taylor & Francis Group, CRC Press is an imprint of the Taylor & Francis Group, an informa business, Boca Raton.
- de Klerk, A., 2011. Fischer-Tropsch refining. Wiley-VCH Verlag & Co. KGaA, Weinheim. <https://doi.org/10.1002/9783527635603>
- De Klerk, A., 2011. Fischer-Tropsch fuels refinery design. Energy Environ. Sci. 4, 1177. <https://doi.org/10.1039/c0ee00692k>
- De Klerk, A., Chauhan, G., Halmenschlager, C., Link, F., Montoya Sánchez, N., Gartley, B., El-Sayed, H.E.M., Sehdev, R., Lehoux, R., 2023. Sustainable aviation fuel: Pathways to fully formulated synthetic jet fuel via Fischer-Tropsch synthesis. Energy Science & Engineering ese3.1379. <https://doi.org/10.1002/ese3.1379>
- DERA, 2023a. Abschlussbericht Dialogplattform Recyclingrohstoffe (No. 58), DERA Rohstoffinformationen. Berlin.
- DERA, 2023b. DERA-Rohstoffliste 2023. Deutsche Rohstoffagentur, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- DERA, 2023c. Status Quo des Recyclings bei der Metallerzeugung und -verarbeitung in Deutschland (No. 57), DERA Rohstoffinformationen. Berlin.
- DERA, 2023d. Factsheet Magnesium [WWW Document]. URL https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Downloads/factsheet-Mg.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- DERA, 2023e. Factsheet Zink [WWW Document].
- DERA (Hrsg.), 2022. Mineralische Rohstoffe für die Wasserelektrolyse. Deutsche Rohstoffagentur (DERA), Berlin.
- DERA, 2019. Factsheet Eisen. <https://doi.org/10.1787/9789264307452-en>
- Dewulf, J., Benini, L., Mancini, L., Sala, S., Blengini, G.A., Ardente, F., Recchioni, M., Maes, J., Pant, R., Pennington, D., 2015. Rethinking the Area of Protection "Natural Resources" in Life Cycle Assessment. Environ. Sci. Technol. 49, 5310–5317. <https://doi.org/10.1021/acs.est.5b00734>
- EC, 2023. Study on the critical raw materials for the EU 2023: final report. Publications Office of the European Union.
- EC, 2017. Methodology for establishing the EU list of critical raw materials: guidelines. Publications Office of the European Union.
- EC, Grohol, M., Veeh, C., 2023. Study on the critical raw materials for the EU 2023- final report. Publications Office of the European Union.
- Elektrodeionisation (EDI) für Reinstwasser [WWW Document], 2024. . EUROWATER. URL [https://www.eurowater.com/de/wasseraufbereitungsanlagen/elektrodeionisation\(zugegriffen5.22.24\)](https://www.eurowater.com/de/wasseraufbereitungsanlagen/elektrodeionisation(zugegriffen5.22.24)).
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), B.-B. für W. und, o. J. Neuer Schwung für erneuerbare Energien [WWW Document]. URL <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter->

der-Wirtschaftspolitik/2022/10/05-neuer-schwung-fuer-erneuerbare-energien.html (zugegriffen 10.3.24).

Eschenbach, C., 2021. Korrosionsschutz für Offshore-Windkraft – Problem für die Umwelt? Earth System Knowledge Platform [eskp.de]. <https://doi.org/10.48440/eskp.063>

Europäische Kommission, 2023. Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe, OJ L.

Europäischen Union, 2018. RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung).

Europäisches Klimagesetz, 2021.

Europäisches Parlament, Rat der Europäischen Union, 2018. Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) (Text von Bedeutung für den EWR.), 2016/0382/COD.

Europäisches Parlament und Rat, 2023. (EU) 2023/2405.

European Commission, 2023. Study on the critical raw materials for the EU 2023: Final Report. Publications Office, LU.

European Commission, 2020. Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system.

EWE AG, 2024. Geeignete Strombezugskriterien für grünen und kohlenstoffarmen Wasserstoff nötig [WWW Document]. URL <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/32/ac/353059/Stellungnahme-Gutachten-SG2409120003.pdf> (zugegriffen 11.29.24).

Fröhlich, T., Blömer, S., Münter, D., Brischke, L.-A., 2019. CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit. Heidelberg.

Ganeshan, P., V S, V., Gowd, S.C., Mishra, R., Singh, E., Kumar, A., Kumar, S., Pugazhendhi, A., Rajendran, K., 2023. Bioenergy with carbon capture, storage and utilization: Potential technologies to mitigate climate change. Biomass and Bioenergy 177, 106941. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2023.106941>

Gast, 2013. Ressourcennutzung und ihre Folgen [WWW Document]. Umweltbundesamt. URL <https://www.umweltbundesamt.de/themen/abfall-ressourcen/ressourcennutzung-ihre-folgen> (zugegriffen 5.22.24).

Geres, R., Kohn, A., Lenz, S.C., Ausfelder, F., Bazzanella, A., Möller, A., 2019. Roadmap Chemie 2050 auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland: eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI.

- Gerloff, N., 2021. Comparative Life-Cycle-Assessment analysis of three major water electrolysis technologies while applying various energy scenarios for a greener hydrogen production. *Journal of Energy Storage* 43, 102759. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102759>
- Giordano, L., Roizard, D., Favre, E., 2018. Life cycle assessment of post-combustion CO₂ capture: A comparison between membrane separation and chemical absorption processes. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 68, 146–163. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.11.008>
- Gomes, M., 2016. Environmental assessment of Pressure Swing Adsorption carbon capture and storage in an integrated gasification combined cycle power plant (internship report). Norwegian University of Science and Technology (NTNU).
- Grimm, R., 2019. Was ist Konzentrator-Photovoltaik? [WWW Document]. URL <https://www.baustoffwissen.de/was-ist-konzentrator-photovoltaik-31102023> (zugegriffen 1.29.24).
- Heß, D., Klumpp, M., Dittmeyer, R., 2020. Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien (Studie im Auftrag des Ministeriums für Verkehr Baden-Württemberg).
- Hills, T., Leeson, D., Florin, N., Fennell, P., 2016. Carbon Capture in the Cement Industry: Technologies, Progress, and Retrofitting. *Environ. Sci. Technol.* 50, 368–377. <https://doi.org/10.1021/acs.est.5b03508>
- Hoppe, W., Thonemann, N., Bringezu, S., 2018. Life Cycle Assessment of Carbon Dioxide-Based Production of Methane and Methanol and Derived Polymers. *J of Industrial Ecology* 22, 327–340. <https://doi.org/10.1111/jiec.12583>
- International Copper Association (Hrsg.), 2023. Power of Zero.
- Jensen, L.B., 2019. Life Cycle Cost Analysis of Biogas Upgrading via a Bio Trickling Filter (Master Thesis). University of Southern Denmark, Odense.
- Jess, A., Kragl, U., Wasserscheid, P., 2009. *Chemical technology: an integral textbook*. Wiley-VCH, Weinheim.
- Jin, F., Xu, H., Hua, D., Chen, L., Li, Y., Zhao, Y., Zuo, B., 2021. Enhancement of CO₂ desorption using ultrasound and vacuum in water scrubbing biogas upgrading system. *Korean J. Chem. Eng.* 38, 129–134. <https://doi.org/10.1007/s11814-020-0686-z>
- Kaiser, P., Unde, R.B., Kern, C., Jess, A., 2013. Production of Liquid Hydrocarbons with CO₂ as Carbon Source based on Reverse Water-Gas Shift and Fischer-Tropsch Synthesis. *Chemie Ingenieur Technik* 85, 489–499. <https://doi.org/10.1002/cite.201200179>
- Keith, D.W., Holmes, G., St. Angelo, D., Heidel, K., 2018. A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere. *Joule* 2, 1573–1594. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.05.006>
- Khan, U., Zevenhoven, R., Tveit, T.-M., 2020. Evaluation of the Environmental Sustainability of a Stirling Cycle-Based Heat Pump Using LCA. *Energies* 13, 4469. <https://doi.org/10.3390/en13174469>

- Kind, S., 2020. Nachhaltige Phosphorversorgung (No. 39), Themenkurzprofil Nr. 39. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB).
- Koj, J.C., Wulf, C., Linssen, J., Schreiber, A., Zapp, P., 2018. Utilisation of excess electricity in different Power-to-Transport chains and their environmental assessment. *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 64, 23–35. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.01.016>
- Kolahchian Tabrizi, M., Famiglietti, J., Bonalumi, D., Campanari, S., 2023. The Carbon Footprint of Hydrogen Produced with State-of-the-Art Photovoltaic Electricity Using Life-Cycle Assessment Methodology. *Energies* 16, 5190. <https://doi.org/10.3390/en16135190>
- Kosmol, J., Kanthak, J., 2012. Glossar zum Ressourcenschutz. UBA.
- Krieg, D., 2012. Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff, Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt. Forschungszentrum Jülich, Jülich.
- Laude, A., Ricci, O., Bureau, G., Royer-Adnot, J., Fabbri, A., 2011. CO2 capture and storage from a bioethanol plant: Carbon and energy footprint and economic assessment. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 5, 1220–1231. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2011.06.004>
- Lettenmeier, P., 2019. Wirkungsgrad Elektrolyse - Whitepaper. Siemens Corporate Technology Strategy & Business Development, Erlangen.
- Lopez-Fernandez, E., Gomez Sacedon, C., Gil-Rostra, J., Yubero, F., Gonzales-Elipe, A.R., de Lucas-Consuegra, A., 2021. Recent Advances in Alkaline Exchange Membrane Water Electrolysis and Electrode Manufacturing.
- Lotrič, A., Sekavčnik, M., Kuštrin, I., Mori, M., 2021. Life-cycle assessment of hydrogen technologies with the focus on EU critical raw materials and end-of-life strategies. *International Journal of Hydrogen Energy* 46, 10143–10160. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.190>
- Lundberg, S., 2019. Comparative LCA of Electrolyzers for Hydrogen Gas Production (Master Thesis). KTH ROYAL INSTITUTE OF TECHNOLOGY, Stockholm.
- Madhu, K., Pauliuk, S., Dhathri, S., Creutzig, F., 2021. Understanding environmental trade-offs and resource demand of direct air capture technologies through comparative life-cycle assessment. *Nat Energy* 6, 1035–1044. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00922-6>
- Maitlis, P.M., Klerk, A. de, 2013. Greener Fischer-Tropsch processes for fuels and feedstocks. Wiley-VCH, Weinheim.
- Market Data Forecast, o. J. Solar Photovoltaic (PV) Market | Size, Growth | 2024 - 2029 [WWW Document]. Market Data Forecast. URL <http://www.marketdataforecast.com/> (zugegriffen 2.7.24a).
- Market Data Forecast, o. J. Concentrator PV Market [WWW Document]. URL <https://www.marketdataforecast.com/market-reports/concentrator-photovoltaic-market> (zugegriffen 2.8.24b).

