

CCS, kritische Rohstoffe und Energiebedarf in Gebäuden

Dieses Dokument ist ein Teil der Basisdokumentation zum BMZ-Projekt „Global Energy Perspectives“, das vom Verein GES (www.global-energy-solutions.org) in den Jahren 2021 bis 2023 bearbeitet wurde und dessen Projektleiter und Senior Researcher Dr. W. Lyhs diese Anteile bearbeitet hat. Die vollständige Version der Basisdokumentation ist auf der Website von GES herunterzuladen.

Dr. Wilfried Lyhs

Versionsmanagement

Version	Änderungen	Datum
1.0	Aus GES-Dokument Kapitel 2.8, 2.13 und 3.4 des Autors	30.05.23
1.1	Formatierung teilweise geändert	29.08.23

Erklärung zum Urheberrecht

Dieses Dokument wurde ausschließlich für private und nicht kommerzielle Zwecke erstellt und ist Eigentum des Autors.

Daher ist es nur gestattet, dieses Dokument für private und nicht kommerzielle Zwecke zu kopieren. Jegliche Verbreitung oder Nutzung des Inhalts für kommerzielle Zwecke oder ohne die ausdrückliche Genehmigung des Autors ist untersagt.

Wir bitten alle Empfänger dieses Dokuments, sich an diese Richtlinien zu halten und das Dokument nur für die oben genannte Zwecke zu kopieren. Wenn Sie das Dokument weiterleiten oder für andere Zwecke verwenden möchten, bitten wir Sie, sich mit dem Autor in Verbindung zu setzen, um eine Genehmigung hierfür zu erhalten.

Dallgow-Döberitz, den 29.08.2023

Dr. Wilfried Lyhs
wilfried@dr-lyhs-consulting.de

Inhaltsverzeichnis

CCS, KRITISCHE ROHSTOFFE UND ENERGIEBEDARF IN GEBÄUDEN	1
INHALTSVERZEICHNIS	2
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	5
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	6
TABELLENVERZEICHNIS	11
1. OPTIONEN ZUM ABFANGEN VON CO₂.....	13
<i>Glossar zu CCS</i>	13
1.1. EINLEITUNG	15
1.1.1. <i>Relevanz für den Gesamtzusammenhang</i>	17
1.1.2. <i>Zahlenüberblick</i>	18
1.1.3. <i>Begriffe</i>	21
1.2. REMOVAL: DIRECT AIR CAPTURE (DAC)	25
1.2.1. <i>Überblick und Kosten</i>	25
1.2.2. <i>Gegenüberstellung zweier DAC-Verfahren mit Hilfe von LCA</i>	30
1.3. REDUCTION: OXYFUELVERFAHREN, PRE- UND POST-COMBUSTION.....	34
1.3.1. <i>Oxy-Fuel-Verfahren</i>	34
1.3.2. <i>Kostenentwicklung beim Oxy-Fuel-Verfahren</i>	35
1.3.3. <i>CO₂-Reduktion durch Pre-Combustion</i>	36
1.3.4. <i>CO₂-Reduktion durch Post-Combustion</i>	37
1.3.5. <i>Kosten von Verfahren zur CO₂-Entnahme</i>	44
1.3.6. <i>Kosten der CO₂-Reduktion bei Kraftwerken</i>	47
1.3.7. <i>Kosten der CO₂-Reduktion bei der Stahlherstellung</i>	51
1.3.8. <i>Kosten der CO₂-Reduktion in anderen Branchen</i>	53
1.3.9. <i>Aktuelle Projekte zur CO₂-Reduktion</i>	54
1.4. TRANSPORT VON CO ₂	57
1.4.1. <i>Konditionierung des CO₂</i>	57
1.4.2. <i>Invest- und Transportkosten bei Pipelines</i>	59
1.4.3. <i>Qualitätsanforderungen für CO₂-Pipelines</i>	62
1.4.4. <i>Transport von CO₂ per Schiff</i>	63
1.4.5. <i>Transport von CO₂ per LKW oder Bahn</i>	64
1.5. EINLAGERUNG VON CO ₂ (CCS).....	65
1.5.1. <i>Verfahren</i>	65
1.5.2. <i>Wahrnehmung von Gefahren bei der Verpressung von CO₂</i>	67
1.5.3. <i>In-Situ-Mineralisierung</i>	70
1.5.4. <i>Ex-Situ-Mineralisierung</i>	72
1.6. <i>KOSTEN ABFANGEN, TRANSPORT UND VERPRESSEN</i>	72
1.7. <i>NEUE GESCHÄFTSMODELLE MIT CCUS</i>	73
1.7.1. <i>Rechtliche Grundlagen für CCS</i>	75
1.7.2. <i>Lebenszyklus eines CCS-Projektes</i>	76
ANHANG ZU CCS.....	78
LITERATURVERZEICHNIS CCS.....	80

2. KRITISCHE ROHSTOFFE.....	85
2.1. EINLEITUNG.....	85
2.1.1. <i>Definition von kritischen Rohstoffen</i>	88
2.1.2. <i>Relevanz für den Gesamtzusammenhang</i>	89
2.1.3. <i>Keraussagen</i>	90
2.2. AUSGEWÄHLTE KRITISCHE ROHSTOFFE.....	91
2.2.1. <i>Übersicht kritischer Rohstoffe</i>	91
2.2.2. <i>Seltene Erden</i>	93
2.2.3. <i>Nickel (Ni²⁸)</i>	98
2.2.4. <i>Kupfer (Cu²⁹)</i>	102
2.2.5. <i>Mangan (Mn²⁵)</i>	105
2.2.6. <i>Lithium (Li³)</i>	108
2.2.7. <i>Kobalt (Cobalt, CO²⁷)</i>	110
2.2.8. <i>Iridium (Ir⁷⁷)</i>	114
2.2.9. <i>Platin (Pt⁷⁸)</i>	116
2.3. ANWENDUNGSFELDER	119
2.3.1. <i>Überblick der Rohstoffe und ihrer Anwendungsfelder</i>	119
2.3.2. <i>Produktion von Magneten</i>	124
2.3.3. <i>Produktion von Brennstoffzellen</i>	124
2.3.4. <i>Bau von Hochleistungsspeichern</i>	125
2.4. VORKOMMEN, REICHWEITEN, ABBAURISIKEN.....	126
2.4.2. <i>Grundsätzliches zu Reichweiten</i>	127
2.5. RECYCLINGVERFAHREN UND -RATEN.....	130
2.5.2. <i>Allgemeine Bemerkungen zum Recycling kritischer Rohstoffe</i>	130
2.5.3. <i>Urban Mining</i>	132
2.5.4. <i>Weltweite Suche nach Substituten für REE</i>	135
2.6. INTERNATIONALE ROHSTOFFSTRATEGIEN ZUR SICHERUNG VON KRITISCHEN ROHSTOFFEN.....	135
2.6.2. <i>Die deutsche Rohstoffstrategie</i>	136
2.6.3. <i>Die Europäische Rohstoffstrategie</i>	139
2.6.4. <i>Die US-amerikanische Rohstoffstrategie</i>	141
2.6.5. <i>Die britische Rohstoffstrategie</i>	143
2.6.6. <i>Die japanische Rohstoffstrategie</i>	145
2.6.7. <i>Die chinesische Rohstoffstrategie</i>	145
2.6.8. <i>Die russische Rohstoffstrategie</i>	147
2.7. ZUSAMMENFASSUNG	148
ANHANG ZU KRITISCHE ROHSTOFFE.....	150
LITERATURVERZEICHNIS	157
3. WOHNUNGSWIRTSCHAFT & GEBÄUDE.....	162
GLOSSAR.....	162
3.1. ENERGIEVERBRAUCH UND CO ₂ -EMISSIONEN VON GEBÄUDEN.....	163
3.1.1. <i>Einleitung</i>	163
3.1.2. <i>Globale Betrachtungen der Verbräuche</i>	164
3.1.3. <i>Klassifizierung der Gebäude</i>	168
3.1.4. <i>Spezialfall GdW</i>	169

3.2.	CO ₂ -EMISSIONSQUELLEN	172
3.2.2.	<i>CO₂-Emissionen von Privatgebäuden</i>	172
3.2.3.	<i>CO₂-Emissionen von Bürogebäuden</i>	176
3.3.	MÖGLICHKEITEN ZUR TECHNISCHEN MINDERUNG DER EMISSIONEN.....	178
3.3.2.	<i>Technische Lösungen zur Wärmeerzeugung</i>	178
3.3.3.	<i>Solarthermie</i>	182
3.3.4.	<i>Pyrolyse</i>	182
3.3.5.	<i>Fernwärme</i>	185
3.3.6.	<i>Technische Lösungen zur Wärmedämmung und Kühlung</i>	185
3.3.7.	<i>Technische Möglichkeiten zur Minderung der Emissionen</i>	186
3.3.8.	<i>Bauliche Maßnahmen</i>	187
3.3.9.	<i>Technische Maßnahmen</i>	188
3.3.10.	<i>IT-Technik für Smart Cities</i>	188
3.4.	ANWENDUNGSBEISPIELE.....	189
3.5.	ENTWICKLUNGSRELEVANZ	189
	LITERATURVERZEICHNIS ZU GEBÄUDE.....	191

Abkürzungsverzeichnis

BBH	Kanzlei Becker, Büttner Held
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Sequestration
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
CCC	Cryogenic Carbon Capture
CCE	Carbon Capture Efficiency
CCGT	Combined cycle gas turbine
CFB	Circulating fluidized bed
CCS	Carbon Capture and Storage, Definition siehe Glossar
CCU	Carbon Capture and Usage, Definition siehe Glossar
CLC	Chemical Loop Combustion
DAC	Direct Air Capture
EOR	Enhanced Oil Recapture (durch CO ₂ -Verpressung)
GHG	Greenhouse Gas(es)
Gt	Giga Tonne = 1 Mrd t = 10 ⁹ t
IGCC	integrated gasification combined cycle, Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung
LEILAC	Low Emissions Intensity Lime and Cement
LCA	Life Cycle Analysis
LNG	Liquid Natural Gas
LPG	Liquid Propan Gas
MEA	Monoethanolamine
Mt	Mega Tonne = 1 Mil t = 10 ⁶ t
HT	High Temperature
LT	Low Temperature
WACC	weighted average Cost of Capital
WEA	Windenergieanlage
TRL	Technology Readiness Level
SCPC	Supercritical pulverized coal
UNFCCC	United Nations Frame Convention on Climate Change
[..]/a	Masse, Energie oder Kosten bezogen auf ein Jahr (anno)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Mögliche Pfade zur Nutzung von CO ₂	18
Abbildung 2: Vom Abfangen des CO ₂ bis zur Nutzung oder Ablagerung. Quelle: Autor.	21
Abbildung 3: Prinzip Post-Combustion.....	22
Abbildung 4: Entwicklung der DAC-Kosten in den nächsten Jahrzehnten.....	27
Abbildung 5: Abscheidungskosten DAC unter Verwendung verschiedener Quellen.	27
Abbildung 6: Voraussetzungen für die Reduktion der Abscheidungskosten auf 100 €/t CO ₂	28
Abbildung 7: OPEX und CAPEX für DAC-Anlagen mit einer Kapazität > 0,1 Mt CO ₂ /a unter Berücksichtigung der Nutzung verschiedener Energiequellen, ohne Sequestrierung. Quelle: McQueen et al., 2020.	29
Abbildung 8: aktuelle und perspektivische DAC-Kosten aus verschiedenen Quellen (siehe Tabelle 4 und Abbildung 5) mit Streubereichen.	29
Abbildung 9: Funktionsweise eines Temperature Swing Adsorbers (TSA).....	32
Abbildung 10: Ergebnisse der Life-Cycle-Analysis (LCA) für HT Aq und TSA.	34
Abbildung 11: Schematische Darstellung der Oxy-Fuel-Verbrennung. Quelle: Autor.....	35
Abbildung 12: Chinesische Sicht auf die Kostenentwicklung von Oxy-Fuel Verfahren...	35
Abbildung 13: Prinzip Pre-Combustion mit den Prozessschritten Vergasung zur Erzeugung von Syngas und der Konditionierung von Syngas. Quelle: Autor	36
Abbildung 14: Chinesische Sicht auf die Kostenentwicklung bei Pre-Combustion-Verfahren.	37
Abbildung 15: Verfahren „Carbonate Looping“ nach Carbon Engineering zum Abfangen von CO ₂ in einer wässrigen Lösung von NaOH und KOH.	39
Abbildung 16: Geschätzte Kosten in US\$ pro t CO ₂ für verschiedene Verfahren zur CO ₂ -Reduktion, Legende: Amine SC: scrubbing with amine solutions; ASU SC: air separation unit SC; ITM: ion transport membranes; IGCC: integrated gasification combined cycle; CCC: cryogenic carbon capture.	41
Abbildung 17: Erwarteter Performancetrend der bei Carbon Capture benötigten Energie.	42
Abbildung 18: CO ₂ -Partialdruck und Kosten pro abgeschiedener Tonne CO ₂ im industriellen Abgas.....	44
Abbildung 19: Entwicklung der CO ₂ -Abscheidungskosten über die Zeit.....	46
Abbildung 20: Chinesische Sicht auf die Kostenentwicklung für Post-Combustion-Verfahren.	46
Abbildung 21: Differenz zwischen abgeschiedenem CO ₂ und vermiedenem CO ₂ bei Kraftwerken mit CCS.;.....	47

CCS, kritische Rohstoffe und Energiebedarf in Gebäuden / Abbildungsverzeichnis

Abbildung 22: Stromgestehungskosten fossil befeuerter Kraftwerke für 2010 und Kostenstrukturen mit und ohne CO ₂ -Abscheidung oder Einsatz von Oxy-Fuel-Verfahren aufgeteilt nach Capex, Brennstoffkosten und Sonstige (OPEX).	48
Abbildung 23: Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten LCoE in UK.	50
Abbildung 24: Kosten der CO ₂ -Reduktion am Beispiel des SSAB Stahlwerkes in Lulea als Funktion der abgefangenen Menge CO ₂ . Die farbigen Felder geben die Bereiche an, in denen unterschiedliche Ressourcen (Druck, Wärme) genutzt wurden. In den Szenarios wurden die Abwärmen von Blast Furnace Gas (BFG), Combined Heat and Power (CHP) und Hot Stoves (HS) einbezogen.	52
Abbildung 25: Abscheidungskosten aus Punktquellen für verschiedene Branchen.	53
Abbildung 26: Auswertung der NETL-Datenbank nach eingesetzten CO ₂ -Abscheideverfahren.	54
Abbildung 27: Auswertung der NETL-Datenbank aktiver und in Planung befindlicher CCS-Anlagen: Anzahl nach Land.	55
Abbildung 28: CCS-Projekte in Deutschland.	55
Abbildung 29: Projektpipeline von CCS-Anlagen von 2010 bis 2021.	56
Abbildung 30: CCS-Projekte nach Branche (Sectors) und Größe.	56
Abbildung 31: Phasendiagramm von reinem CO ₂	58
Abbildung 32: Weltweit aktive LNG-Pipelines mit Gesamtdurchsatz in Mt/a.	60
Abbildung 33: Bandbreite der Investitionskosten für den Bau von Pipelines pro km.	61
Abbildung 34: Bandbreite der Transportkosten bei Pipelines als Funktion von Entfernung und mit dem Parameter Transportkapazität onshore und offshore.	61
Abbildung 35: Vergleich der Transportkosten pro t CO ₂ bei einem Massenfluss von 6 Mt CO ₂ /a als Funktion der Entfernung.	64
Abbildung 36: Kosten für den Transport von CO ₂ per LKW in Abhängigkeit von der abgeschiedenen Menge und mit der Länge der Transportstrecke als Parameter.	64
Abbildung 37: Schematische Darstellung der CO ₂ -Speichermöglichkeiten.	66
Abbildung 38: Weltweite Kapazität zum Abfangen von CO ₂ an großen Anlagen von 1980 bis 2021 in Mt/a.	67
Abbildung 39: Störungen bei der Verpressung von CO ₂	68
Abbildung 40: Weltweit für die In-Situ-Mineralisierung geeignete Basaltschichten; orange: ozeanische Bergrücken jünger als 30 Ma, lila: ozeanische und kontinentale geeignete Basaltebenen.	70
Abbildung 41: Vergleich von Einfangmechanismen für CO ₂ durch Verpressen (a) von superkritischem CO ₂ , (b) von in Wasser gelöstem CO ₂	71
Abbildung 42: Kostenblöcke für den kompletten Prozess von Abfangen bis Überwachen des verpressten CO ₂	73

CCS, kritische Rohstoffe und Energiebedarf in Gebäuden / Abbildungsverzeichnis

Abbildung 43: Projektplan Langskip Project mit Northern Lights Storage Site.	74
Abbildung 44: Lebenszyklus eines CCS-Projektes.	77
Abbildung 45: Bewertung der Reife von CCS-Verfahrensteilen.....	78
Abbildung 46: Standorte für CO ₂ -Endlager aus einem Gutachten der BGR (2011) und der Überarbeitung durch Greenpeace	79
Abbildung 47: Spezifischer Verbrauch von verschiedenen Mineralien in kg/Fahrzeug bzw. kg/MW für verschiedene Energieerzeuger.	85
Abbildung 48: Anteil der Mineralien, die für die Technik im Bereich der erneuerbaren, sauberen Energietechnik gebraucht werden.....	86
Abbildung 49: Preisentwicklung für Rhodium zwischen 2020 und 2021.....	86
Abbildung 50: Preisentwicklung für Iridium zwischen 2020 und 2021.	87
Abbildung 51: Gehalt von ausgewählten Substanzen in allen weltweit im Jahr 2016 verkauften Smartphones.	88
Abbildung 52: Periodensystem der bedrohten Elemente. Quelle: Pitts, 2011.	91
Abbildung 53: Bedarf an REE nach Endnutzungssektoren und Aufteilung des Bedarfs für Magnete nach Masse Status 2020.....	94
Abbildung 54: Zusätzliche Materialbedarfe für den Bau von Elektromotoren bei ausgewählten REE.....	95
Abbildung 55: Kurzfristige Engpässe (2011 bis 2015) bei der Versorgung mit Rohstoffen.	95
Abbildung 56: Mittelfristige (Jahre 2015–2025) Engpässe bei der Versorgung mit Rohstoffen.....	96
Abbildung 57: Anteil der russischen Importe an den deutschen Gesamtimporten.	98
Abbildung 58: Produktion einiger Mineralien, die für die Energietransformation notwendig sind.....	99
Abbildung 59: Überblick über verschiedene Typen von Batterien mit und ohne Nickel.	100
Abbildung 60: Weltweiter Verbrauch von Nickel in den Jahren 2006 bis 2022.....	101
Abbildung 61: CO ₂ -Emissionen in Tonnen je Tonne erzeugten Kupfers in den Jahren 2000 bis 2020.....	103
Abbildung 62: Globale Bilanz des Kupfermarktes gemäß „Rocky Road Scenario“.	104
Abbildung 63: Weltweiter Bedarf an raffiniertem Kupfer.	105
Abbildung 64: Fördermengen von Mangan in 1.000 t (kt) nach Ländern im Jahr 2020.....	106
Abbildung 65: Nutzung verschiedener Mineralien für den Bau von Batterien für elektrische Fahrzeuge.....	107
Abbildung 66: Lithiumproduktion nach Ländern.....	108

CCS, kritische Rohstoffe und Energiebedarf in Gebäuden / Abbildungsverzeichnis

Abbildung 67: Länder mit den größten Lithiumvorkommen im Jahr 2022 in kt.	109
Abbildung 68: Rohstoffmengen in Li-Ion-Batterien nach Rohstoffen im Jahr 2015 und Prognosen für die Jahre 2020 und 2025.	109
Abbildung 69: Zeitliche Entwicklung der Kobalt-Förderung und -Produktion.	111
Abbildung 70: Weltweite Verfügbarkeit von Kobalt in ausgewählten Ländern 2021 und 2022) in 1.000 t.	112
Abbildung 71: Länder und Mengen, in die DR Kongo wieviel Rohstoffe exportiert, Angaben in 1000 USD.	113
Abbildung 72: Globale End-of-Life-Recyclingraten von 60 Metallen.	114
Abbildung 73: Einsatz von Elementen bei der Konstruktion von Elektrolyseuren verschiedener Bauart und Brennstoffzellen.	115
Abbildung 74: Die Minenproduktion von Platin aus fünf Ländern in den Jahren 2020 und 2021.	117
Abbildung 75: Derzeitige (2021) Recyclingraten.	118
Abbildung 76: Installierte Produktionskapazität für Lithium-Ionen-Batterien von ausgewählten Herstellern weltweit im Jahr 2017.	126
Abbildung 77: Statische Reichweite von Metallen der Seltenen Erden für einige Ländern im Jahr 2021.	127
Abbildung 78: Reserven an Seltenen Erden in ausgewählten Ländern im Jahr 2022. .	128
Abbildung 79: Prozessschema für die Produktion von Neodym.	130
Abbildung 80: Recycling-Einsatzquote in der EU.	131
Abbildung 81: Recycling von Batterien und Akkumulatoren in der Zeit von 2011 bis 2019 für einige Länder der EU in Tonnen/a.	131
Abbildung 82: Globale Rohstoffgewinnung pro Kopf zwischen 1900 und 2009.	133
Abbildung 83: Rohstoffpotenzial hinsichtlich Ausbeute von Eisen, Kupfer und Aluminium.	134
Abbildung 84: Rohstoffverbrauch, Bruttoinlandsprodukt (BIP) und Rohstoffproduktivität in Baden-Württemberg.	138
Abbildung 85: Die kritischen Rohstoffe für Deutschland (Batterierohstoffe sind rot eingekreist).	139
Abbildung 86: Die kritischen Rohstoffe (hellblaues Rechteck) für die EU im Jahr 2017.	140
Abbildung 87: Semi-quantitative Darstellung des Flusses von Rohstoffen und ihrem Versorgungsrisiko zu den neun ausgewählten Technologiesektoren in den Bereichen Erneuerbare Energie, e-Mobilität, Verteidigung und Raumfahrt.	155
Abbildung 88: Verteilung der Produktion Seltener Erden.	156

CCS, kritische Rohstoffe und Energiebedarf in Gebäuden / Abbildungsverzeichnis

Abbildung 89: Vergleich verschiedener Studien und eigener Berechnungen zum Primärenergieverbrauch.....	164
Abbildung 90: Anteil von Gebäuden und Bauwirtschaft am globalen Energieverbrauch (linkes Diagramm) und an den CO ₂ -Emissionen (rechtes Diagramm).....	165
Abbildung 91: Globaler Energieverbrauch in den Jahren 2010 bis 2018 für Gebäude mit Aufteilung nach Energieträger.....	165
Abbildung 92: Aufteilung des Energieverbrauchs von Gebäuden (aufgeteilt nach Nutzung der Energie)	166
Abbildung 93: Änderung der Energieintensität (Energieverbrauch pro Fläche); Quelle: IEA, 2019.	166
Abbildung 94: Verschiedene Faktoren, die das Anwachsen des Energieverbrauchs, in PJ dargestellt, limitieren können.	167
Abbildung 95: Änderungen der Gebäudefläche, der Bevölkerungszahl, des Energieverbrauchs und der CO ₂ -Emissionen.	168
Abbildung 96: Energieverbrauch für die Raumheizung in Mehrfamilienhäusern in Deutschland nach Energieträgern in den Jahren 2005 bis 2015 in kWh/m ²	171
Abbildung 97: Magisches Dreieck der Wohnungswirtschaft, in Analogie zum magischen Viereck der staatlichen Wirtschaftspolitik – das gleichzeitige Erreichen der Ziele ist nur mit magischen Kräften zu schaffen.	171
Abbildung 98: „Energieleiter“ zeigt die Verwendung von verschiedenen Energieträgern in Abhängigkeit von der Höhe des Haushaltseinkommens.; Quelle: ourworldindata (2022)	172
Abbildung 99: Sterberaten durch Luftverschmutzung in Innenräumen in Abhängigkeit vom GDP (Gross Domestic Product).	174
Abbildung 100: Aufteilung des Energieverbrauchs in europäischen Haushalten.....	174
Abbildung 101: Energiebedarf von Bürogebäuden.	176
Abbildung 102: Energieanteile bei der Wärmeversorgung von Bürogebäuden.	177
Abbildung 103: Wirkungsgrad, CO ₂ - und Staubemissionen von verschiedenen Heizungsanlagen.	180
Abbildung 104: Bestand der Wärmeerzeuger in Deutschland.	182
Abbildung 105: Prozessdiagramm der Pyrolyse.	183
Abbildung 106: Eingangs- und Ausgangsgrößen einer Plasmalyse-Anlage von Graforce.	184
Abbildung 107: Layout einer 0,5 MW Plasmalyse-Anlage.	184
Abbildung 108: Entwicklung der Gebäudeeffizienz, Neubau-Anforderungen.	187
Abbildung 109: Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland.	190