- Marscheider-Weidemann, F., Langkau, S., Eberling, E., Erdmann, L., Haendel, M., Krail, M., Loibl, A., Neef, C., Neuwirth, M., Rostek, L., Shirinzadeh, S., Stijepic, D., Tercero Espinoza, L.A., Baur, S.-J., Billaud, M., Deubzer, O., Maisel, F., Marwede, M., Rückschloss, J., Tippner, M., 2021. Rohstoffe für Zukunftstechnologien 2021, Datenstand: Mai 2021, Aktualisierung im August 2021. ed, DERA-Rohstoffinformationen. Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Berlin.
- Mobile Oil Corporation, o. J. CRYSTALLINE ZEOLITE ZSM-5 AND METHOD OF PREPARING THE SAME. US3702886A.
- Mokrani, T., Scurrrell, M., 2009. Gas Conversion to Liquid Fuels and Chemicals: The Methanol Route-Catalysis and Processes Development. *Catalysis Reviews* 51, 1–145. <https://doi.org/10.1080/01614940802477524>
- Morris, L., 2011. Direct Drive vs. Gearbox: Progress on Both Fronts [WWW Document]. *Power Engineering*. URL <https://www.power-eng.com/renewables/direct-drive-vs-gearbox-progress-on-both-fronts/>
- Mostert, C., Bringezu, S., 2019. Measuring Product Material Footprint as New Life Cycle Impact Assessment Method: Indicators and Abiotic Characterization Factors. *Resources* 8, 61. <https://doi.org/10.3390/resources8020061>
- Müller, R., Pfeifroth, U., Träger-Chatterjee, C., Cremer, R., Trentmann, J., Hollmann, R., 2015a. Surface Solar Radiation Data Set - Heliosat (SARAH) - Edition 1. https://doi.org/10.5676/EUM_SAF_CM/SARAH/V001
- Müller, R., Pfeifroth, U., Träger-Chatterjee, C., Trentmann, J., Cremer, R., 2015b. Digging the METEOSAT Treasure—3 Decades of Solar Surface Radiation. *Remote Sensing* 7, 8067–8101. <https://doi.org/10.3390/rs70608067>
- Nationale Wasserstoffstrategie, 2024. Umsetzung RED III in nationales Recht (RFNBO-Quote für die Industrie).
- NOW GmbH, 2024. ReFuelEU Aviation Regulation - How does it affect the aviation sector?
- OECD, 2015. Material Resources, Productivity and the Environment, OECD Green Growth Studies. OECD Publishing, Paris. <https://doi.org/10.1787/9789264190504-en>
- Oeko-Institut, Heinemann, C., Mendelevitch, D.R., Krieger, S., Dünzen, K., Göckeler, D.K., Haller, D.M., Winger, C., Aschauer, J., 2024. PTX Business Opportunity Analyser (BOA): Data Documentation for Version 2.0. Commissioned by Agora Energiewende and Agora Industry., Freiburg und Berlin.
- openLCA.org, o. J. URL <https://www.openlca.org/> (zugegriffen 5.27.24).
- Pauliuk, Ds., 2022. Characterization factors for material flow accounting (material footprint) for process-based LCA – Documentation for ecoinvent 3.7.1 and 3.8 in openLCA. ief.
- Plaza, M.G., Martínez, S., Rubiera, F., 2020. CO2 Capture, Use, and Storage in the Cement Industry: State of the Art and Expectations. *Energies* 13, 5692. <https://doi.org/10.3390/en13215692>

- PtX Lab Lausitz, 2024. Feasibility-Studie für eine PtL-Demonstrationsanlage an ausgewählten Standorten in der Lausitz - Technoökonomische Analyse zur Festlegung des Anlagenkonzepts. (zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Publikation noch unveröffentlicht).
- PtX Lab Lausitz, Schwuchow, S.C., Schmermer, F., Nagamichi, J., Demuth, A., Lehmann, H., Voswinckel, S., 2024. Fit for Zero - Klimaneutrale europäische Luftfahrt bis 2050. PtX Lab Lausitz – Praxislabor für Kraft- und Grundstoffe aus grünem Wasserstoff, Cottbus.
- Purr, K., Günther, J., Lehrmann, H., Nuss, P., 2021. Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - RESCUE-Studie (No. 36/2019), CLIMATE CHANGE. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- Reichl, C., Schatz, M., 2024. World Mining Data 2024 (No. 39), World Mining Data. Bundesministerium Finanzen Österreich, Wien.
- Remer, D.S., Chai, L.H., 1993. Process Equipment, Cost Scale-up. Encyclopedia of Chemical Processing and Design.
- Riboldi, L., Bolland, O., 2015. Evaluating Pressure Swing Adsorption as a CO₂ separation technique in coal-fired power plants. International Journal of Greenhouse Gas Control 39, 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.02.001>
- Rieder, A., 2016. CO₂-Abscheidung aus Kraftwerksrauchgasen mit wässriger MEA-Lösung - Waschmitteldegradation und Aufbereitungsverfahren (Dissertation). Universität Stuttgart - Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik, Stuttgart.
- Rienecker, M.M., Suarez, M.J., Gelaro, R., Todling, R., Bacmeister, J., Liu, E., Bosilovich, M.G., Schubert, S.D., Takacs, L., Kim, G.-K., Bloom, S., Chen, J., Collins, D., Conaty, A., Da Silva, A., Gu, W., Joiner, J., Koster, R.D., Lucchesi, R., Molod, A., Owens, T., Pawson, S., Pegion, P., Redder, C.R., Reichle, R., Robertson, F.R., Ruddick, A.G., Sienkiewicz, M., Woollen, J., 2011. MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. Journal of Climate 24, 3624–3648. <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-11-00015.1>
- RÖMPP-Redaktion, Böckler, F., Dill, B., Eisenbrand, G., Faupel, F., Fugmann, B., Gamse, T., Heretsch, P., Matissek, R., Pohnert, G., Rühling, A., Schmidt, S., Sprenger, G., 2002a. Naphtha.
- RÖMPP-Redaktion, Böckler, F., Dill, B., Eisenbrand, G., Faupel, F., Fugmann, B., Gamse, T., Heretsch, P., Matissek, R., Pohnert, G., Rühling, A., Schmidt, S., Sprenger, G., 2002b. Stahl.
- Ruokonen, J., Nieminen, H., Dahiru, A.R., Laari, A., Koironen, T., Laaksonen, P., Vuokila, A., Huuhtanen, M., 2021. Modelling and Cost Estimation for Conversion of Green Methanol to Renewable Liquid Transport Fuels via Olefin Oligomerisation. Processes 9, 1046. <https://doi.org/10.3390/pr9061046>
- Schäffer, J., Ortloff, F., Lubenau, U., Imberg, C., Senner, J., 2019. Bewertung von Quellen und Abtrennungungsverfahren zur Bereitstellung von CO₂ für PtG-Prozesse. Bonn.
- Schmidt, M., 2014. Rohstoffrisikobewertung - Platingruppenmetalle: Platin, Palladium, Rhodium, Datenstand: Dezember 2014. ed, DERA Rohstoffinformationen. DERA Deutsche Rohstoffagentur in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Berlin.

- Schmitz, M., 2019. Rohstoffrisikobewertung - Magnesium (Metall), Datenstand: März 2018. ed, DERA Rohstoffinformationen. Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Berlin.
- Schulze, R., Guinée, J., Van Oers, L., Alvarenga, R., Dewulf, J., Drielsma, J., 2020a. Abiotic resource use in life cycle impact assessment—Part II – Linking perspectives and modelling concepts. *Resources, Conservation and Recycling* 155, 104595. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2019.104595>
- Schulze, R., Guinée, J., Van Oers, L., Alvarenga, R., Dewulf, J., Drielsma, J., 2020b. Abiotic resource use in life cycle impact assessment—Part I- towards a common perspective. *Resources, Conservation and Recycling* 154, 104596. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2019.104596>
- SCREEN2, 2024a. Factsheet Zinc [WWW Document]. URL https://screen.eu/wp-content/uploads/2024/01/SCRREEN2_factsheets_ZINC-update2.pdf (zugegriffen 11.3.24).
- SCREEN2, 2024b. Factsheet Aluminium [WWW Document]. URL https://screen.eu/wp-content/uploads/2024/01/SCRREEN2_factsheets_ALUMINIUM-update2.pdf (zugegriffen 10.16.24).
- SCREEN2, 2023a. Factsheet Chromium [WWW Document]. URL https://screen.eu/wp-content/uploads/2023/08/SCRREEN2_factsheets_CHROMIUM.pdf (zugegriffen 10.20.24).
- SCREEN2, 2023b. Factsheet Manganese [WWW Document]. URL https://screen.eu/wp-content/uploads/2023/08/SCRREEN2_factsheets_MANGANESE.pdf
- SCREEN2, 2023c. Factsheet Nickel [WWW Document]. URL https://screen.eu/wp-content/uploads/2023/12/SCRREEN2_factsheets_NICKEL-update.pdf
- SCREEN2, 2023d. Factsheet Rare Earth Elements [WWW Document]. URL https://screen.eu/wp-content/uploads/2023/08/SCRREEN2_factsheets_REE-EUROS-TAT.pdf (zugegriffen 10.15.24).
- SCREEN2, 2023e. Factsheet PGM [WWW Document]. URL https://screen.eu/wp-content/uploads/2023/08/SCRREEN2_factsheets_PGM.pdf
- SCREEN2, 2023f. Factsheet Cobalt [WWW Document]. URL https://screen.eu/wp-content/uploads/2023/08/SCRREEN2_factsheets_COBALT-1.pdf (zugegriffen 10.19.24).
- Simon, F., 2023. EU begrüßt Entdeckung eines riesigen Phosphatvorkommens in Norwegen [WWW Document]. www.euractiv.de. URL <https://www.euractiv.de/section/finanzen-und-wirtschaft/news/eu-begruesst-entdeckung-eines-riesigen-phosphatvorkommens-in-norwegen/> (zugegriffen 10.31.24).
- Smolinka, T., Wiebe, Nikolai, Philip, S., Palzer, Andreas, Lehner, Franz, Jansen, Malte, Kiemel, Steffen, Miehe, Robert, Wahren, Sylvia, Zimmermann, Fabian, 2018. Studie: IndWEde Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in -Deutschland: -Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme.
- Sonderegger, T., Berger, M., Alvarenga, R., Bach, V., Cimprich, A., Dewulf, J., Frischknecht, R., Guinée, J., Helbig, C., Huppertz, T., Jolliet, O., Motoshita, M., Northey, S., Rugani, B., Schrijvers, D., Schulze, R., Sonnemann, G., Valero, A., Weidema, B.P., Young, S.B., 2020.