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über Zahlen aus dem Umfeld Carbon Capture	18
Tabelle 2: Zusammenstellung von genutzten jährlichen CO ₂ -Mengen im Jahr 2018.	20
Tabelle 3: Zusammenstellung der CO ₂ -Emissionen in Deutschland und Europa.	20
Tabelle 4: Übersicht Anbieter und Kosten von DAC-Anlagen.	26
Tabelle 5: Gegenüberstellung von einigen Kenngrößen bei HT-Aq und TSA.	33
Tabelle 6: Technical Readiness Level ausgewählter Verfahren.	42
Tabelle 7: Übersicht verschiedener Verfahren zur CO ₂ -Abscheidung und deren Kosten.	44
Tabelle 8: Verschiedene Verfahren zur Stromerzeugung aus fossilen Kraftstoffen und aus Biomasse.	49
Tabelle 9: Technische Parameter mit Wirkungsgraden und Abfangraten für verschiedene Stromerzeugungsverfahren.	50
Tabelle 10: Wirkungsgradverluste bei CO ₂ -Abscheideraten von 90 % für verschiedene Stromerzeugungsverfahren aus Tabelle 8.	50
Tabelle 11: Ökonomische Daten zur CO ₂ -Abscheidung bei der Stromerzeugung.	51
Tabelle 12: Existierende Fern-Pipelines für den Transport von CO ₂	59
Tabelle 13: Vergleich der Gesamtlänge nationaler CO ₂ -Pipelines.	59
Tabelle 14: Qualitätsanforderungen an das zu transportierende Gas.	62
Tabelle 15: Förderung und Reserven von Seltenen-Erden.	97
Tabelle 16: Die größten Nickelproduzenten weltweit, Stand 2020.	99
Tabelle 17: Verwendung von ausgewählten kritischen Elementen inklusive der Seltenen Erden, Tabelle sortiert nach Ordnungszahlen.	119
Tabelle 18: Weltweiter Bedarf an Rohstoffen in Tonnen für die Produktion von Lithium- Ionen-Speichern im Jahr 2018 und die Prognose für das Jahr 2040.	126
Tabelle 19: Strategische und kritische Mineralien in Reports des DOD, die in verschiedenen Jahren zur Aufnahme in den National Defense Stockpile empfohlen wurden.	143
Tabelle 20: Liste von im Vereinigten Königreich als kritisch eingestuften Materialien. ...	144
Tabelle 21: Liste der kritischen Rohstoffe der EU in 2020.	150
Tabelle 22: Liste der kritischen Minerale der US-amerikanischen Industrien.	154
Tabelle 23: Beheizungsstruktur der GdW-Unternehmen.	170
Tabelle 24: Energieverbrauch privater Haushalte nach Energieträger und Anwendungsbereichen.	175

CCS, kritische Rohstoffe und Energiebedarf in Gebäuden / Tabellenverzeichnis

Tabelle 25: Wirkungsgrad, CO ₂ - und Staubemissionen von verschiedenen Heizungsanlagen; verschiedene Quellen.....	179
Tabelle 26: Einige Kenngrößen einer Holzschnitzel-Pyrolyse-Anlage.....	183

1. Optionen zum Abfangen von CO₂

Glossar zu CCS

ATR	Autothermal Reforming
eFuels:	Brennstoffe, die mit Hilfe elektrischer Energie erzeugt wurden wie z.B. CH ₄ (Methan), CH ₃ OH (Methanol) oder Benzin und Diesel
CCE	Carbon Capture Efficiency
CCS	Carbon Capture und Storage: Verfahren, bei denen das CO ₂ am Ort der Entstehung abgeschieden, zu einem geologischen Speicher transportiert und dort dauerhaft gespeichert wird (z.B. Mineralisierung in Basalt-Gesteinen)
CCU ¹	Carbon Capture und Usage: Verfahren, bei denen das CO ₂ am Ort der Entstehung abgeschieden und zu Anlagen transportiert wird, in denen es als Einsatz- oder Rohstoff genutzt wird. Weiter zu unterscheiden sind CCU-Produkte, in denen das abgeschiedene CO ₂ dauerhaft gebunden ist (z.B. Mineralisierung), und solche, bei deren Einsatz das gebundene CO ₂ wieder freigesetzt wird (z.B. bei synthetischen Kraftstoffen)
CCGT	Combined cycle gas turbine
CFB	Circulating fluidized bed
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO _{2e}	genutzt für eine gemeinsame Mengenangabe von Kohlenstoffdioxid und seinen äquivalenten klimaschädigenden Substanzen wie z.B. CH ₄ , N ₂ O, Hydrofluorcarbons, Schwefel-hexafluorid unter Berücksichtigung ihrer spezifischen GWP Global Warming Potentials (https://de.wikipedia.org/wiki/Treibhauspotential)
DAC	Direct Air Capture
EOR	Enhanced Oil Recovery: Verpressen in aktive Ölfelder, um den Förderdruck und die Ausbeute aus dem Feld zu erhöhen
EGR	Enhanced Gas Recovery: wie bei EOR nur in Gaslagerstätten
GHG	Greenhouse Gas, klimaschädliche Gase wie CH ₄ und CO ₂

¹ Definition nach Bellona (2022b)

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Tabellenverzeichnis

IGCC	Integrated gasification combined cycle
ILCD	International Life Cycle Data System, ISO 14040, 14044 <i>Environmental management — Life cycle assessment — Requirements and guidelines</i>
LCA	<i>Life cycle analysis</i> : Zusammenstellung und Bewertung des Inputs, des Outputs und der potenziellen Umweltauswirkungen eines Produktsystems während seines gesamten Lebenszyklus
LCI	<i>Life cycle inventory</i> : Phase der Ökobilanzierung, die die Zusammenstellung und Quantifizierung von Inputs und Outputs für ein Produkt während seines gesamten Lebenszyklus umfasst
LCIA	<i>Life cycle impact assessment</i> : Phase der Ökobilanz, die darauf abzielt, das Ausmaß und die Bedeutung der potenziellen Umweltauswirkungen eines Produktsystems während des gesamten Lebenszyklus des Produkts zu verstehen und zu bewerten
LCIPP	Local Communities and Indigenous People Plattform, part of UNFCCC
LNG	Liquid Natural Gas, verflüssigtes Erdgas (Methan)
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier: organische Substanzen, die H ₂ binden und transportieren und bei Dehydrierung am Bestimmungsort wieder abgeben können
Purisol:	Verfahren zur Entfernung saurer Bestandteile (CO ₂ , H ₂ S, COS) aus Gasen mit Hilfe von Methylpyrrolidon
PtL	Power to Liquid: Erzeugung flüssiger Kraftstoffe mittels elektrischer Energie
Rectisol:	Waschmedium Methanol zur Entfernung von CO ₂ , H ₂ S, COS, NH ₃ bei 30–60 bar und -40°C
SCPC	Supercritical pulverized coal
Selexol:	Verfahren zur Entfernung von CO ₂ und H ₂ S (20–200 bar), physikalisches Verfahren ohne chem. Reaktionen
TRL:	Technology Readiness Level: mit Werten 1: Basic Technology Research, 6: Technology Demonstration, 9: System Test, Launch & Operations
UNFCCC	United Nations Frame Convention on Climate Change

1.1. Einleitung

Das vorliegende Dokument befasst sich mit Verfahren zur Verringerung der CO₂-Produktion und des CO₂-Ausstosses, die in vier Verfahrensgruppen klassifiziert werden können:

- *Direct Air Capture*: das Einfangen von CO₂ direkt aus Luft d.h. bei geringen Konzentrationen von ca. 400 ppm
- *Oxy-Fuel*: Einsatz von Sauerstoff anstelle von Luft bei der Verbrennung zur Erzielung höherer CO₂-Konzentrationen im Abgas (80 %– 98 %) d.h. einfachere Abscheidung von CO₂
- *Pre-Combustion*: Reduktion des Kohlenstoffgehaltes im Brennstoff z.B. durch Vergasen des Brennstoffes, Wassergas-Shift-Reaktion, CO₂-Sequestrierung und danach erst Verbrennung des H₂-angereicherten Gases
- *Post-Combustion*: Abfangen von CO₂ aus dem Abgas in verschiedenen Konzentrationsbereichen und verschiedenen industriellen Prozessen.

Es zeigt sich, dass die Kosten von Abscheideverfahren von der Branche, in der sie eingesetzt werden, d.h. von der Integrationstiefe in die verfahrenstechnischen Prozesse am Einsatzort abhängen und die Kosten bei hoher CO₂-Konzentration im Abgas unter 100 €/t CO₂ (Opex und Capex) liegen. Grundsätzlich lässt sich verallgemeinert sagen, dass der Transfer von CO₂ auf einen Absorber oder in eine Lösung schneller abläuft, wenn der Partialdruck höher ist. Ist der Gesamtdruck im Gas höher, dann bedeutet dies höhere Gasdichte und kleineres Equipment d.h. verringerte Investkosten.

Gemäß der Klassifizierung der IEA befinden sich nur die wenigsten Komponenten im Gesamtprozess von der Abscheidung bis zur Verpressung in einem ausgereiften Zustand.² Das Gros der Komponenten ist diesem Urteil folgend im Zustand ‚early adoption‘ (frühe Anwendung) oder ‚demonstration‘. Dies ist so zu interpretieren, dass die Abscheideverfahren technisch funktionieren und teilweise auch schon großtechnisch operativ sind, ihre Anwendung und Realisierung wegen der hohen Kosten insbesondere bei DAC (derzeit noch > 600 €/t CO₂) in der Breite allerdings noch nicht weit fortgeschritten ist.

Als Sonderfall der CO₂-Abscheidung aus Gasen wird auch das Abfangen von CO₂ aus der Luft (DAC) in diesem Dokument betrachtet. Auch wenn die Verfahren hierzu mit den Verfahren in der Gruppe Post-Combustion identisch sind und auch hohe technische

² Vgl. IEA, 2020; Massey, 2021.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einleitung

Reifegrade aufweisen, können sie dennoch nicht als marktreif betrachtet werden, da die Kosten pro abgeschiedene Menge CO₂ um etwa Faktor 10 höher als bei den Post-Combustion-Verfahren liegen. Einige Autoren äußern zwar die Hoffnung, dass Capex und Opex gezielt reduziert werden können, was aber wegen fehlender Skalierungsmöglichkeiten schwer zu erreichen sein wird.

Beim Abfangen von CO₂ aus den Abgasen von Stromerzeugungsanlagen zeigt sich, dass CCS mit einem Wirkungsgradverlust der Anlagen von 10 bis 20 % je nach eingesetzter Technik und bei einem Abscheidegrad von 90 % verbunden ist. Die Stromgestehungskosten werden hierdurch und durch die erhöhten Investkosten ebenfalls um 10 – 20 % erhöht.

Um genauere Angaben zu Nutzen, Kosten und Umweltwirkung einer geplanten Anlage zum Abfangen von CO₂ zu erhalten, ist die Durchführung von Anlagensimulationen und Life Cycle Assessments unerlässlich. Auch im Hinblick auf das von der EU-Kommission geplante System der nachhaltigen Kohlenstoff-Kreisläufe und des damit verbundenen Herkunftsnachweissystems, das bis 2028 implementiert werden soll, ist es wichtig, dass Unternehmen ihre CO₂-Bilanz nachvollziehbar aufbereiten.

Um das abgefangene CO₂ nachhaltig aus der Atmosphäre zu entfernen, sollte es entweder zur Produktion von Produkten eingesetzt werden (CCU) oder unterirdisch oder unterseeisch abgelagert werden (CCS). Ein Blick auf die weltweiten Projekte mit CCS zeigt, dass die meisten Projekte im Bereich der Erdöl- und Erdgasindustrie (EOR und EGR) und zunehmend auch in der Zementindustrie zum Abfangen von CO₂ und nachfolgendem Verpressen angesiedelt sind.

Das vorliegende Dokument beschäftigt sich mit CCS und den zwischen Abfangen von CO₂, Konditionierung des Gases und sicheren Lagerung unterirdisch oder unterseeisch notwendigen logistischen Transportoptionen. Ausgehend von den geschätzten Lagerkapazitäten von 8.000 bis 55.000 Gt und einer aktuellen CO₂-Produktion von 36 Gt/a gäbe es rein rechnerisch für 222 bis 1527 Jahre genügend Lagerkapazität für CO₂. Andere Forscher beziffern die Speicherkapazität für sicheres Verpressen mit Mineralisierung des Gesteins höher (bis zu 250.000 Gt) als für die Verbrennung aller fossiler Quellen benötigt wird.

Nach dem Studium verschiedener internationaler Veröffentlichungen können wir erkennen, dass die Verpressung des abgeschiedenen CO₂ (CCS) international als sichere Methode angesehen wird, das abgefangene CO₂ umweltverträglich und dauerhaft einzulagern. Insbesondere wird das Verpressen von in Wasser gelöstem CO₂ in Basalt als sicher betrachtet, da das CO₂ innerhalb weniger Jahre zu Carbonaten reagiert.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einleitung

In verschiedenen Ländern bilden sich mittlerweile Industrie-Cluster mit dem Ziel, CO₂ abzufangen, zu transportieren und unterirdisch oder unterseeisch zu lagern. Die bisherige Zurückhaltung und Unentschlossenheit der Bundesregierung, den Markt in Deutschland für CCS durch Freigabe von Speicherorten und einer klaren Regelung hinsichtlich der CO₂-Abgaben zu fördern, bedeutet, dass deutschen Industriebetrieben keine Perspektive gezeigt wird, wie die drohenden und teilweise die Existenz gefährdenden CO₂-Abgaben vermieden werden können. Wir möchten auch darauf hinweisen, dass in der Erklärung der Staats- und Regierungschefs der G20 in Rom CCS als Mittel zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes bei Kraftwerken angesehen wird.

Zumindest in Rechtsstaaten bedarf die CO₂-Lagerung der Akzeptanz durch die in der Nähe von Lagerstätten lebende Bevölkerung, die durch die Entwicklung verlässlicher Sicherheitsstandards und derzeit noch fehlender Überwachungsmöglichkeiten der Lager sicher leichter zu erlangen wäre.

1.1.1. Relevanz für den Gesamtzusammenhang

Das Beherrschen und die Steuerung der globalen CO₂-Emissionen sind von entscheidender Bedeutung für das Ziel unseres Projektes, eine wohlstandsbewahrende Versorgung der Weltbevölkerung mit Energie, Wärme, Treibstoffen und Produkten wie z.B. Stahl und Zement, die für ihre Entwicklung erforderlich sind, sicherzustellen. Da es einerseits aus Kosten- und Zeitgründen nicht möglich sein wird, alle Industrieprozesse so umzugestalten, dass sie kurzfristig CO₂-frei werden, und bei einigen CO₂-Quellen auch langfristig die CO₂-Vermeidung nicht möglich sein wird, ist es von essenzieller Bedeutung, Verfahren und Techniken zur Entnahme von CO₂ aus Abgasströmen und auch direkt aus der Luft zur Verfügung zu haben und ihre Einsatzbereiche und die zu erwartenden Kosten zu kennen. Da die EU-Kommission darauf drängt, ein System zur Durchführung und Überwachung des Kohlenstoffkreislaufs einzuführen, wird das Abfangen von CO₂ eine zentrale Rolle in der europäischen Klimastrategie spielen.

Neuesten Veröffentlichungen zur Folge bilden sich bereits Industrie-Cluster, in denen Gesellschaften verschiedener Branchen von der Erzeugung grüner Energieträger, der Produktion von Gütern mit gleichzeitigem Abfangen klimaschädlichen CO₂ bis hin zu Dienstleistern, die CO₂ einsammeln und das Verpressen in unterirdische oder unterseeische Lager durchführen, sich zu einer Organisation zusammenschließen. Dieses deutet darauf hin, dass CCS neue Geschäftsmodelle initiiert und der notwendige Bau von CCS-Anlagen auf mehrere Jahrzehnte hinaus eine hohe Anzahl neuer Jobs schaffen wird und hierdurch eine wohlstandswahrende Wirkung ausüben wird.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einleitung

Außerdem ist die chemische Verbindung Kohlendioxid in der Industrie und für unser tägliches Leben von großer Bedeutung wie die nachstehende Abbildung zeigt.

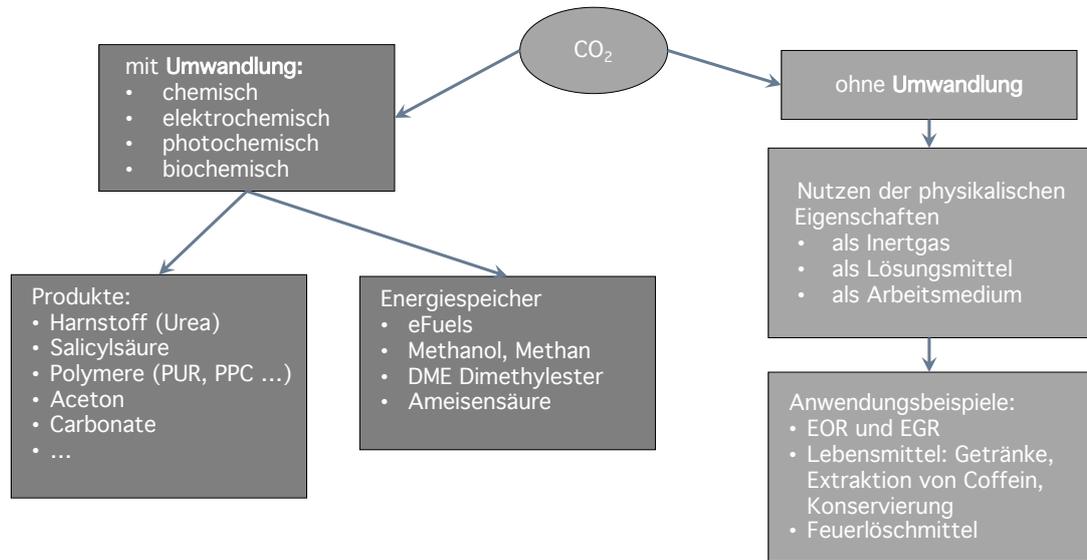


Abbildung 1: Mögliche Pfade zur Nutzung von CO₂.

Quelle: in Anlehnung an Otto, 2015.

Einige der in Abbildung 1: Mögliche Pfade zur Nutzung von CO₂ „mit Umwandlung“ genannten Anwendungen wurden bereits in den Kapiteln 2.6. und 2.7. beschrieben.

1.1.2. Zahlenüberblick

Tabelle 1: Überblick über Zahlen aus dem Umfeld Carbon Capture

Beschreibung	Energieverbrauch	Kosten (Capex+Opex ein- Kosten für Transport Verpressung des CO ₂) pro t CO ₂
DAC: Derzeitige Kosten für das Abfangen von CO ₂ aus der Luft	5 – 8 GJ/kg CO ₂ 500 kWh _{el} /t CO ₂ 5,4 GJ _{th} /t CO ₂	600 – 800 US\$ Climeworks 113 – 1.000 € ³ 540 €/t CO ₂ ⁴
Zielwert für DAC		< 100 € bzw. sehr optimistisch 50 \$ (Global Thermostat)
CCUS: Derzeitige Kosten für das Abfangen von CO ₂ aus Punktquellen	Capture: 10 kWh/t CO ₂	75 – 200 €

³ Vgl. Dena, 2021.

⁴ Vgl. Block, 2022.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einleitung

	<p>Kompressor: 100 kWh/t CO₂</p> <p>Thermisch: 2 GJ/t CO₂ = 555 kWh 665 kWh/t CO₂</p>																		
<p>Weltweite Kapazität zum Abfangen von CO₂</p> <p>weltweite Produktion von CO₂</p>	<p>Produktiv: ~ 44 Mt/a</p> <p>~ 36 Gt/a</p>	<p>In Projekten: ~ 472 Mt/a</p>																	
<p>Kosten nach Branchen:</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr><td>Stahl</td></tr> <tr><td>Papier</td></tr> <tr><td>Zement</td></tr> <tr><td>Silicon (für Wafer)</td></tr> <tr><td>Kraftwerke mit Oxyfuel</td></tr> </table>	Stahl	Papier	Zement	Silicon (für Wafer)	Kraftwerke mit Oxyfuel		<table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>Skagestad</th> <th>Dena</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>28 – 45 €</td> <td>50 – 90 €</td> </tr> <tr> <td>41 – 54 €</td> <td></td> </tr> <tr> <td>50 – 80 €</td> <td>50 - 148 €</td> </tr> <tr> <td>125 €</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>45 – 90 € 32 – 60 €</td> </tr> </tbody> </table> <p>Details hierzu in Kap. 6.</p>	Skagestad	Dena	28 – 45 €	50 – 90 €	41 – 54 €		50 – 80 €	50 - 148 €	125 €			45 – 90 € 32 – 60 €
Stahl																			
Papier																			
Zement																			
Silicon (für Wafer)																			
Kraftwerke mit Oxyfuel																			
Skagestad	Dena																		
28 – 45 €	50 – 90 €																		
41 – 54 €																			
50 – 80 €	50 - 148 €																		
125 €																			
	45 – 90 € 32 – 60 €																		
Transport von CO ₂ in Pipelines		~ 3,6 10 ⁻⁵ €/m ³ CO ₂ /km																	
Verpressen von CO ₂	7 kWh/t CO ₂	2 – 20 US\$/t CO ₂ je nach onshore oder offshore																	
Speicherkapazität für verpresstes CO ₂	Kapazität Speicherung mit Mineralisierung	100 – 250 Tt CO ₂ weltweit 5 – 8 Gt/a Europa																	

Die Kosten hängen sehr stark ab von

- der Art der Punktquelle und dem Partialdruck des CO₂ im Abgasstrom
- der Integration der Abfangprozesse in die lokalen Produktionsprozesse
- und natürlich von den lokalen Energiekosten

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einleitung

Tabelle 2: Zusammenstellung von genutzten jährlichen CO₂-Mengen im Jahr 2018.

Quelle: VDI Statusreport, 2021.

	Menge CO ₂ in Mt/Jahr
Nutzung von CO ₂ weltweit, davon:	230
Dünger: 146 Mt Harnstoff, Verwendung von CO ₂ :	107
Methanol: 80 Mt weltweit (1,13 Mt in DE)	2
Zyklische Carbonate (0,08 Mt)	0,04
Salizylsäure (0,07 Mt)	0,025
EOR, EGR	70 – 80

Tabelle 3: Zusammenstellung der CO₂-Emissionen in Deutschland und Europa.

Quelle: Statista für die Jahre 2019 und 2021.

CO ₂ -Emissionen in Deutschland und der EU ⁵	Menge CO ₂ in Mt/Jahr
CO ₂ Emissionen in Deutschland	854
CO ₂ -Emissionen an punktförmigen Quellen in Deutschland	274
hiervon die für eine Abscheidung geeignet erscheinen:	
ohne Kohlekraftwerke	110
nur Braunkohlekraftwerke	163
nur Abfallverbrennung	16,5
Biogasanlagen	75,55
Zementherstellung	18,84
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in der EU:	2.550
Hiervon theoretisch für die Synthese nutzbar: ⁶	1.930
- Kohlekraftwerke	9.031
- Erdgaskraftwerke	2.288
- Zementherstellung	2.000
- Eisen- und Stahlherstellung	1.000
- Raffinerien	850
- Erdölkraftwerke	765

⁵ Vgl. Statista, 2019; Statista, 2021. Die von Statista für 2020 genannte Zahl widerspricht deutlich den im VDI-Bericht genannten Zahlen für die EU, die auf veröffentlichte Werte der europäischen Kommission zurückgehen.

⁶ Für Details vgl. VDI Statusreport, 2021, S. 13.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einleitung

- Ethylenproduktion	260
- Bioenergie	73

1.1.3. Begriffe

Für das Abfangen von CO₂ aus Prozess- und Abgasen von Industrie- und Energieerzeugungsanlagen (sog. CO₂-Punktquellen) oder aus der atmosphärischen Luft (DAC Direct Air Capture) gibt es mehrere Gründe. Einerseits muss die Zunahme von klimaaktiven Gasen (GHG) wie CO₂ in der Atmosphäre verringert werden, um die globale Erwärmung zu stoppen oder zumindest zu verlangsamen. Andererseits ist das Auffangen von CO₂ aber auch deshalb interessant, da CO₂ zunehmend als potenzieller Wertstoff mit interessantem „Anwendungsprofil und Wertschöpfungspotenzial“ betrachtet wird.⁷ Neben der bereits langjährig durchgeführten Nutzung von CO₂ bei der Produktion von z.B. Harnstoff, Methanol oder zyklischer Carbonate rückt die Produktion von synthetischen Kraftstoffen (eFuels) zusammen mit der Produktion von Wasserstoff zunehmend in den Fokus.

Für die verschiedenen Anwendungszwecke (Sequenzierung d.h. Verpressung in Kavernen oder Einlagerung in Gesteinsformationen und hierbei Umwandlung von Silikatgestein in Karbonate) oder Ausgangsstoff für verschiedene Produkte (z.B. polymerbasierte Werkstoffe für den Bau) sind unterschiedliche Reinheitsgrade des abgefangenen CO₂ erforderlich. Anforderungen an den Reinheitsgrad sowie der Transport von CO₂ beeinflussen aber die Prozesskosten.

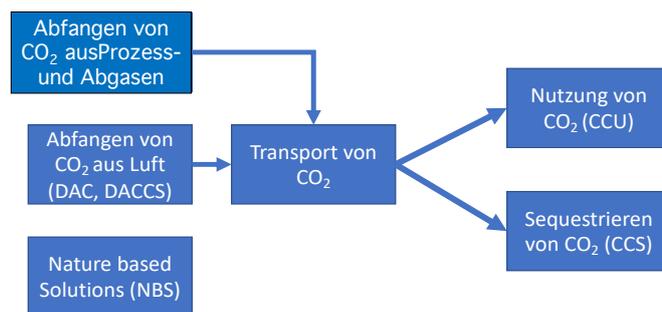


Abbildung 2: Vom Abfangen des CO₂ bis zur Nutzung oder Ablagerung. Quelle: Autor

Abbildung 2 stellt die wesentlichen Themenblöcke dieser Zusammenfassung dar: das technische Abfangen von CO₂ aus Gasen insbesondere Abgasen und Luft, den Transport des abgefangenen CO₂ bis zu seiner Nutzung oder der Ablagerung (Sequestrierung). Erfahrungen mit dem Transport von CO₂ liegen seit vielen Jahren vor insbesondere in den

⁷ Markewitz et al., 2010.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einleitung

USA und Canada vor,⁸ sodass der Transport von CO₂ als Stand der Technik angesehen werden.

Als nicht technisches Verfahren wird in der obigen Abbildung auch der Bereich der Nature based Solutions (NBS) angeführt, d.h. Maßnahmen wie z.B. durch Reaktivierung von Mooren, Aufforsten von Wäldern, Speichern von CO₂ im Wasser etc.⁹ Auf NBS wird in diesem Kapitel nicht weiter eingegangen, da NBS nicht zu den technischen Verfahren zählt. Dies soll nicht die Notwendigkeit des Einsatzes von NBS schmälern.