- Mineral resources in life cycle impact assessment—part I: a critical review of existing methods. *International Journal of Life Cycle Assessment* 25.
<https://doi.org/10.1007/s11367-020-01736-6>
- Stenzel, P., Brands, M., Dennewitz, F., Baumgart, C., 2023. Elektrolyse-Rechner der TH Köln [WWW Document]. Elektrolyse-Rechner: Technische Hochschule, Köln. URL <https://elektrolyserechner.web.th-koeln.de/> (zugegriffen 11.28.24).
- Sternberg, A.D., 2017. System-wide perspective for life cycle assessment of CO₂-based C₁-chemicals: = Ökologische Bewertung von CO₂-basierten C₁-Chemikalien aus einer systemweiten Perspektive, 1. Auflage. ed, Aachener Beiträge zur Technischen Thermodynamik. Wissenschaftsverlag Mainz GmbH, Aachen.
- Stiftung Offshore Windenergie, 2017. Ein Leistungsträger im Mix der Erneuerbaren [WWW Document]. URL https://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/MFA_d01_de.pdf (zugegriffen 9.17.24).
- SWM, 2024. Wie funktioniert Photovoltaik? Einfach erklärt [WWW Document]. Wie funktioniert Photovoltaik? Einfach erklärt. URL <https://www.swm.de/magazin/energie/wie-funktioniert-photovoltaik> (zugegriffen 1.29.24).
- Sylla, S., Pichlmaier, Mohr, S., 2023. Wie grün ist grüner Wasserstoff? [WWW Document]. FfE. URL <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-gruen-ist-gruener-wasserstoff/> (zugegriffen 11.29.24).
- Szurlies, M., Schippers, A., Kuhn, T., Duba, J., 2021. Rohstoffrisikobewertung - Nickel, Datenstand: Februar 2021. ed, DERA Rohstoffinformationen. Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Berlin.
- TNO, 2020. TECHNOLOGY FACTSHEET - Compressed Hydrogen Storage [WWW Document]. URL https://energy.nl/wp-content/uploads/compressed_hydrogen_storage-1-9.pdf (zugegriffen 2.1.24).
- TNO, Detz, R., 2019a. Technology Factsheets_DAC [WWW Document].
- TNO, Detz, R., 2019b. TECHNOLOGY FACTSHEET - Methanol from CO₂ [WWW Document]. URL <https://energy.nl/wp-content/uploads/technology-factsheet-methanol-from-co2-7.pdf> (zugegriffen 3.25.24).
- TNO, Detz, R., 2019c. TECHNOLOGY FACTSHEET - FT Fuel Production [WWW Document]. URL (zugegriffen 9.5.24).
- TNO, Energy. nl, 2018. Technology Factsheet_Compressed Hydrogen Storage.
- TNO, Marsidi, M., 2018a. Technology Factsheets_PEM_Large Scale. [WWW Document]. URL [Energy.nl](https://energy.nl)
- TNO, Marsidi, M., 2018b. Technology Factsheet_AEL [WWW Document].
- Troy, S., Schreiber, A., Zapp, P., 2016. Life cycle assessment of membrane-based carbon capture and storage. *Clean Techn Environ Policy* 18, 1641–1654.
<https://doi.org/10.1007/s10098-016-1208-x>
- U.S. Geological Survey (Hrsg.), 2024. Mineral Commodity Summaries.

- Van Der Giesen, C., Kleijn, R., Kramer, G.J., 2014. Energy and Climate Impacts of Producing Synthetic Hydrocarbon Fuels from CO₂. *Environ. Sci. Technol.* 48, 7111–7121. <https://doi.org/10.1021/es500191g>
- Varling, A.S., Christensen, T.H., Bisinella, V., 2023. Life cycle assessment of alternative biogas utilisations, including carbon capture and storage or utilisation. *Waste Management* 157, 168–179. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2022.12.005>
- Vasters, J., Franken, G., 2020. Aluminium - Informationen zur Nachhaltigkeit. <https://doi.org/10.25928/5p9f-2x3>
- Viebahn, P., 2018. Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft.
- Von Gries, N., Bringezu, S., 2022. Using New Spare Parts for Repair of Waste Electrical and Electronic Equipment? The Material Footprint of Individual Components. *Resources* 11, 24. <https://doi.org/10.3390/resources11020024>
- Wang, X., Song, C., 2020. Carbon Capture From Flue Gas and the Atmosphere: A Perspective. *Front. Energy Res.* 8, 560849. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.560849>
- Wernet, G., Bauer, C., Steubing, B., Reinhard, J., Moreno-Ruiz, E., Weidema, B., 2016. The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. *Int J Life Cycle Assess* 21, 1218–1230. <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1087-8>
- Wilcox, J., 2012. Membrane Technology, in: *Carbon Capture*. Springer New York, New York, NY, S. 177–218. https://doi.org/10.1007/978-1-4614-2215-0_5
- Wilke, S., 2013. Gesamter Materialaufwand Deutschlands [WWW Document]. Umweltbundesamt. URL <https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/rohstoffe-als-ressource/gesamter-materialaufwand-deutschlands> (zugegriffen 5.22.24).
- Wulf, C., Reuß, M., Grube, T., Zapp, P., Robinius, M., Hake, J.-F., Stolten, D., 2018. Life Cycle Assessment of hydrogen transport and distribution options. *Journal of Cleaner Production* 199, 431–443. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.180>
- Wuppertal Institut (Hrsg.), 2013. MFA Material Flow Analysis - Systematik der Indikatoren.
- Wurzbacher, J.A., 2015. Development of a temperature-vacuum swing process for CO₂ capture from ambient air (Dissertation). ETH Zürich, Zürich.
- Zhaurova, M., Ruokonen, J., Horttanainen, M., Child, M., Soukka, R., 2023. Assessing the operational environment of a P2X plant from a climate point of view. *Journal of Cleaner Production* 382, 135304. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135304>
- Zweites Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes, 2019. , BGBl. 2024 I Nr. 235.

Anhang

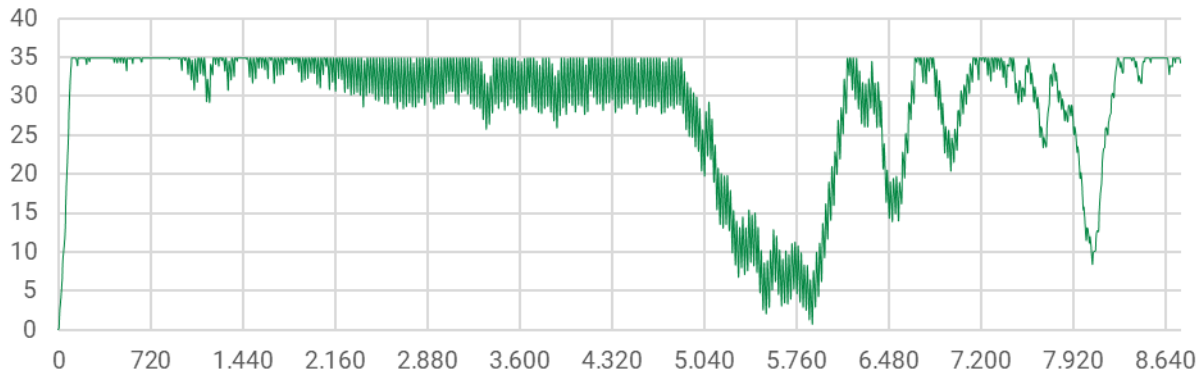
Kapitel 2.3.2

Tabelle A-1: Skalierungsexponenten und -effekte der Prozessschritte.

Prozess	Prozessschritt	Skalierungsexponent R	Skalierungseffekt
EE-Erzeugung	PV	0,95	Numbering-up
	Wind	0,95	Numbering-up
Elektrolyse	PEM	0,95	Numbering-up
	AEL	0,95	Numbering-up
	SOEC	0,95	Numbering-up
CO ₂ -Bereitstellung	DAC	0,95	Numbering-up
	Membranverfahren	0,95	Numbering-up
	Chemische Absorption	0,7	Volumen
	Druckwechseladsorption	0,7	Volumen
	Druckwasserwäsche	0,7	Volumen
FT	FT	0,7	Volumen
	Aufarbeitung	0,7	Volumen
Methanol und MtJ	Methanol	0,7	Volumen
	MtJ	0,7	Volumen
	Aufarbeitung	0,7	Volumen
Peripherie	H ₂ -Pipeline	1	Verhältnis von Wanddicke zu Innendurchmesser
	CO ₂ -Pipeline	1	Verhältnis von Wanddicke zu Innendurchmesser

Kapitel 4.1.2

FT-Prozess, H₂-Speicherstand, 35 t Speicher



MtJ-Prozess, H₂-Speicherstand, 35 t Speicher

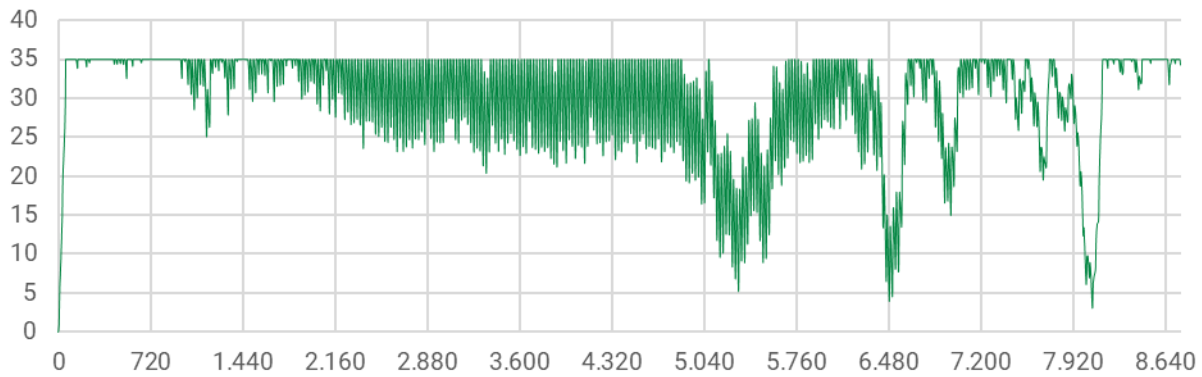


Abbildung A-1: Füllstand des Wasserstoffspeichers für die FT- sowie die MtJ-Route. Lediglich für einen Produktionskapazität von 10.000 t E-Kerosin pro Jahr wurde ein Speicher angenommen.

Tabelle A-2: Leistungen der ELY-Anlagen und der EE-Anlagen, welche für die ELY für die verschiedenen Anlagenkapazitäten 10.000 t/a, 100.000 t/a, und 500.000 t/a E-Kerosin für die FT -Route nötig sind.

Quelle: Eigene Berechnungen.

	10.000 t E-Kerosin/a	100.000 t E-Kerosin/a	500.000 t E-Kerosin/a
Wind Onshore [MW]	156,612	1.566,133	7.830,663
Wind Offshore [MW]	22,357	223,572	1.117,860
PV [MW]	133,509	1.335,100	6.675,501
Verhältnis Wind Onshore:Offshore (Energienmenge)	4,064	4,064	4,064
Verhältnis Wind:PV (Energienmenge)	2,226	2,226	2,226
Elektrolyseur [MW]	119,04	1.190,357	5.951,786
Volllaststunden [h]	4.000	4.000	4.000
H ₂ -Produktion [t/a]	10.000	100.000	500.000
CO ₂ -Bedarf [t/a]	58.320	575.829	2.879.147

Tabelle A-3: Leistungen der ELY-Anlagen und der EE-Anlagen, welche für die ELY für die verschiedenen Anlagenkapazitäten 10.000 t/a, 100.000 t/a, und 500.000 t/a E-Kerosin für die MtJ-Route nötig sind.

Quelle: Eigene Berechnungen.

	10.000 t E-Kerosin/a	100.000 t E-Kerosin/a	500.000 t E-Kerosin/a
Wind Onshore [MW]	305,392	3.053,956	15.269,800
Wind Offshore [MW]	43,596	435,965	2.179,828
PV [MW]	260,341	2.603,443	13.017,232
Verhältnis Wind Onshore:Offshore (Energienmenge)	4,064	4,064	4,034
Verhältnis Wind:PV (Energienmenge)	2,266	2,266	2,266
Elektrolyseur [MW]	232,120	2.321,196	11.605,982
Volllaststunden [h]	4.000	4.000	4.000
H ₂ -Produktion [t/a]	19.500	195.000	975.000
CO ₂ -Bedarf [t/a]	117.135	1.171.348	5.856.742

Kapitel 4.3.1

Tabelle A-4: TMRs des Prozessschritts „E-Kerosin Herstellung“ über die Synthesewege Fischer-Tropsch (rWGS-Co-LTFT) und Methanol-to-Jet (MtJ) bei verschiedenen E-Kerosin-Jahreskapazitäten 10.000, 100.000 und 500.000 t/a. Gate-to-gate Betrachtung ohne die Vorketten H₂-Produktion und CO₂-Abtrennung.

Modulvariante	Kapazität [t/a]	TMR [kg/kg E-Kerosin]
rWGS-Co-LTFT	10.000	2,170
	100.000	2,080
	500.000	2,040
PtM-MtJ	10.000	2,270
	100.000	1,240
	500.000	0,850

Kapitel 4.3.2

Tabelle A-5: TMRs der verschiedenen Modulvarianten für die CO₂-Abscheidung. Die TMRs wurden für die jeweiligen Produktionskapazitäten von E-Kerosin (10.000, 100.000 und 500.000 t/a) sowie das E-Kerosin-Modul bestimmt.

Modulvariante/E-Kerosin-Modul	Kapazität [t/a]	TMR [kg/kg CO ₂]
HT-DAC (Luft)/FT-Pfad	10.000	0,299
	100.000	0,277
	500.000	0,263
HT-DAC (Luft)/MtJ-Pfad	10.000	0,292
	100.000	0,271
	500.000	0,257
LT-DAC (Luft)/FT-Pfad	10.000	0,096
	100.000	0,092
	500.000	0,089
LT-DAC (Luft)/MtJ-Pfad	10.000	0,094
	100.000	0,090
	500.000	0,088
PSA (Biogas)/FT-Pfad	10.000	0,025
	100.000	0,025
	500.000	0,025

Modulvariante/E-Kerosin-Modul	Kapazität [t/a]	TMR [kg/kg CO ₂]
PSA (Biogas)/MtJ-Pfad	10.000	0,025
	100.000	0,025
	500.000	0,025
Membran (Biogas)/FT-Pfad	10.000	0,085
	100.000	0,085
	500.000	0,085
Membran (Biogas)/MtJ-Pfad	10.000	0,085
	100.000	0,085
	500.000	0,085
Druckwasserwäsche (Biogas)/ FT-Pfad	10.000	0,033
	100.000	0,030
	500.000	0,029
Druckwasserwäsche (Biogas)/ MtJ-Pfad	10.000	0,031
	100.000	0,030
	500.000	0,029
MEA (Biogas)/FT-Pfad	10.000	0,074
	100.000	0,074
	500.000	0,074
MEA (Biogas)/MtJ-Pfad	10.000	0,074
	100.000	0,074
	500.000	0,074
MEA (BMHKW/Zement)/FT-Pfad	10.000	0,073
	100.000	0,073
	500.000	0,073
MEA (BMHKW/Zement)/MtJ- Pfad	10.000	0,073
	100.000	0,073
	500.000	0,073
Direkte Abtrennung (Bioetha- nol)/FT-Pfad und MtJ-Pfad	10.000, 100.000, 500.000	0,000

Kapitel 4.3.4

Tabelle A-6: TMRs der verschiedenen Elektrolyseurmodule zur H_2 -Erzeugung. Die TMRs wurden für die jeweiligen Produktionskapazitäten von E-Kerosin (10.000, 100.000 und 500.000 t/a) sowie das E-Kerosin-Modul bestimmt.

Modulvariante/E-Kerosin-Modul	Kapazität [t/a]	TMR [kg/kg H_2]
PEM/FT-Pfad	10.000	334,11
	100.000	338,99
	500.000	338,88
PEM/MtJ-Pfad	10.000	337,97
	100.000	335,86
	500.000	340,49
AEL/FT-Pfad	10.000	334,76
	100.000	339,59
	500.000	339,42
AEL/MtJ-Pfad	10.000	338,60
	100.000	336,45
	500.000	341,03
SOEC/FT-Pfad	10.000	336,32
	100.000	341,18
	500.000	341,05
SOEC/MtJ-Pfad	10.000	340,18
	100.000	338,05
	500.000	342,66

Kapitel 4.3.5

Tabelle A-7: Sensitivitätsanalyse zur Auswirkung der Volllaststunden auf den TMR.

Dargestellt sind für eine Produktionsmenge von 10.000 t H₂/a die angenommenen Leistungen des PEM-Elektrolyseurs und des Energieparks, wobei die Volllaststunden schrittweise um 1.000er-Schritte erhöht wurden. Die installierten Leistungen des Energieparks entsprechen den angenommenen EE-Verhältnissen für 2023.

VLS [h/a]	Leistung des ELY [MW]	PV [MW]	Wind Onshore [MW]	Wind Offshore [MW]	produziertes H ₂ [t]
1.000	476,143	133,509	156,612	22,357	10.000
2.000	238,071	133,509	156,612	22,357	10.000
3.000	158,714	133,509	156,612	22,357	10.000
4.000	119,036	133,509	156,612	22,357	10.000
5.000	95,230	135,020	158,384	22,610	10.000
6.000	79,357	143,750	168,626	24,072	10.000
7.000	68,020	157,891	185,213	26,440	10.000
8.000	59,518	189,905	222,768	31,801	10.000

Kapitel 4.3.5

Tabelle A-8: Übersicht der Annahmen für die Modellierung des EE-Parks in Abhängigkeit der unterschiedlichen ELY-Modulvarianten.

Für alle drei Elektrolyseure wurde angenommen, dass diese im Jahr 4.000 h/a laufen und 10.000 t/a produzieren.

ELY	Energiebedarf [kWh/kg H ₂]	Leistung des ELY [MW]	PV [MW]	Wind Onshore [MW]	Wind Offshore [MW]
PEM	55,640	139,100	156,010	183,007	26,125
AEL	50,077	125,193	140,412	164,710	23,513
SOEC	54,260	135,650	152,140	178,468	25,477

Kapitel 4.4

Tabelle A-9: Vollständige Rangfolge der ressourcenschonendsten Technologierouten nach absteigendem TMR.

Rang	Kapazität [t/a]	E-Kerosin-Herstellung	Elektrolyse	CO ₂ -Abscheidung	TMR [kg/kg E-Kerosin]
1	500.000	MtJ	PEM	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	2,543
2	500.000	MtJ	AEL	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	2,567
3	500.000	MtJ	PEM	PSA (Biogas)	2,621
4	500.000	MtJ	PEM	DWW (Biogas)	2,634
5	500.000	MtJ	AEL	PSA (Biogas)	2,646
6	500.000	MtJ	AEL	DWW (Biogas)	2,659
7	500.000	MtJ	PEM	MEA (Biomasse/Zement)	2,772
8	500.000	MtJ	PEM	MEA (Biogas)	2,775
9	500.000	MtJ	AEL	MEA (Biomasse/Zement)	2,797
10	500.000	MtJ	AEL	MEA (Biogas)	2,800
11	500.000	MtJ	PEM	Membran (Biogas)	2,810
12	500.000	MtJ	PEM	LT-DAC (Luft)	2,819
13	500.000	MtJ	AEL	Membran (Biogas)	2,834
14	500.000	MtJ	AEL	LT-DAC (Luft)	2,844
15	500.000	MtJ	SOEC	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	2,898
16	500.000	MtJ	SOEC	PSA (Biogas)	2,976
17	500.000	MtJ	SOEC	DWW (Biogas)	2,989
18	100.000	MtJ	PEM	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	3,113