Grundsätzlich können drei Prozessfamilien bei der Reduktion von CO₂ aus Abgasen unterschieden werden:

- *Oxy-Fuel*: das Verfahren, bei dem anstelle von Luft reiner Sauerstoff der Verbrennung zugeführt wird, dient als Basis für Produktionsprozesse, die eine Abscheidung des CO₂ zum Ziel haben.
- *Pre-Combustion*: Abscheidung von Kohlenstoffanteilen aus dem Brenn- oder Synthesegas, Verwendung von wasserstoffreichen Brenngasen. In einer Zusammenstellung von in Planung oder Betrieb befindlichen CCS-Anlagen⁷ wird Pre-Combustion bei $\frac{1}{5}$ der insgesamt über 300 Anlagen eingesetzt.
- *Post-Combustion*: nach der Verbrennung wird CO₂ aus dem Abgas entfernt. In einer Zusammenstellung von in Planung oder Betrieb befindlichen CCS-Anlagen der National Energy Techn. Lab wird Post-Combustion bei mehr als $\frac{1}{3}$ der genannten Anlagen eingesetzt.¹⁰

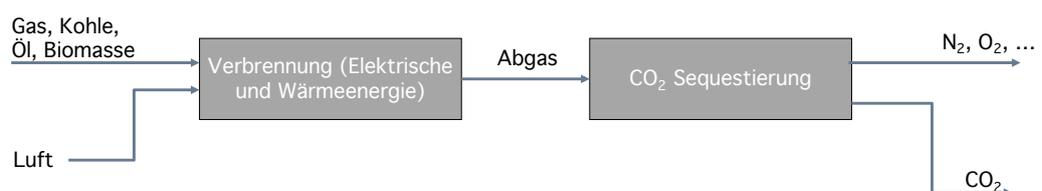


Abbildung 3: Prinzip Post-Combustion.

Bei der Reduktion von CO₂ aus Luft bzw. Gasen werden verschiedene Begriffe verwendet.

1. **DAC**: Wird der CO₂-Gehalt in Luft reduziert, so spricht man von Direct Air Capture (DAC), von DACC Direct Air Carbon Capture oder in der englischen Literatur auch von CO₂-Removal, ohne dass damit ein bestimmtes technisches Verfahren gemeint ist. Die kürzlich in Betrieb gesetzte Anlage von Climeworks auf Island

⁸ Vgl. Markewitz et al., 2010.

⁹ Vgl. Markewitz et al., 2017.

¹⁰ Eigene Auswertung der Daten aus NETL, 2021.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einleitung

(Projekt ORCA) mit Sequenzierung des abgeschiedenen CO₂ könnte dann als **DACCS** Direct Air Carbonoxide Capture and Storage bezeichnet werden.

Grundsätzlich ist die Aufgabe, die Konzentration einer chemischen Verbindung mit geringem Partialdruck (hier 400 ppm \cong 0,04 vol%) weiter zu verringern oder gar auf nahe Null zu bringen, deutlich anspruchsvoller als z.B. in Abgasen mit CO₂ -Konzentrationen \geq 15 vol% diese spürbar (d.h. Abscheidegrad 80–95 %) zu verringern. Bei Letzterem wird in der englischen Literatur von CO₂-Reduction gesprochen.

Grundsätzlich lässt sich verallgemeinert sagen, dass der Transfer von CO₂ auf einen Absorber oder in eine Lösung schneller abläuft, wenn der Partialdruck höher ist (siehe Abbildung 18, S. 44). Ist der Gesamtdruck im Gas höher, dann bedeutet dies höhere Dichte und kleineres Equipment. Entsprechend sind die Invest- und Betriebskosten pro abgefangener Menge CO₂ für DAC deutlich höher als für CCS.

Andererseits gibt es außer den Punktquellen an Orten mit hoher CO₂-Produktion z.B. Verbrennungsvorgänge, auch Anwendungen, bei denen das Abfangen von CO₂ schwierig bis unmöglich ist (z.B. Altanlagen, Fahrzeuge mit Verbrennern, Flugzeuge), sodass die CO₂ -Reduktion in Luft oftmals die einzige technische Möglichkeit ist, klimaschädliche Substanzen aus der Luft zu entfernen.

2. **CCU**: Wird CO₂ aus einer Punktquelle wie z.B. dem Abgas einer Zementanlage entnommen, um das abgefangene CO₂ einer Verwendung wie z.B. der Erzeugung von eFuels zuzuführen, dann spricht man von „Carbon Capture and Usage“ (CCU). Da am Lebensende der hergestellten Produkte oder bei der Verbrennung der eFuels wieder CO₂ entsteht, ist CCU nur dann dem Ziel der Treibhausneutralität förderlich, wenn das genutzte CO₂ aus nachhaltiger Bioenergie stammt, aus einem Kreislauf von CO₂ oder mit Hilfe von DAC aus der Luft abgeschieden wurde.

Auch wenn bei einer Kreislaufwirtschaft das CO₂, das schon in der Atmosphäre ist, nicht reduziert wird, entsteht durch CCU zumindest keine weitere Erhöhung des CO₂-Anteils in der Luft.

CO₂ wird heute als Kühl- oder Kältemittel oder in Feuerlöschern oder bei der Erdöl- und Erdgasförderung (Enhanced Oil Recovery EOR und Enhanced Gas Recovery EGR) eingesetzt. Eine Reihe neuer Anwendungsfelder für CO₂ sind z.B. die Anwendung beim Recycling von Kunststoff- und Kautschukprodukten. Die Stimulierung des Wachstums in Gewächshäusern und in Algenfarmen durch erhöhte CO₂-Konzentrationen nimmt an Bedeutung zu.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einleitung

Die Verwendung von CO₂ als Synthesebaustein trägt zur Produktion von Harnstoff (107 Mio t/a), Methanol (2 Mio t/a), zyklischer Carbonate (0,04 Mio t/a) oder Salicylsäure (0,025 Mio t/a) bei (siehe Tabelle 2), was allerdings angesichts der Produktion von CO₂ in Deutschland von 644 Mt/a verschwindend wenig ist.¹¹

3. **CCS:** Bei „Carbon Capture and Storage“ wird das CO₂ nicht zur weiteren Produktion verwendet, sondern gelagert (auch „sequestriert“). Hierbei unterscheidet man im Wesentlichen zwischen
 - Lagerung in Kavernen: bei Enhanced Oil Recovery EOR (Erhöhung der Ölausbeute durch Einlagerung von CO₂ oder H₂O) wird CO₂ in Kavernen verpresst
 - Lösung in unterirdische Aquifere d.h. wasserführende Schichten und
 - Carbonisieren von silikathaltigem Gestein in Tiefen von etwa 800 m (siehe Kap. 2.8.5).

Für das Sequestrieren von CO₂, das bei der Erzeugung von Energie (BioGas) aus biologischen Quellen, die CO₂ während ihres Wachstums gebunden haben, entsteht, ist das Acronym BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Sequestration) in Nutzung. Um die Negativemissionen durch das Pflanzenwachstum nicht wieder zunichte–zumachen, ist das Sequestrieren bei der Biogas-Erzeugung unerlässlich. Näheres hierzu auch im Kapitel 2.10.

Durch wissenschaftliche Untersuchungen wurde mittlerweile belegt, dass in der Bevölkerung eine deutliche Ablehnung bzw. ein hoher Aufklärungsbedarf ggü. der Speicherung von CO₂ besteht, auch wenn wie z.B. bei der Anlagerung des verpressten CO₂ in Gestein stabile Carbonate entstehen, die ein Entweichen des CO₂ als unmöglich erscheinen lassen. Defekte bei der unterirdischen und unterseeischen Lagerung werden in Kap. 1.5.2 behandelt.

Hinzu kommt, dass auch durch das KSpG (Kohlendioxid—Speicherungsgesetz) die Einlagerung von CO₂ im Jahr 2012 gesetzlich limitiert wurde. Nach jahrzehntelangen Querelen um „sichere Endlagerplätze“ von radioaktivem Müll ist das Vertrauen der deutschen Bevölkerung in Endlagerverfahren stark belastet worden).

Im Umfeld von CCS wird häufig der Begriff „Vermeidungskosten“ benutzt, um die Kosten zur Vermeidung des CO₂-Ausstoßes an Anlagen durch die Installation von

¹¹ Vgl. Statista, 2021.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Removal: Direct Air Capture (DAC)

CCS-Technik zu beziffern.¹² Die Vermeidungskosten sind höher als die CO₂-Abscheidekosten, da z.B. eine Verringerung des Kraftwerkswirkungsgrades durch einen höheren Brennstoffeinsatz kompensiert werden muss (siehe Kapitel 2.8.3.6).

4. **CCUS:** Wird CO₂ sowohl für die Produktion als auch für die Sequestrierung genutzt, so ist hierfür das Acronym CCUS geläufig. Wird bei der Produktion von „grauem Wasserstoff“ durch thermische Aufspaltung von Methan mit Wasserdampf das entstehende CO₂ einer Endlagerung oder der Nutzung zugeführt, so müsste sich die „Farbe“ des Wasserstoffs ändern, da er zu „blauem Wasserstoff“ wird. Aus politischen Gründen wird dieser Argumentation noch nicht allgemein gefolgt.

In Tabelle 2 sind beispielhaft einige Zahlenwerte für die Nutzung von CO₂ als Ausgangsstoff für die Produktion zusammengestellt. In der EU könnten theoretisch 1.930 Mt CO₂/a chemisch gebunden werden.¹³ Im Jahr 2020 wurden ca. 110 Mt CO₂/a in chemischen Synthesen als Rohstoff eingesetzt. Einer Erhebung im Jahr 2019 zufolge wird das Potenzial bis 2030 auf 600 Mt CO₂/a geschätzt.¹⁴

5. **NBS:** Da es auch zukünftig nicht möglich sein wird, bei Industrieprozessen entstehendes CO₂ restlos abzufangen, sind die sog. „Nature Based Solutions“ d.h. die Speicherung von CO₂ in langlebigen Bäumen, in Mooren, im Boden oder dem Meer, möglichst zu intensivieren, um das Ziel „Zero CO₂-Emission“ zu erreichen.

Über diese Verfahren wird an im Kapitel 2.10 berichtet werden.

1.2. Removal: Direct Air Capture (DAC)

1.2.1. Überblick und Kosten

Bei Direct Air Capture (DAC) gibt es im Wesentlichen zwei Verfahrenstypen: die Feststoffadsorption mit niedrigen Temperaturen zur Regeneration bei 100°C (LT-DAC) und der Flüssigkeitsabsorption mit Regeneration des Absorbers bei hohen Temperaturen von etwa 900°C (HT-DAC).¹⁵ Am Markt sind die drei Hauptakteure hierfür tätig, die in Tabelle 4 aufgeführt sind.

¹² „Die effektiven Kosten einer Klimaschutzmaßnahme pro Tonne vermiedener CO₂-Emissionen“ (Energie-Lexikon, o. J.).

¹³ Vgl. VDI Statusreport, 2021.

¹⁴ Vgl. VDI Statusreport, 2021.

¹⁵ Vgl. Hess et al., 2021; Sutherland, 2019.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Removal: Direct Air Capture (DAC)

Tabelle 4: Übersicht Anbieter und Kosten von DAC-Anlagen.

Quelle: Hess et al., 2021; Sutherland, 2019.

Unternehmen	Anlagen	Energiebedarf in kWh/t CO ₂	Aktuelle und perspektivische Kosten in US\$/t CO ₂
Carbon Engineering (Kanada)	1 Mt CO ₂ /a zur Erdölförderung mittels EOR in Texas	Elektr.: 366 Therm.: 1.458	aktuell < 250 perspektivisch: 64–232
Climeworks (Schweiz)	- 4.000 t CO ₂ /a ORCA in Island - Norsk e-Fuel in Norwegen mit PtL-Kapa von 8.000 tPtL/a in 2023 und 80.000 tPtL/a in 2026	Elektr.: 200–300 Thermisch: 1.500 – 2.000	aktuell: 600 – 800 Perspektivisch: < 100
Global Thermostat (USA)	Haru-Oni (Chile) gemeinsam mit Porsche und Siemens werden SynFuels produziert: 2.000 t CO ₂ /a in 2022 und bis 10 t CO ₂ /a in 2026	Elektrisch 200 Thermisch 1.170	aktuell < 200 Perspektivisch: 50

Die in Tabelle 4 aufgeführten Verfahren sind durchweg diskontinuierliche Verfahren d.h. für Arbeits- und Regenerationsphasen stehen getrennte Anlagenteile zur Verfügung. Die Wechselzeit wird von Global Thermostat mit 15 Minuten.

Aus dem Vergleich der Daten in Tabelle 4 geht hervor, dass

- die Kosten pro t CO₂ bei DAC sehr stark variieren; sie liegen derzeit im Bereich 200 – 800 US\$/t CO₂, nach DENA liegen die derzeitigen Abscheidungskosten bei 540 €/t CO₂ und bei HT-Anlagen mit einem Strombedarf von 366 kWh/t CO₂ und einem thermischen Bedarf von 5,2,5 GJ/t CO₂ und es ist noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand notwendig, eine Kostenreduktion zu erzielen,¹⁶
- die perspektivischen Kosten von 50 US\$/t CO₂ z.B. bei Global Thermostat, wahrscheinlich zu optimistisch sind,
- die von verschiedenen Unternehmen prognostizierten Kosten unterhalb von 100 \$/t CO₂ sicher erst in voraussichtlich 20 Jahren erreicht werden, sofern der elektrische Strom billig bleibt und Kostensenkungen durch Skaleneffekte und

¹⁶ Vgl. Dena, 2021, S. 8; Block, 2022.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Removal: Direct Air Capture (DAC)

Integration in die thermischen Prozesse einer Anlage gelingen.¹⁷

Diese Kostenentwicklung wurde von Dr. H.J. Wernicke im Jahr 2021 abgeschätzt und ist in Abbildung 4 dargestellt.

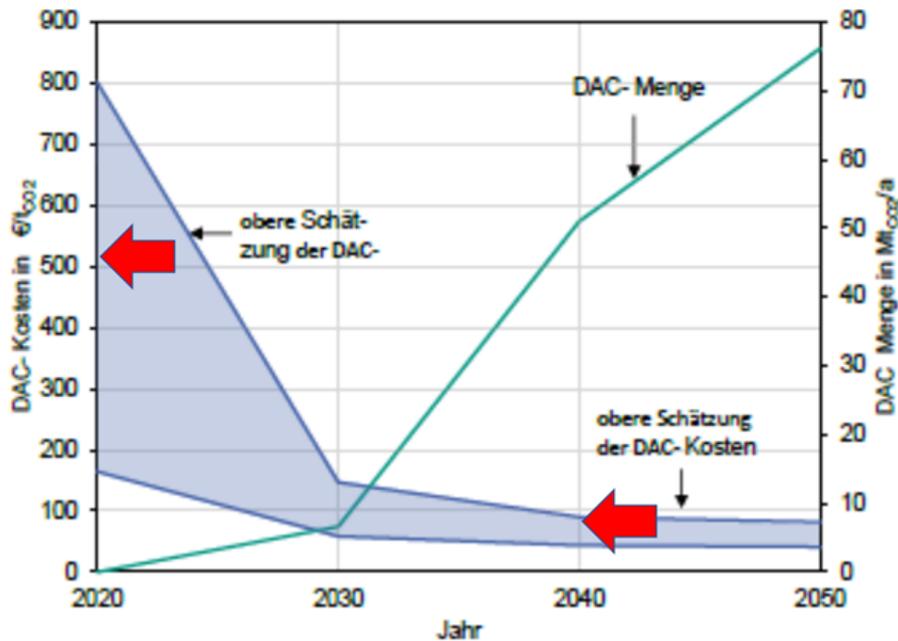


Abbildung 4: Entwicklung der DAC-Kosten in den nächsten Jahrzehnten.

Quelle: GES-interne Kommunikation H.J. Wernicke (2021b), F.J. Radermacher.

Für DAC-Anlagen nennt DENA (2021) Kosten und prognostiziert deren Entwicklung wie in Abbildung 5 dargestellt. Um im Jahr 2040 einen Wert von ca. 100 €/t CO₂ erreichen zu können, sind noch erhebliche Kostensenkungen zu erzielen!

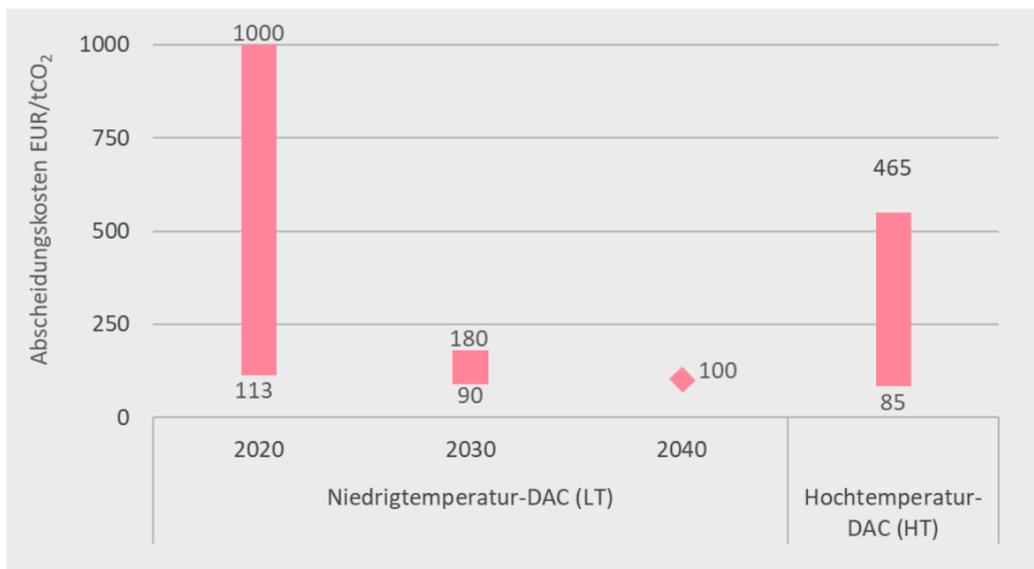


Abbildung 5: Abscheidungskosten DAC unter Verwendung verschiedener Quellen; Quelle: DENA, 2021.

¹⁷ Vgl. GES-interne Kommunikation Dr. Wernicke, 2021a, Prof. Radermacher.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Removal: Direct Air Capture (DAC)

Da bei DAC die Investitionskosten ca. $\frac{2}{3}$ der Abscheidungskosten ausmachen, trägt die Reduzierung des Investments erheblich dazu bei, das Ziel von 100 €/t CO₂ zu erreichen. Im Bereich der Betriebskosten ist es die Betriebslaufzeit, deren Erhöhung die Abscheidungskosten verringert. Selbstverständlich beeinflusst der Strompreis die Abscheidungskosten erheblich. DENA (2021) zitiert eine Modellrechnung von Prognos, die die Beiträge zur Verringerung der Abscheidungskosten beispielhaft in Abbildung 6 darstellt.

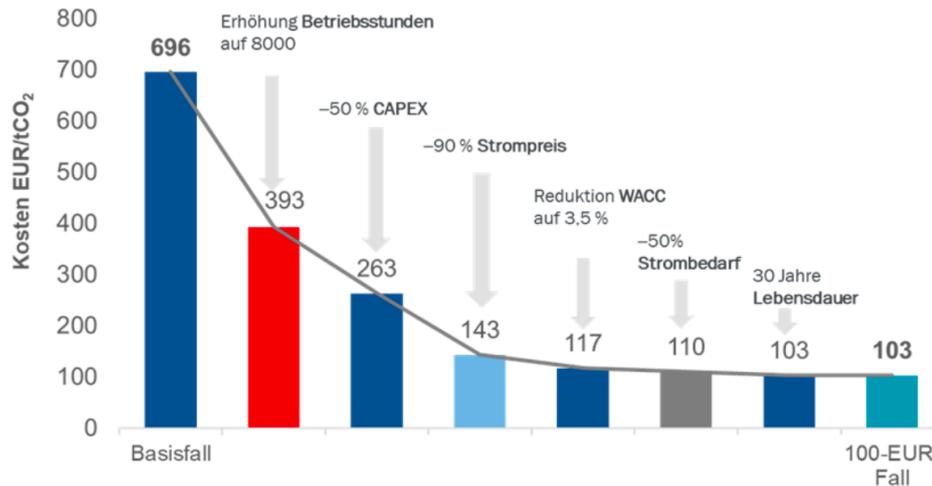


Abbildung 6: Voraussetzungen für die Reduktion der Abscheidungskosten auf 100 €/t CO₂.

Quelle: DENA, 2021, S. 34.

Für DAC-Anlagen mit flüssigen und festen Sorbenten wurden Opex und Capex von McQueen et al. (2020) berechnet und auch Sonderfälle, dass geothermische Energie und nukleare Energie genutzt werden können, wurden hierbei berücksichtigt.¹⁸ Das Ergebnis für Anlagen mit 100 kt CO₂/a wird in Abbildung 7 dargestellt.

- CAPEX: Anlagen, die geothermische Energie nutzen, sind (nur) 6 % teurer in der Errichtung als eine Referenzanlage mit konventioneller Energieversorgung; Anlagen, die Energie von Kernenergieanlagen nutzen, sind nur 1 % teurer als diese Referenzanlage.
- OPEX: es erstaunt nicht, dass der Betrieb von DAC-Anlagen mit Nutzung geothermischer Energie um 10 % kostengünstiger ist; die Nutzung von Kernenergie ist 8 % teurer als bei der Referenzanlage, da offensichtlich die Dampferzeugung hier aufwendiger ist.

¹⁸ Vgl. hierzu McQueen et al., 2020, mit verfügbaren Supplements.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Removal: Direct Air Capture (DAC)

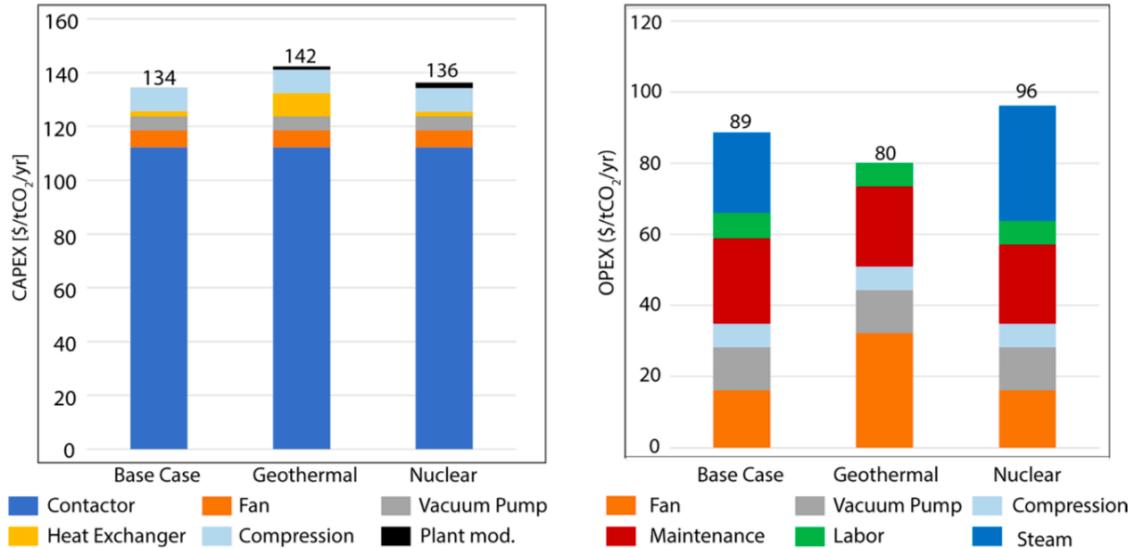


Abbildung 7: OPEX und CAPEX für DAC-Anlagen mit einer Kapazität > 0,1 Mt CO₂/a unter Berücksichtigung der Nutzung verschiedener Energiequellen, ohne Sequestrierung. Quelle: McQueen et al., 2020.

Die Zahlenwerte aus Tabelle 4 und Abbildung 5 wurden in der nachstehenden Abbildung zusammengefasst. Sie verdeutlicht einerseits das ambitionierte Ziel, die Verfahrenskosten bis 2050 zu verringern und andererseits die relativ großen Streuungen bei der Angabe der Verfahrenskosten.

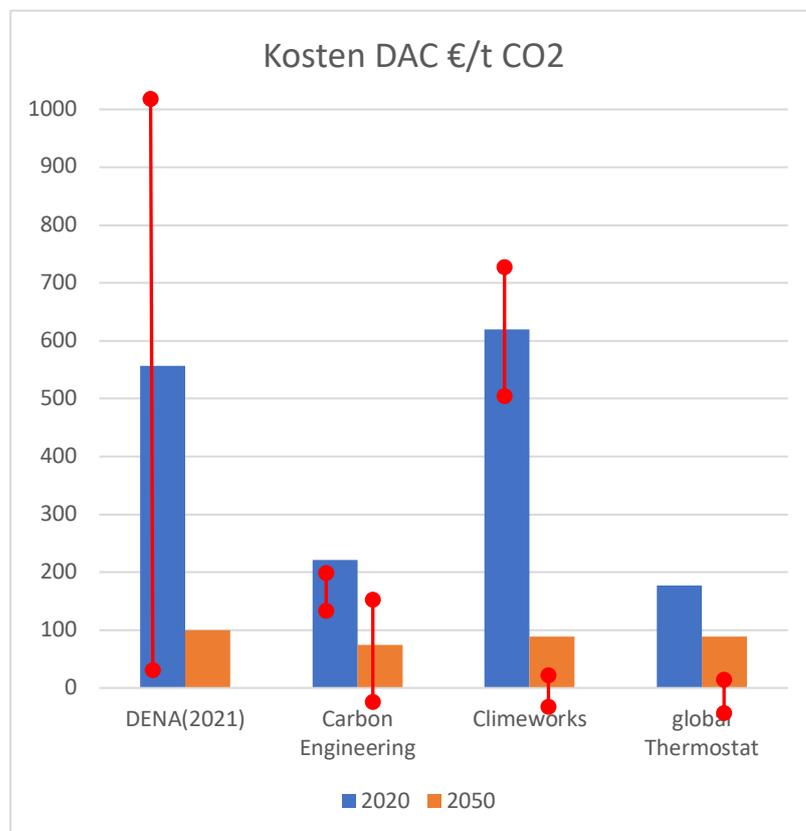


Abbildung 8: aktuelle und perspektivische DAC-Kosten aus verschiedenen Quellen (siehe Tabelle 4 und Abbildung 5) mit Streubereichen.