Rang	Kapazität [t/a]	E-Kerosin-Herstellung	Elektrolyse	CO ₂ -Abscheidung	TMR [kg/kg E-Kerosin]
19	500.000	MtJ	SOEC	MEA (Biomasse/Zement)	3,127
20	500.000	MtJ	SOEC	MEA (Biogas)	3,130
21	500.000	MtJ	PEM	HT-DAC (Luft)	3,162
22	500.000	MtJ	SOEC	Membran (Biogas)	3,165
23	500.000	MtJ	SOEC	LT-DAC (Luft)	3,174
24	500.000	MtJ	AEL	HT-DAC (Luft)	3,186
25	100.000	MtJ	PEM	PSA (Biogas)	3,192
26	100.000	MtJ	PEM	DWW (Biogas)	3,208
27	100.000	MtJ	PEM	MEA (Biomasse/Zement)	3,343
28	100.000	MtJ	PEM	MEA (Biogas)	3,346
29	100.000	MtJ	PEM	Membran (Biogas)	3,380
30	100.000	MtJ	AEL	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	3,383
31	100.000	MtJ	PEM	LT-DAC (Luft)	3,396
32	100.000	MtJ	AEL	PSA (Biogas)	3,462
33	100.000	MtJ	AEL	DWW (Biogas)	3,477
34	100.000	MtJ	SOEC	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	3,504
35	500.000	MtJ	SOEC	DWW (Biogas)	3,516
36	500.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	3,535
37	100.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	Membran (Biogas)	3,573
38	100.000	MtJ	SOEC	LT-DAC (Luft)	3,583
39	100.000	MtJ	SOEC	MEA (Biomasse/Zement)	3,598
40	100.000	MtJ	AEL	MEA (Biogas)	3,612
41	100.000	MtJ	AEL	PSA (Biogas)	3,615

Rang	Kapazität [t/a]	E-Kerosin-Herstellung	Elektrolyse	CO ₂ -Abscheidung	TMR [kg/kg E-Kerosin]
42	500.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	Membran (Biogas)	3,619
43	500.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	DWW (Biogas)	3,632
44	100.000	MtJ	AEL	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	3,650
45	100.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	LT-DAC (Luft)	3,657
46	100.000	MtJ	AEL	MEA (Biomasse/Zement)	3,666
47	100.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	MEA (Biogas)	3,674
48	10.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	Membran (Biogas)	3,708
49	100.000	MtJ	SOEC	PSA (Biogas)	3,733
50	100.000	MtJ	SOEC	LT-DAC (Luft)	3,737
51	100.000	MtJ	SOEC	DWW (Biogas)	3,771
52	100.000	MtJ	PEM	MEA (Biomasse/Zement)	3,776
53	500.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	MEA (Biogas)	3,780
54	500.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	3,783
55	100.000	MtJ	SOEC	Membran (Biogas)	3,787
56	10.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	LT-DAC (Luft)	3,792
57	500.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	PSA (Biogas)	3,809
58	100.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	3,818
59	10.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	MEA (Biomasse/Zement)	3,819
60	500.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	MEA (Biogas)	3,820

Rang	Kapazität [t/a]	E-Kerosin-Herstellung	Elektrolyse	CO ₂ -Abscheidung	TMR [kg/kg E-Kerosin]
61	100.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	DWW (Biogas)	3,821
62	500.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	Membran (Biogas)	3,833
63	100.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	LT-DAC (Luft)	3,858
64	100.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	PSA (Biogas)	3,869
65	100.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	MEA (Biomasse/Zement)	3,881
66	500.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	MEA (Biogas)	3,893
67	500.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	DWW (Biogas)	3,906
68	500.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	Membran (Biogas)	3,918
69	100.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	LT-DAC (Luft)	3,952
70	10.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	3,952
71	10.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	HT-DAC (Luft)	3,956
72	100.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	PSA (Biogas)	3,969
73	100.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	HT-DAC (Luft)	3,969
74	10.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	MEA (Biomasse/Zement)	3,993
75	500.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	DWW (Biogas)	4,001
76	500.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	MEA (Biogas)	4,015
77	10.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	4,029

Rang	Kapazität [t/a]	E-Kerosin-Herstellung	Elektrolyse	CO ₂ -Abscheidung	TMR [kg/kg E-Kerosin]
78	10.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	Membran (Biogas)	4,037
79	100.000	MtJ	AEL	HT-DAC (Luft)	4,046
80	100.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	LT-DAC (Luft)	4,053
81	500.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	HT-DAC (Luft)	4,054
82	500.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	PSA (Biogas)	4,057
83	100.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	DWW (Biogas)	4,069
84	500.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	MEA (Biomasse/Zement)	4,094
85	500.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	MEA (Biogas)	4,107
86	100.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	HT-DAC (Luft)	4,113
87	100.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	4,116
88	10.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	Membran (Biogas)	4,121
89	10.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	LT-DAC (Luft)	4,126
90	10.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	HT-DAC (Luft)	4,148
91	100.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	MEA (Biomasse/Zement)	4,153
92	500.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	MEA (Biogas)	4,162
93	500.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	PSA (Biogas)	4,165
94	100.000	MtJ	SOEC	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	4,167
95	100.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	4,177

Rang	Kapazität [t/a]	E-Kerosin-Herstellung	Elektrolyse	CO ₂ -Abscheidung	TMR [kg/kg E-Kerosin]
96	500.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	DWW (Biogas)	4,202
97	10.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	Membran (Biogas)	4,209
98	500.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	LT-DAC (Luft)	4,211
99	100.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	PSA (Biogas)	4,213
100	500.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	PSA (Biogas)	4,215
101	100.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	DWW (Biogas)	4,217
102	10.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	DWW (Biogas)	4,236
103	100.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	MEA (Biomasse/Zement)	4,253
104	100.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	MEA (Biogas)	4,277
105	10.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	Membran (Biogas)	4,282
106	10.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	LT-DAC (Luft)	4,285
107	10.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	MEA (Biomasse/Zement)	4,322
108	10.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	MEA (Biomasse/Zement)	4,359
109	10.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	MEA (Biogas)	4,370
110	10.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	MEA (Biogas)	4,373
111	10.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	Membran (Biogas)	4,410
112	10.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	Membran (Biogas)	4,447

Rang	Kapazität [t/a]	E-Kerosin-Herstellung	Elektrolyse	CO ₂ -Abscheidung	TMR [kg/kg E-Kerosin]
113	500.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	LT-DAC (Luft)	4,485
114	500.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	4,593
115	10.000	MtJ	PEM	LT-DAC (Luft)	4,624
116	10.000	MtJ	PEM	HT-DAC (Luft)	4,702
117	100.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	4,718
118	10.000	MtJ	PEM	PSA (Biogas)	4,721
119	10.000	MtJ	PEM	DWW (Biogas)	4,853
120	10.000	MtJ	PEM	PSA (Biogas)	4,856
121	10.000	MtJ	PEM	DWW (Biogas)	4,891
122	10.000	MtJ	PEM	HT-DAC (Luft)	4,919
123	10.000	MtJ	AEL	MEA (Biomasse/Zement)	4,925
124	10.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	MEA (Biogas)	4,926
125	10.000	MtJ	AEL	Membran (Biogas)	5,003
126	10.000	MtJ	SOEC	HT-DAC (Luft)	5,012
127	100.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	LT-DAC (Luft)	5,013
128	10.000	MtJ	AEL	MEA (Biomasse/Zement)	5,022
129	10.000	MtJ	SOEC	MEA (Biogas)	5,090
130	10.000	MtJ	SOEC	Membran (Biogas)	5,109
131	100.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	LT-DAC (Luft)	5,113
132	10.000	MtJ	AEL	HT-DAC (Luft)	5,154
133	10.000	MtJ	AEL	HT-DAC (Luft)	5,157
134	10.000	MtJ	AEL	Direkte Abtrennung (Bioethanol)	5,192

Rang	Kapazität [t/a]	E-Kerosin-Herstellung	Elektrolyse	CO ₂ -Abscheidung	TMR [kg/kg E-Kerosin]
135	10.000	MtJ	AEL	PSA (Biogas)	5,220
136	10.000	MtJ	SOEC	DWW (Biogas)	5,241
137	10.000	MtJ	SOEC	HT-DAC (Luft)	5,244
138	10.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	MEA (Biomasse/Zement)	5,255
139	10.000	MtJ	SOEC	MEA (Biogas)	5,278
140	10.000	MtJ	SOEC	Membran (Biogas)	5,307
141	10.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	LT-DAC (Luft)	5,344
142	10.000	MtJ	PEM	HT-DAC (Luft)	5,352
143	10.000	MtJ	AEL	HT-DAC (Luft)	5,653
144	10.000	MtJ	SOEC	HT-DAC (Luft)	5,740

Kapitel 5.1.2

Tabelle A-10: CO₂-Potenziale in Deutschland.

Quelle: Für 2023 wurde (ifeu 2019) und für die Folgejahre die Potenziale der 4. P2X-Roadmap verwendet.

Jahr	Industrielle Punktquellen (Zement) [Mt CO ₂]	Andere industrielle Punktquellen (Kalk, Sonstige) [Mt CO ₂]	Biomasse [Mt CO ₂]	Luft [Mt CO ₂]
2023	11,40	-	16,80	0,0
2030	0,1 (10,5)	0 (95,3)	0,3 (13,4)	0,0
2040	9,0 (10,9)	1,1 (28,4)	4,1 (13,1)	0,5
2050	0	0	4,8 (4,8)	38,3

Tabelle A-11: Aus den theoretischen CO₂-Potenzialen ermittelter CO₂-Technologiemix für die in dieser Studie betrachteten Abscheidetechnologien (hier für Zement und Biomasse-Heizkraftwerke). Angaben in Prozent.

Jahr	MEA (Zement)	MEA (BMHKW)	DWW (Biogas)	Membran (Biogas)	Bioethanol	HT-DAC (Luft)	LT-DAC (Luft)
2023	11,4	12,2	2,22	0,37	0,9	0	0
2030	9,45	5,1456	3,86	0,64	0,54	0	0
2040	0	3,456	2,59	0,43	0,36	15,7	15,7
2050	0	1,8432	1,38	0,23	0,192	15,65	15,65

Kapitel 5.1.3

Sind in der Literatur oder durch Expert*inneninterviews keine Informationen zu Effizienzsteigerungen in 2030, 2040 und 2050 der in dieser Studie untersuchten Modulvarianten vorhanden, wird für die **rohstoffliche Effizienz keine Steigerung** angenommen.

Für die **energetische Effizienzsteigerung** wird in Annäherung eine generische Kurve für die jeweilige Modulvariante angenommen. Diese ist in Abbildung A-2 dargestellt und enthält folgende Annahmen und Erläuterungen:

- Im Laufe der Zeit nimmt die Effizienz der Technologie aufgrund ihrer Weiterentwicklung zu. Diese Weiterentwicklung kann technologisch, aber auch wirtschaftlich und gesellschaftlich getrieben sein.
- Zu einem bestimmten Zeitpunkt befinden sich unterschiedliche Technologien auch auf unterschiedlichen Punkten auf der Kurve. Wird daher eine bestimmte Effizienzsteigerung angenommen, muss das Referenzjahr bzw. der Referenzpunkt stets angegeben werden.
- Eine mögliche Einordnung kann dabei nach dem Technologiereifegrad (TRL) erfolgen, wobei hier anzumerken ist, dass die Technologiereife von der Marktreife zu unterscheiden ist.
- Das theoretische Maximum der Effizienz wird niemals 100 % erreichen und kann je nach Technologie auch deutlich darunter liegen.
- Die Effizienzsteigerungskurve kann dementsprechend auch anders aussehen.
- Das kann unter anderem davon abhängen, was für eine „Art Technologie“ betrachtet wird. Adsorptionsprozesse (beispielsweise die DAC) und Volumenprozesse verhalten sich hierbei ganz anders.
- Während die Effizienz im Laufe der Zeit tendenziell zunimmt, wird die Steigerung im Vergleich zum Vorjahr eher sinken.
- Nicht berücksichtigt bleiben disruptive Steigerungen zum Beispiel durch den Einsatz neuer Technologien.

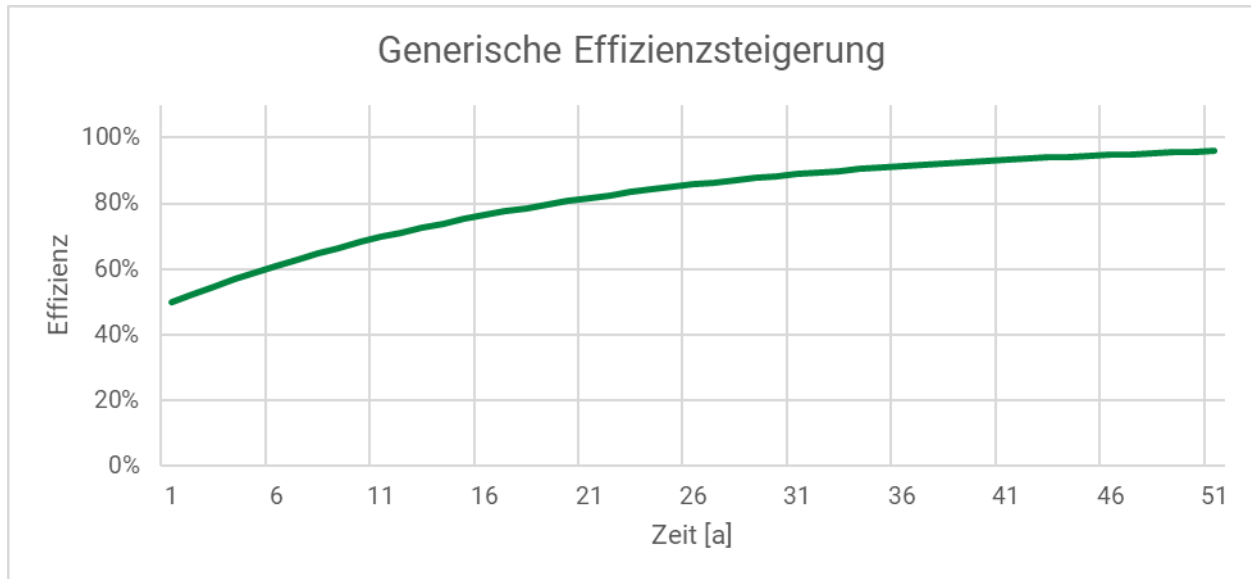


Abbildung A-2: Generische Effizienzsteigerungskurve, die in dieser Studie für energetische Effizienzen angenommen wurde, für die keine Literatur bekannt ist.

Kapitel 5.1.3.5

Tabelle A-12: Installierte Leistungen für den Elektrolyseur und den EE-Park für den FT-Pfad bei allen Produktionskapazitäten (10.000, 100.000, 500.000 t/a) in unterschiedlichen Jahren.

Für alle Berechnungen wurde angenommen, dass der Elektrolyseur mit 4.000 VLS/a läuft.

zu produzierendes H ₂ [t]/ ELY-Leistung [MW]	Jahr	PV [MW]	Wind Onshore [MW]	Wind Offshore [MW]
10.000/ 119,036	2030	160,232	85,706	22,358
	2040	166,985	82,533	21,113
	2050	167,079	80,351	21,682
100.000/ 1.190,357	2030	1.602,381	857,087	223,588
	2040	1.669,918	825,362	211,139
	2050	1.670,828	803,528	216,825
500.000/ 5.951,786	2030	8.011,918	4.285,444	1.117,942
	2040	8.349,611	4.126,819	1.055,698
	2050	8.354,140	4.017,640	1.084,125

Tabelle A-13: Installierte Leistungen für den Elektrolyseur und den EE-Park für den MtJ-Pfad bei allen Produktionskapazitäten (10.000, 100.000, 500.000 t/a) in unterschiedlichen Jahren. Für alle Berechnungen wurde angenommen, dass der Elektrolyseur mit 4.000 VLS/a läuft.

zu produzierendes H ₂ [t]/ ELY-Leistung [MW]	Jahr	PV [MW]	Wind Onshore [MW]	Wind Offshore [MW]
19.500/ 232,120	2030	312,460	167,130	43,599
	2040	325,633	160,945	41,172
	2050	325,805	156,685	42,280
195.000/ 2.321,196	2030	3.124,645	1.671,322	435,997
	2040	3.256,347	1.609,459	411,722
	2050	3.258,109	1.566,877	422,808
975.000/ 11.605,982	2030	15.623,240	8.356,617	2.179,987
	2040	16.281,742	8.047,298	2.058,611
	2050	16.290,574	7.834,398	2.114,044

Kapitel 5.2.3

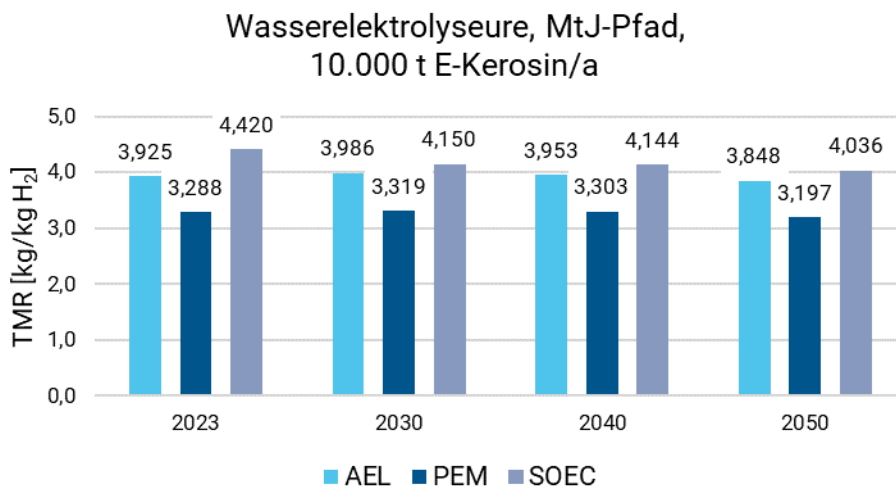


Abbildung A-3: TMR-Entwicklung der Elektrolyseure für die betrachteten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 und den MtJ-Pfad bei einer Jahreskapazität von 10.000 t E-Kerosin/a.

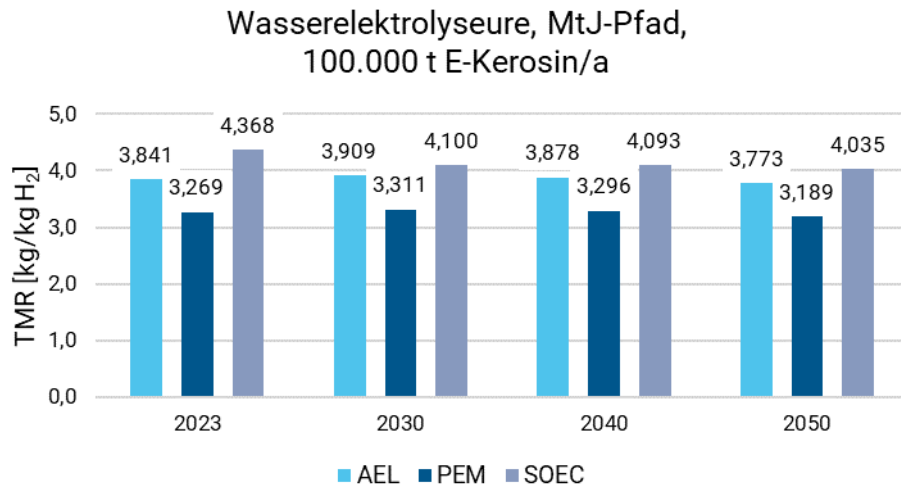


Abbildung A-4: TMR-Entwicklung der Elektrolyseure für die betrachteten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 und den MtJ-Pfad bei einer Jahreskapazität von 100.000 t E-Kerosin.

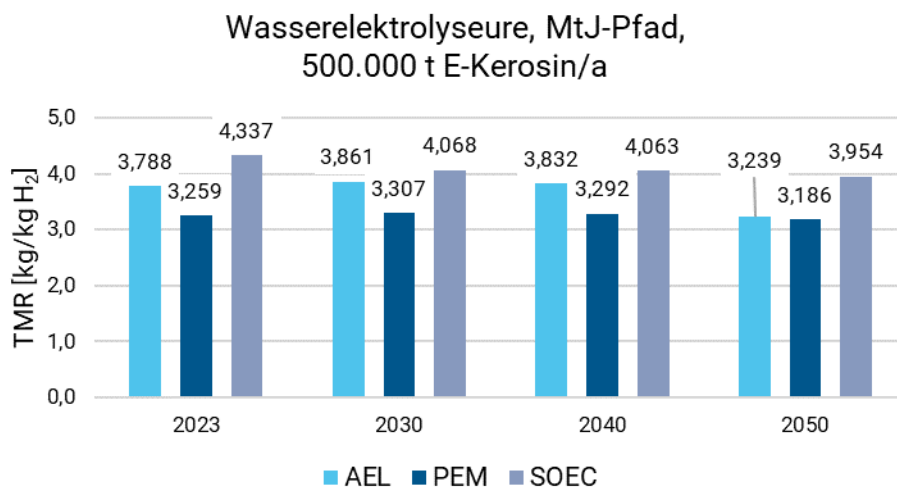


Abbildung A-5: TMR-Entwicklung der Elektrolyseure für die betrachteten Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 für den MtJ-Pfad bei einer Jahreskapazität von 500.000 t E-Kerosin/a.

Kapitel 5.3

Tabelle A-14: Übersicht über die Rangfolge der Technologienrouten nach TMR für die Jahre 2030, 2040 und 2050.