1.2.2. Gegenüberstellung zweier DAC-Verfahren mit Hilfe von LCA

Exemplarisch wird nachstehend der Vergleich zweier Verfahren zum DAC mit Hilfe von LCA (Life Cycle Assessment) dargestellt. Der Aussage von Madhu et al. (2021) folgend sind nur diese zwei Verfahrensgruppen derzeit hinreichend einsatzfähig und dokumentiert: das „High Temperature aqueous solution“ (kurz: HT Aq) und das „Low temperature solid sorbant“ oder auch TSA (Temperature Swing Adsorber) Verfahren.

Bei einem Vergleich von Verfahren sollte nicht nur auf wenige, sicherlich sehr interessante Kenngrößen wie z.B. Energieverbrauch pro abgefangener Menge CO₂ geachtet werden, sondern das gesamte Umfeld der Umweltbeeinflussung betrachtet werden wie dies in einem Life-Cycle-Assessment (LCA) geschieht. Im nachstehend beschriebenen Vergleich der genannten Verfahren werden folgenden Kriterien untersucht:

- Klimaänderung
- Verwendung fossiler Brennstoffe
- Verwendung von Metall
- Bildung von lungengängigen Teilchen
- Wasserverbrauch
- Landverbrauch

In der LCA werden für die zahlreichen veränderlichen Parameter nicht nur ein ‚worst case‘ und ein ‚best case‘ betrachtet, sondern mit Hilfe einer Monte-Carlo-Simulation die wahrscheinlichsten Ergebnisse in einer Sensitivitätsanalyse betrachtet. So wird z.B. der Wirkungsgrad CCE (Carbon Capture Efficiency) variiert, der bei HT-Aq Werte zwischen 25 % und 47 % annimmt, die Lebensdauer der Anlagen liegt zwischen 15 und 22 Jahren.

HighTemperature Aqueous solution DAC

Eine Anlage, die nach dem Verfahren in Abbildung 15 auf S. 39 arbeitet, besteht aus vier Teilen:

- 1) *Air Contactor*: hier reagiert das in der Luft enthaltene CO₂ mit einem starken Hydroxid (KOH oder NaOH) und bilden ein Carbonat.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Removal: Direct Air Capture (DAC)

- 2) *Causticiser*: In der Kaustifizieranlage gibt das aus dem Hydroxid gebildete Carbonat die CO₂-Gruppe an Calcium-Hydroxid ab und bildet Calciumcarbonat CaCO₃.
- 3) Im *Calciner* wird dem Calciumcarbonat unter Einwirkung von Wärme das CO₂ wieder ausgetrieben und es entsteht Kalk (CaO).
- 4) Im *Slaker* (Kalklöscher) wird der Kalk wieder in Ca(OH)₂ umgewandelt und kann in einem Kreisprozess geführt werden.

TSA DAC Temperature Swing Adsorber DAC

Zur Absorption von CO₂ wird ein Polyamin (Polyethyleneimide) eingesetzt,¹⁹ das bei Kontakt mit CO₂ die R-NH₂-Gruppen des Amins in NCOOH-Gruppen überführt und bei moderater Temperaturerhöhung und Druckerniedrigung auch wieder freigibt (siehe Abbildung 9). Da hierfür nur Temperaturen von ca. 120°C benötigt werden, kann die Rückgewinnung von Wärme auf bis zu 90 % gesteigert werden, wenn vorhandene Rest-Prozesswärme genutzt werden kann. Bei TSA können für den Wärmebedarf flexibel lokal vorhandene Wärmequellen genutzt werden oder durch elektrische Energie mit Einsatz von Wärmepumpen ersetzt werden.²⁰

Beide Verfahren werden einer Life Cycle Analysis unterworfen und ein Scale-Up auf Anlagengrößen von 1 Gt CO₂/a wurde durchgeführt. Die Ergebnisse sind auszugsweise in Tabelle 5 dargestellt. Bemerkenswert ist hierbei, dass bei „HT Aq“ etwa 0,58 t CO₂e für jede abgefangene t CO₂ emittiert werden und bei TSA sind dies nur 0,3 t CO₂e.

Das Ergebnis des Vergleichs zwischen ‚HT Aq‘ und TSA in den oben genannten sechs Bereichen ist in Abbildung 10 dargestellt. Die Abszisse wird für verschiedene Werte verwendet und hat nur den Zweck aufzuzeigen, wie groß die Variation der Werte sein kann, wenn die Parameter der Modelle zwischen best und worst case verändert werden. Innerhalb der sechs Gruppen ist aber erkennbar, dass TSA in allen Bereichen deutliche Vorteile gegenüber HT Aq aufweist. Die Autoren der LCA fassen zusammen:

“TSA -DAC outperforms HT-Aq -DAC by a factor of 1.3 – 10 in all environmental impact categories studied.”²¹

¹⁹ Polyethyleneimine, Mw 600 (bPEI 600) ist ein stark verzweigtes, flüssiges, wasserlösliches Polyamin mit hoher kationischer Ladungsdichte (Vgl. Wikipedia, o. J.). Kosten: ca 500 US\$/kg (Quelle: <https://www.polysciences.com/default/polyethylenimine-branched-bpei-600>)

²⁰ Vgl. DENA, 2021, S. 31.

²¹ Vgl. Madhu et al., 2021, supplementary databases of LCA.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Removal: Direct Air Capture (DAC)

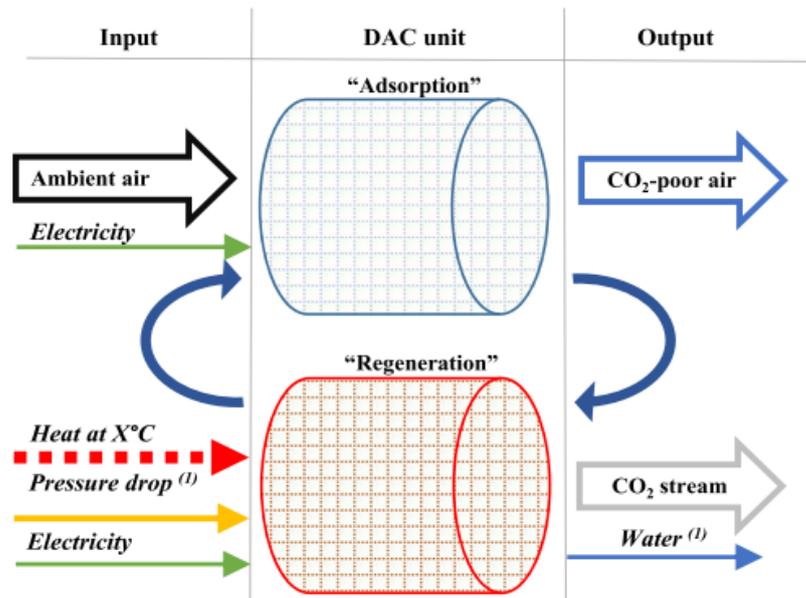


Abbildung 9: Funktionsweise eines Temperature Swing Adsorbers (TSA).

Quelle: Madhu et al., 2021.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Removal: Direct Air Capture (DAC)

Tabelle 5: Gegenüberstellung von einigen Kenngrößen bei HT-Aq und TSA.

Quelle: Madhu et al., 2021 [Veröffentlichung und Supplementary Information sowie weitere Datenblätter]; Block & Viebahn, 2022.

	HT Aq	TSA
Temperaturbereich	850 - 900 °C	20 – 120 °C
Energieverbrauch GJ/kg CO ₂	5,1 – 8,1	5 – 7,5
Wasserverbrauch t _{H₂O} /tCO ₂ nach Block & Viebahn (2022)	4,7	-0,2 bis -2 (Erzeugung)
CCE carbon capture efficiency	10 % – 90 %, nach de Jonge ²² 50 % – 90 % nach Liu ²³	85,4 % – 93,1 % nach Climeworks ²⁴ 88 % – 95 % ²⁵
Emission von t CO _{2e} / t CO ₂ captured	0,58 (+0,2/-0,03)	0,3 (+0,02/-0,009)
Landverbrauch: (/10 ⁻³ m ² a) oder in m ² /tCO ₂ nach Block & Viebahn (2022)	435,7 0,04	112,1 0,26
Metallverbrauch in kg Fe	194,7	18,4
Carbon efficiency (GHG emissions/t CO ₂)	73 %	86 %
elektr. Energie gesamt (kWh/t CO ₂)	337 – 449	130 – 350,
Wärme gesamt (GJ/t CO ₂) ²⁶	4,05 – 4,47 [1125 – 1241 kWh]	2,3 – 6,2 [639 – 1722 kWh]
Verhältnis Wärme/Elektrische Energie	3,3 – 2,8	4,9
Wärmerückgewinnungsrate		90 % – 10 %

In der Studie KNDE2045 wird das Abfangen von 20 Mt CO₂/a aus der Luft mit anschließendem Verpressen (DACCS) modellhaft mit einem Niedertemperaturverfahren für verschiedene Standorte, d.h. unterschiedlicher Energieversorgung durch z.B. Windanlagen und/oder PV-Anlagen und Nutzung der Abwärme von Elektrolyseuren gerechnet.²⁷ Ziel ist die Reduktion der CO₂-Emissionen im Jahr 2045 um 95 %. Das hierbei produzierte Wasser kann in den Elektrolyseuren zur Produktion von Wasserstoff eingesetzt werden.

²² Vgl. de Jonge et al., 2019.

²³ Vgl. Liu et al., 2020.

²⁴ Vgl. Climeworks für die Demonstrationsanlage mit 4 kt CO₂/a.

²⁵ Vgl. Climeworks für 1 Mt CO₂/a.

²⁶ 80 % der thermischen Wärme werden für den Absorptionsprozess benötigt, 20 % der elektrischen Energie werden für den Betrieb der Ventilatoren eingesetzt, vgl. McQueen et al., 2020.

²⁷ Vgl. KNDE2045, 2021.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: Oxyfuelverfahren, Pre- und Post-Combustion

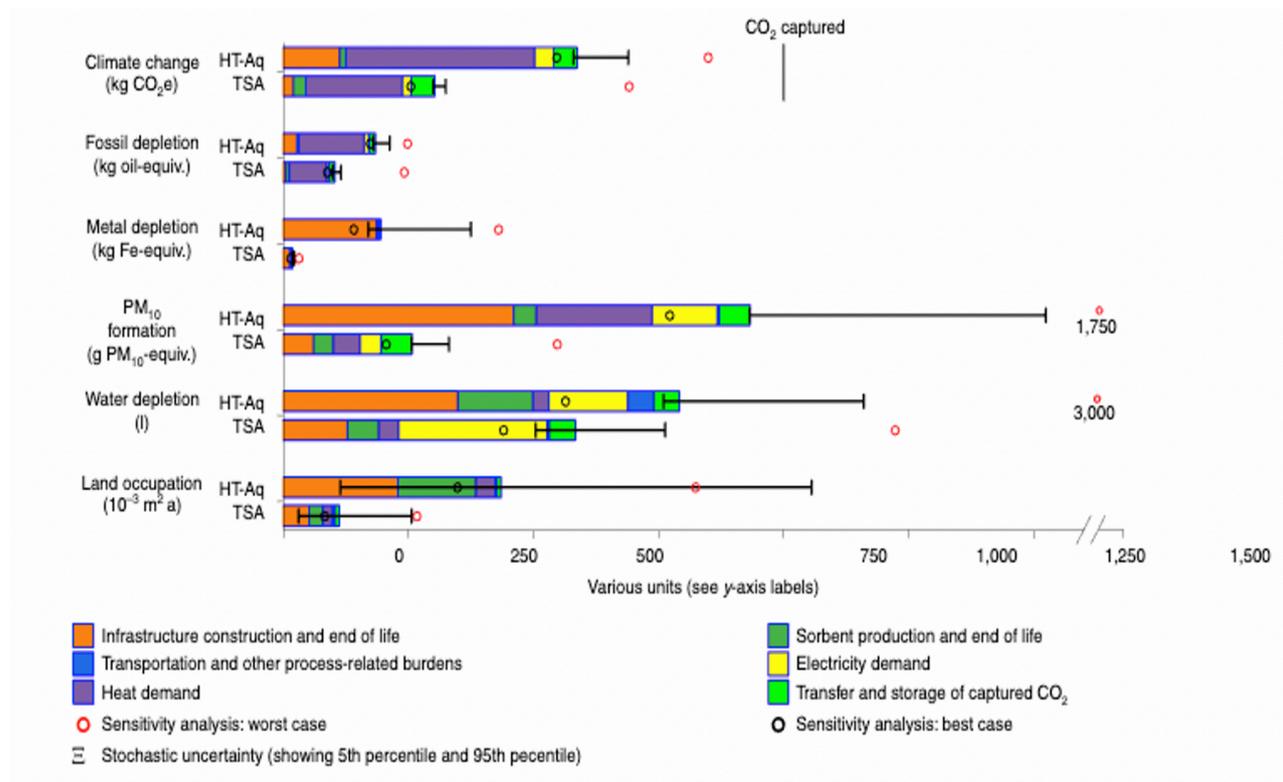


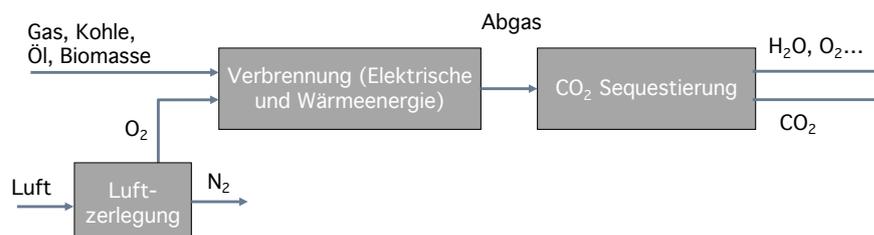
Abbildung 10: Ergebnisse der Life-Cycle-Analysis (LCA) für HT Aq und TSA.