Jahr	Rang	Kapazität [t E-Kerosin/a]	E-Kerosin-Herstellung	Elektrolyse	TMR [kg/kg E-Kerosin]
2030	1	500.000	MtJ	PEM	2,705
	2	500.000	MtJ	AEL	2,961
	3	500.000	MtJ	SOEC	3,056
	4	100.000	MtJ	PEM	3,270
	5	100.000	MtJ	AEL	3,546
	6	100.000	MtJ	SOEC	3,634
	7	500.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	3,708
	8	100.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	3,747
	9	500.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	3,989
	10	100.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	4,050
	11	500.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	4,067
	12	100.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	4,119
	13	10.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	3,876
	14	10.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	4,214
	15	10.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	4,289
	16	10.000	MtJ	PEM	4,775
	17	10.000	MtJ	AEL	5,084
	18	10.000	MtJ	SOEC	5,159

Jahr	Rang	Kapazität [t E-Kerosin/a]	E-Kerosin-Herstellung	Elektrolyse	TMR [kg/kg E-Kerosin]
2040	1	500.000	MtJ	PEM	2,932
	2	500.000	MtJ	AEL	3,181
	3	500.000	MtJ	SOEC	3,288
	4	100.000	MtJ	PEM	3,520
	5	100.000	MtJ	AEL	3,790
	6	100.000	MtJ	SOEC	3,889
	7	500.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	3,953
	8	100.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	4,012
	9	500.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	4,226
	10	100.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	4,307
	11	500.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	4,336
	12	100.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	4,409
	13	10.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	4,196
	14	10.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	4,525
	15	10.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	4,614
	16	10.000	MtJ	PEM	5,052
	17	10.000	MtJ	AEL	5,353
	18	10.000	MtJ	SOEC	5,441
2050	1	500.000	MtJ	PEM	2,902
	2	500.000	MtJ	AEL	2,927
	3	500.000	MtJ	SOEC	3,257
	4	100.000	MtJ	PEM	3,493
	5	100.000	MtJ	AEL	3,763
	6	100.000	MtJ	SOEC	3,884
	7	500.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	3,927
	8	100.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	3,989
	9	500.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	4,202
	10	100.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	4,285

Jahr	Rang	Kapazität [t E-Kerosin/a]	E-Kerosin-Herstellung	Elektrolyse	TMR [kg/kg E-Kerosin]
	11	500.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	4,310
	12	100.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	4,385
	13	10.000	rWGS-Co-LTFT	PEM	4,178
	14	10.000	rWGS-Co-LTFT	AEL	4,507
	15	10.000	rWGS-Co-LTFT	SOEC	4,595
	16	10.000	MtJ	PEM	5,030
	17	10.000	MtJ	AEL	5,331
	18	10.000	MtJ	SOEC	5,418

Kapitel 5.4

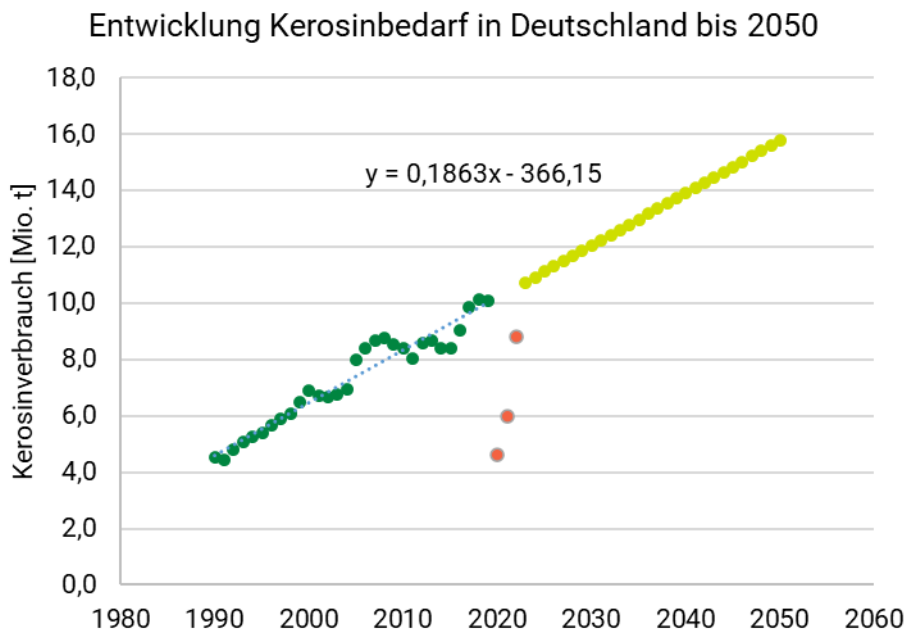


Abbildung A-6: Lineare Extrapolation des Kerosinbedarfs in Deutschland bis ins Jahr 2050 auf Basis der Daten aus den Jahren 1990-2019.

Die Daten von 1990-2019 wurden aus („Bilanzen 1990 bis 2030 » AG Energiebilanzen e. V.“, o. J.; Bundesministerium für Digitales und Verkehr, o. J.) abgeleitet. Der starke Einbruch in den Corona-Jahren 2020-2022 wurde für die Berechnung nicht berücksichtigt.

Kapitel 5.5.2

Tabelle A-15: TMR der drei untersuchten Syntheserouten AEL-FT, PEM-FT und PEM-MtJ in den betrachteten Jahren 2023, 2030, 2040 und 2050 und den jährlichen Produktionskapazitäten von 10.000, 100.000 und 500.000 t E-Kerosin.

E-Kerosinherstellung (Jahr)	Kapazität [t/a]	TMR [kg/kg E-Kerosin]
AEL-FT (2023)	10.000	4,331
	100.000	4,192
	500.000	4,132
AEL-FT (2030)	10.000	4,188
	100.000	4,051
	500.000	3,990
AEL-FT (2040)	10.000	4,474
	100.000	4,309
	500.000	4,228
AEL-FT (2050)	10.000	4,456
	100.000	4,286
	500.000	4,203
PEM-FT (2023)	10.000	4,009
	100.000	3,902
	500.000	3,865
PEM-FT (2030)	10.000	3,850
	100.000	3,748
	500.000	3,708
PEM-FT (2040)	10.000	4,145
	100.000	4,013
	500.000	3,954
PEM-FT (2050)	10.000	4,127
	100.000	3,990
	500.000	3,987

E-Kerosinherstellung (Jahr)	Kapazität [t/a]	TMR [kg/kg E-Kerosin]
PEM-MtJ (2023)	10.000	4,851
	100.000	3,440
	500.000	2,873
PEM-MtJ (2030)	10.000	4,769
	100.000	3,281
	500.000	2,715
PEM-MtJ (2040)	10.000	5,041
	100.000	3,535
	500.000	2,952
PEM-FT (2050)	10.000	5,027
	100.000	3,511
	500.000	2,926

Kapitel 5.6

Tabelle A-16: Gesamter Materialbedarf (TMR) [t] zur Deckung des E-Kerosinbedarfs in Deutschland nach dem ReFuelEU-Szenario und der industrial-Option zum möglichen Zubau von Produktionsanlagen.

Jahr	Syntheseroute	TMR für 500 kt-Anlagen	TMR für 100 kt-Anlagen	TMR für 10 kt-Anlagen	Gesamt TMR
2030	AEL-FT	0	405.110	209.410	614.520
	PEM-FT	0	374.780	192.485	567.265
	PEM-MtJ	0	328.060	238.449	566.509
2040	AEL-FT	2.114.150	2.154.355	1.118.450	5.386.955
	PEM-FT	1.977.200	2.006.615	1.036.175	5.019.990
	PEM-MtJ	1.476.248	1.767.308	1.260.158	4.503.713
2050	AEL-FT	4.202.500	8.572.280	5.035.280	17.810.060
	PEM-FT	3.986.800	7.980.574	4.663.058	16.630.432
	PEM-MtJ	2.926.035	7.022.484	5.680.962	15.629.481

Tabelle A-17: Gesamter Materialbedarf (TMR) [t] zur Deckung des E-Kerosinbedarfs in Deutschland nach dem PtX Lab-Szenario und der high scale-Option zum möglichen Zubau von Produktionsanlagen.

Jahr	Syntheseroute	TMR für 500 kt-Anlagen	TMR für 100 kt-Anlagen	TMR für 10 kt-Anlagen	Gesamt TMR
2030	AEL-FT	0	405.110	209.410	614.520
	PEM-FT	0	374.780	192.485	567.265
	PEM-MtJ	0	328.060	238.449	566.509
2040	AEL-FT	6.342.450	1.723.484	223.690	8.289.624
	PEM-FT	5.931.600	1.605.292	207.235	7.744.127
	PEM-MtJ	4.428.743	1.413.846	252.032	6.094.620
2050	AEL-FT	33.620.000	1.285.842	133.680	35.039.522
	PEM-FT	31.894.400	1.197.086	123.798	33.215.284
	PEM-MtJ	23.408.280	1.053.373	150.822	24.612.475

Kapitel 6.1

Tabelle A-18: Charakterisierungsfaktoren für kritische und potenziell kritische Rohstoffe (EU 2023) – tabellarische Darstellung der Ergebnisse.

SR: Versorgungsrisiko, EI: Ökonomische Bedeutung, N: normierte Werte, HREE: Schwere Seltene Erden, LREE: Leichte Seltene Erden, PGM: Platingruppenmetalle.

Rohstoff	Rang	Charakterisierungsfaktor	N-SR	N-EI	SR	EI
HREE Dysprosium	1	0,897	1,000	0,897	5,60	7,80
LREE Neodym	2	0,665	0,804	0,828	4,50	7,20
HREE Terbium	3	0,644	0,875	0,736	4,90	6,40
Magnesium	4	0,623	0,732	0,851	4,10	7,40
Niob	5	0,587	0,786	0,747	4,40	6,50
HREE Lutetium	6	0,575	1,000	0,575	5,60	5,00
LREE Samarium	7	0,553	0,625	0,885	3,50	7,70
PGM Iridium	8	0,512	0,696	0,736	3,90	6,40
LREE Praseodym	9	0,460	0,571	0,805	3,20	7,00
LREE Durchschnitt	10	0,448	0,661	0,678	3,70	5,90

Rohstoff	Rang	Charakterisierungs-faktor	N-SR	N-EI	SR	EI
HREE Durchschnitt	11	0,440	0,911	0,483	5,10	4,20
PGM Ruthenium	12	0,429	0,679	0,632	3,80	5,50
PGM Rhodium	13	0,424	0,429	0,989	2,40	8,60
LREE Cer	14	0,402	0,714	0,563	4,00	4,90
HREE Erbium	15	0,402	1,000	0,402	5,60	3,50
PGM Durchschnitt	16	0,393	0,482	0,816	2,70	7,10
Kobalt	17	0,391	0,500	0,782	2,80	6,80
HREE Europium	18	0,379	1,000	0,379	5,60	3,30
HREE Holmium	19	0,368	1,000	0,368	5,60	3,20
HREE Thulium	20	0,368	1,000	0,368	5,60	3,20
HREE Ytterbium	21	0,368	1,000	0,368	5,60	3,20
Strontium	22	0,347	0,464	0,747	2,60	6,50
Phosphor	23	0,318	0,589	0,540	3,30	4,70
PGM Platin	24	0,302	0,380	0,793	2,13	6,90
Gallium	25	0,296	0,696	0,425	3,90	3,70
Bor	26	0,288	0,643	0,448	3,60	3,90
PGM Palladium	27	0,249	0,268	0,931	1,50	8,10
HREE Gadolinium	28	0,224	0,589	0,379	3,30	3,30
Wismut	29	0,222	0,339	0,655	1,90	5,70
Wolfram	30	0,214	0,214	1,000	1,20	8,70
HREE Yttrium	31	0,208	0,625	0,333	3,50	2,90
LREE Lanthan	32	0,208	0,625	0,333	3,50	2,90
Titanmetall	33	0,207	0,286	0,724	1,60	6,30
Antimon	34	0,200	0,321	0,621	1,80	5,40
Beryllium	35	0,200	0,321	0,621	1,80	5,40
Vanadium	36	0,184	0,411	0,448	2,30	3,90
Scandium	37	0,182	0,429	0,425	2,40	3,70
Mangan	38	0,170	0,214	0,793	1,20	6,90

Rohstoff	Rang	Charakterisierungs-faktor	N-SR	N-EI	SR	EI
Lithium	39	0,152	0,339	0,448	1,90	3,90
Aluminium/Bauxite	40	0,143	0,214	0,667	1,20	5,80
Germanium	41	0,133	0,321	0,414	1,80	3,60
Hafnium	42	0,132	0,268	0,494	1,50	4,30
Phosphatgestein	43	0,131	0,179	0,736	1,00	6,40
Siliziummetall	44	0,131	0,232	0,563	1,30	4,90
Tantal	45	0,128	0,232	0,552	1,30	4,80
Grafit	46	0,126	0,321	0,391	1,80	3,40
Arsen	47	0,113	0,339	0,333	1,90	2,90
Naturkautschuk	48	0,111	0,161	0,690	0,90	6,00
Molybdän	49	0,110	0,143	0,770	0,80	6,70
Chrom	50	0,103	0,125	0,828	0,70	7,20
Feldspat	51	0,099	0,268	0,368	1,50	3,20
Baryt	52	0,093	0,232	0,402	1,30	3,50
Pottasche	53	0,089	0,125	0,713	0,70	6,20
Flussspat	54	0,086	0,196	0,437	1,10	3,80
Teak-Holz	55	0,084	0,304	0,276	1,70	2,40
Zinn	56	0,083	0,161	0,517	0,90	4,50
Silber	57	0,076	0,143	0,529	0,80	4,60
Eisenerz	58	0,074	0,089	0,828	0,50	7,20
Helium	59	0,071	0,214	0,333	1,20	2,90
Kokskohle	60	0,064	0,179	0,356	1,00	3,10
Nickel	61	0,058	0,089	0,655	0,50	5,70
Zirkonium	62	0,057	0,143	0,402	0,80	3,50
Titan	63	0,055	0,089	0,621	0,50	5,40
Xenon	64	0,051	0,143	0,356	0,80	3,10
Krypton	65	0,047	0,125	0,379	0,70	3,30
Kaolinton	66	0,046	0,143	0,322	0,80	2,80

Rohstoff	Rang	Charakterisierungs-faktor	N-SR	N-EI	SR	EI
Neon	67	0,045	0,125	0,356	0,70	3,10
Magnesit	68	0,044	0,107	0,414	0,60	3,60
Sapeli-Holz	69	0,043	0,232	0,184	1,30	1,60
Perlit	70	0,041	0,143	0,287	0,80	2,50
Gips	71	0,033	0,107	0,310	0,60	2,70
Indium	72	0,032	0,107	0,299	0,60	2,60
Kork	73	0,031	0,161	0,195	0,90	1,70
Schwefel	74	0,031	0,054	0,575	0,30	5,00
Wasserstoff	75	0,030	0,089	0,333	0,50	2,90
Selen	76	0,030	0,054	0,552	0,30	4,80
Bentonit	77	0,025	0,071	0,356	0,40	3,10
Rhenium	78	0,024	0,089	0,264	0,50	2,30
Tellur	79	0,023	0,054	0,437	0,30	3,80
Kalkstein	80	0,022	0,054	0,414	0,30	3,60
Gold	81	0,020	0,071	0,276	0,40	2,40
Zink	82	0,020	0,036	0,552	0,20	4,80
Quarzsand	83	0,019	0,054	0,356	0,30	3,10
Cadmium	84	0,017	0,036	0,471	0,20	4,10
Diatomeenerde	85	0,014	0,054	0,264	0,30	2,30
Talk	86	0,014	0,036	0,379	0,20	3,30
Blei	87	0,009	0,018	0,483	0,10	4,20
Kupfer	88	0,008	0,018	0,460	0,10	4,00
Rundholz	89	0,002	0,018	0,138	0,10	1,20

Kapitel 6.1.3

Tabelle A-19: Mengenbedarfe ausgewählter Rohstoffe [t] der betrachteten Syntheserouten für das Szenario ReFuelEU mit der Zubauoption high scale in 2050.

Spalte 5 zeigt zusätzlich, den Anteil der Bedarfe an der Weltproduktion mit a: Raffinadeproduktion in 2018, b: Raffinadeproduktion in 2022, c: Bergwerksförderung in 2018, d: Phosphatproduktion in 2023 (U.S. Geological Survey, 2024).

Rohstoff	Syntheseroute	Mengenbedarf für 2050 [t]	Weltproduktion [t]	Mengenbedarfe für 2050/Weltproduktion
Aluminium	AEL-FT	22.028,0	63.756.000 ^a	< 0,1%
	PEM-FT	20.299,1	63.756.000 ^a	< 0,1%
	PEM-MtJ	22.205,3	63.756.000 ^a	< 0,1%
Blei	AEL-FT	1.278,5	12.300.000 ^b	< 0,1%
	PEM-FT	1.295,6	12.300.000 ^b	< 0,1%
	PEM-MtJ	2.057	12.300.000 ^b	< 0,1%
Chrom	AEL-FT	19.443,20	12.700.000 ^a	0,20%
	PEM-FT	11.650,80	12.700.000 ^a	0,10%
	PEM-MtJ	13.848,70	12.700.000 ^a	0,10%
Eisen	AEL-FT	405.716,00	1.304.000.000 ^b	< 0,1%
	PEM-FT	350.070,30	1.304.000.000 ^b	< 0,1%
	PEM-MtJ	376.418,90	1.304.000.000 ^b	< 0,1%
Kobalt	AEL-FT	261,8	126.019 ^a	0,20%
	PEM-FT	103,8	126.019 ^a	0,10%
	PEM-MtJ	67,7	126.019 ^a	< 0,1%
Kupfer	AEL-FT	32.538,80	24.136.955 ^a	0,10%
	PEM-FT	28.620,60	24.136.955 ^a	0,10%
	PEM-MtJ	28.279,50	24.136.955 ^a	0,10%
Magnesium	AEL-FT	4.347,40	1.000.000 ^b	0,40%
	PEM-FT	2.619,40	1.000.000 ^b	0,30%
	PEM-MtJ	2.361,60	1.000.000 ^b	0,20%
Mangan	AEL-FT	5.470,60	20.300.000 ^c	< 0,1%
	PEM-FT	5.263,70	20.300.000 ^c	< 0,1%
	PEM-MtJ	6.088,10	20.300.000 ^c	< 0,1%

Rohstoff	Syntheseroute	Mengenbedarf für 2050 [t]	Weltproduktion [t]	Mengenbedarfe für 2050/Weltproduktion
Nickel	AEL-FT	24.171,20	2.189.313 ^a	1,10%
	PEM-FT	14.667,00	2.189.313 ^a	0,70%
	PEM-MtJ	12.290,90	2.189.313 ^a	0,60%
Phosphor	AEL-FT	1.071,20	63.600.000	0,10%
	PEM-FT	1.049,40	63.600.000	0,10%
	PEM-MtJ	234,8	63.600.000	0,10%
Titan	AEL-FT	698	198.050 ^a	0,40%
	PEM-FT	577,6	198.050 ^a	0,30%
	PEM-MtJ	531,7	198.050 ^a	0,30%
Zink	AEL-FT	10.374,00	13.110.000 ^a	< 0,1%
	PEM-FT	10.463,90	13.110.000 ^a	< 0,1%
	PEM-MtJ	13.766,10	13.110.000 ^a	0,1%
PGM - Iridium	AEL-FT	0	7 ^a	0,00%
	PEM-FT	0,08	7 ^a	1,10%
	PEM-MtJ	0,08	7 ^a	1,10%
PGM - Platin	AEL-FT	9,6	190 ^a	5,10%
	PEM-FT	9,5	190 ^a	5,00%
	PEM-MtJ	0,1	190 ^a	< 0,1%
LREE - Neodym	AEL-FT	66,8	23.900 ^a	0,30%
	PEM-FT	66,8	23.900 ^a	0,30%
	PEM-MtJ	64,2	23.900 ^a	0,30%
LREE - Praseodym	AEL-FT	12,6	7.500 ^a	0,20%
	PEM-FT	12,6	7.500 ^a	0,20%
	PEM-MtJ	12,2	7.500 ^a	0,20%
HREE - Dysprosium	AEL-FT	6,8	1.000 ^a	0,70%
	PEM-FT	6,8	1.000 ^a	0,70%
	PEM-MtJ	6,5	1.000 ^a	0,70%

Rohstoff	Syntheseroute	Mengenbedarf für 2050 [t]	Weltproduktion [t]	Mengenbedarfe für 2050/Weltproduktion
HREE - Terbium	AEL-FT	2	280 ^a	0,70%
	PEM-FT	2	280 ^a	0,70%
	PEM-MtJ	1,9	280 ^a	0,70%





Kontakt

PtX Lab Lausitz – Praxislabor für Kraft- und Grundstoffe
aus grünem Wasserstoff

Calauer Straße 70 • 03048 Cottbus • Deutschland

Telefon: +49 355 478 89 131

E-Mail: PTX_Lab@z-u-g.org

Internet: ptxlablausitz.de



Digitale Version hier:

ptxlablausitz.de/studie-ressourcenbedarf-treibhausgasneutraler-flugverkehr