Quelle: Madhu et al., 2021.

1.3. Reduction: Oxyfuelverfahren, Pre- und Post-Combustion

1.3.1. Oxy-Fuel-Verfahren

Im Oxy-Fuel-Verfahren werden die Brennstoffe nicht mit Umgebungsluft, sondern mit reinem Sauerstoff verbrannt. Das führt einerseits zur Erhöhung der Verbrennungstemperatur aber insbesondere auch dazu, den CO₂-Partialdruck im Abgas zu erhöhen. Eine Faustregel beim CO₂-Abfangen besagt, dass die Investkosten abnehmen, wenn der CO₂-Partialdruck zunimmt.



Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: Oxyfuel-Verfahren, Pre- und Post-Combustion

Abbildung 11: Schematische Darstellung der Oxy-Fuel-Verbrennung. Quelle: Autor

Da sich bei Oxy-Fuel im Abgas im Wesentlichen nur noch CO₂ und H₂O-Dampf befinden – bei der Verbrennung von Methan würde sich der Partialdruck im Abgas von etwa 9 % auf 33 % erhöhen – ist die Gewinnung eines reinen CO₂-Stroms technisch einfacher als bei Verbrennung mit Luft. Nachteilig ist, dass zur Erzeugung von reinem Sauerstoff z.B. eine kryogene Luftzerlegungsanlage vorhanden sein muss.

Bei der Chemical Looping Combustion (CLC) wird ebenfalls das Durchschleusen von Stickstoff durch den Verbrennungsprozess dadurch vermieden, dass in einem doppelten fluidisierten Bett (double fluidized bed) mit Metalloxiden einerseits das Metall im Oxidizer in einem Strom aus Luft und Wasserdampf oxidiert wird und andererseits den Sauerstoff im Reducer an das Brenngasgemisch wieder abgibt.

Bei nur 4 % der in o.g. Auflistung von CCS-Anlagen⁷ wird dieses Verfahren eingesetzt.

Der notwendige Energieeinsatz bei der kryogenen Gewinnung von Sauerstoff verringert den Kraftwerkswirkungsgrad um etwa 7 %.³

1.3.2. Kostenentwicklung beim Oxy-Fuel-Verfahren

Die Erwartungen an die Kostenentwicklung beim Oxy-Fuel-Verfahren aus chinesischer Sicht sind in Abbildung 12 dargestellt. Es wird erwartet, dass in China die aktuellen Kosten von etwa 37 ± 5 €/t CO₂ in den nächsten 20 Jahren auf 23 ± 2 €/t CO₂ fallen werden.

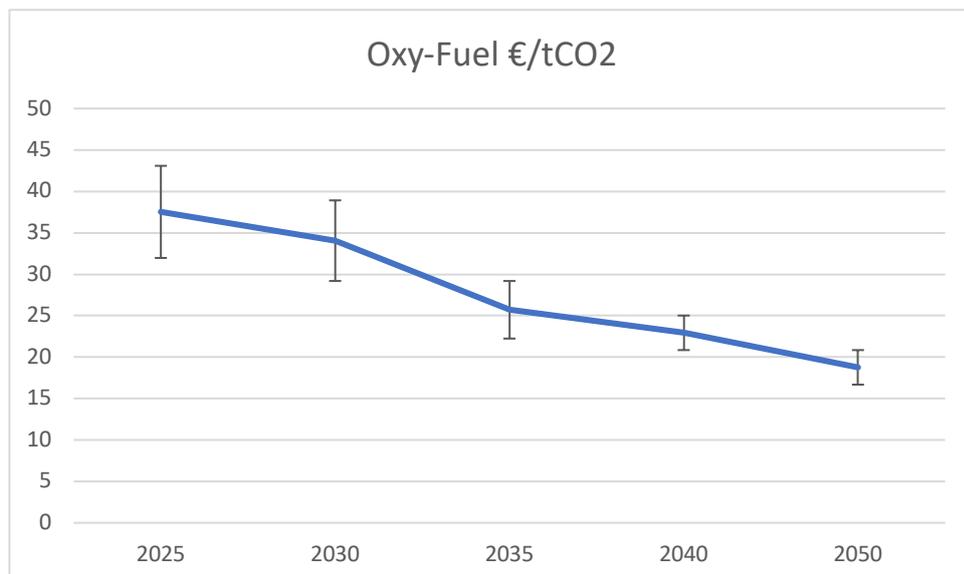


Abbildung 12: Chinesische Sicht auf die Kostenentwicklung von Oxy-Fuel Verfahren.

Quelle: überarbeitete Werte von Qi, 2021.

Eine Diskussion der Kostenauswirkung des Einsatzes von Oxy-Fuel bei der Stromerzeugung in Kraftwerken erfolgt im Abschnitt 2.8.3.

1.3.3. CO₂-Reduktion durch Pre-Combustion

Das Prinzip der Pre-Combustion wird in der nachstehenden Abbildung dargestellt.

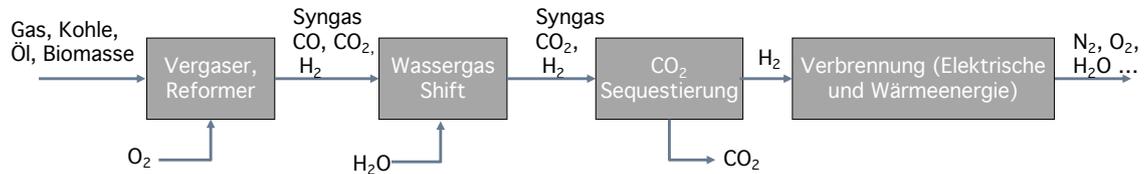


Abbildung 13: Prinzip Pre-Combustion mit den Prozessschritten Vergasung zur Erzeugung von Syngas und der Konditionierung von Syngas. Quelle: Autor

Wenn der Brennstoff nicht schon als Gas vorliegt, dann wird er im Vergaser in die Gasphase überführt. Im produzierten Syngas, das sicher die Spezies CO, CO₂ und H₂ enthält, wird der CO₂-Partialdruck durch die Wassergas-Shift-Reaktion erhöht. Nach einer Reinigung des Syngases (Abscheiden von Staub, NO_x und Schwefel) kann das Abscheiden von CO₂ technisch einfacher und kostengünstiger als bei der Post-Combustion durchgeführt werden.

Das Brenngas wird durch Abscheiden von CO₂ aus dem Gas und ggf. der Konvertierung des CO zu CO₂ (Wassergas-Shift-Reaktion) vor dem Verbrennen aufbereitet, sodass der nachfolgende wasserstoffbefeuerte Verbrennungsprozess in einem Gas- und Dampfturbinen-Prozess (GuD) zur Erzeugung elektrischer Energie nahezu CO₂-frei erfolgen kann. Die CO₂-Abscheidung erfolgt mit Hilfe von physikalischen Lösungsmitteln.

Dadurch dass der Partialdruck von CO₂ im Syngas nach der Wassergas-Shift-Reaktion ggü. der Post-Combustion erhöht ist, werden die Kosten der Sequestrierung gesenkt. Das Abgas nach der Verbrennung ist frei von klimaschädigenden Bestandteilen wie z.B. CO₂.

Die Frage, ob die Kosten zum Bau und Betrieb der notwendigen verfahrenstechnischen Anlagen für Pre-Combustion „sich rechnen“, muss an dieser Stelle unbeantwortet bleiben, da der Autor der Zahlen keine getrennten Angaben zu CAPEX und OPEX macht.

Abbildung 14 zeigt aktuelle und prognostizierte Kosten für Pre-Combustion in China. Der Plan ist, die aktuellen Kosten bis 2050 mehr als zu halbieren.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

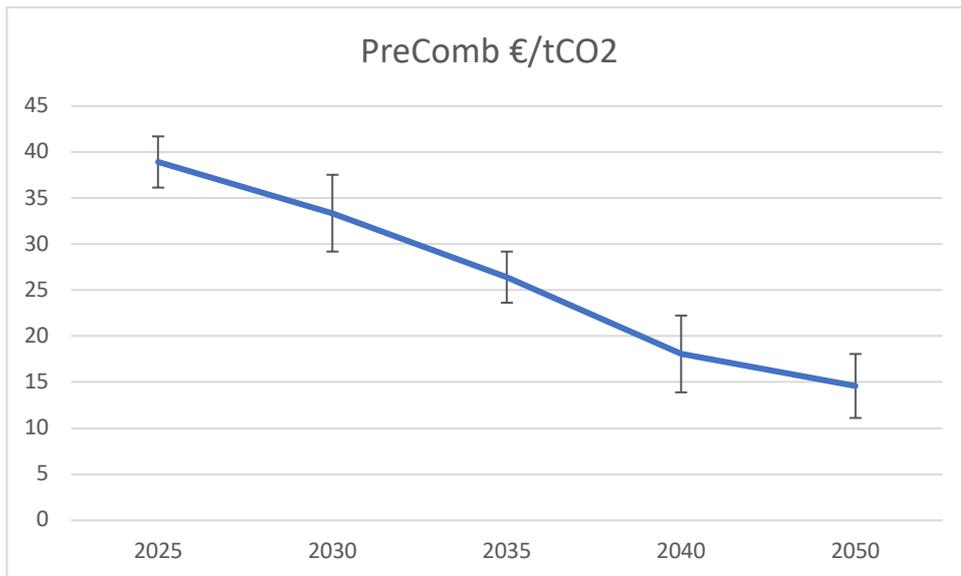


Abbildung 14: Chinesische Sicht auf die Kostenentwicklung bei Pre-Combustion-Verfahren.

Quelle: überarbeitete Daten von Qi, 2021.

1.3.4. CO₂-Reduktion durch Post-Combustion

Verfahrensübersicht und deren TRL

Nachfolgend eine kurze Beschreibung der technischen Verfahren, die zum Abfangen von CO₂ aus Gasströmen eingesetzt werden. Es wird eine Übersicht über die Verfahren gegeben.

Allgemein kann vorab bemerkt werden, dass der Einsatz von Absorptionsverfahren z.B. in der Kraftwerkstechnik einen Wirkungsgradverlust von 10 % – 20 % zur Folge haben kann. Beim Carbonate Looping (siehe unten) scheinen sich die Wirkungsgradverluste auf 6 % – 8 % zu belaufen.²⁸ Dies hat Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

Nach Einschätzung von McKinsey befanden sich 2008 die Verfahren zur Abscheidung von CO₂ in teilweise noch sehr frühen Entwicklungsstadien²⁹ – und sind es nach Einschätzung von J. Massey (2021) immer noch³⁰ – und nur Verfahren zur Verpressung und zum Transport von CO₂ werden als kommerziell verfügbar eingestuft (siehe Abbildung 45 im Anhang S. 78). Die Einstellung wird durch die TRL-Einstufung der Verfahren durch NASA (2019) nicht unbedingt mitgetragen (vgl. auch

Tabelle 6 auf Seite 42).

²⁸ Vgl. VDI Statusreport, 2021.

²⁹ Vgl. McKinsey, 2008.

³⁰ Vgl. Massey, 2021.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

Die Einschätzung ist durchaus kontrovers, da einerseits vom Standpunkt der Technik die Verfahren zufriedenstellend arbeiten, andererseits vom ökonomischen Standpunkt die Kosten für deren Einsatz noch deutlich zu hoch sind und daher ihre zahlreiche Realisierung gehemmt wird.

Bei der nachstehenden Auflistung von Entnahmeverfahren ist zu berücksichtigen, dass deren Einsatz Bedingungen an die Konditionierung der Abgase stellen, weil sich sonst z.B. die adsorbierenden Lückenvolumen wie beim Zeolith zusetzen oder die chemischen Substanzen zur Absorption vergiftet werden. D.h. teilweise werden zusätzlich für Entstaubung oder Wäschen weitere Kosten fällig, die in den einzelnen Kostenangaben teilweise nicht enthalten sind.

1. **TSA Temperature Swing Adsorbers:** Im bereits oben genannten ORCA-Projekt setzt die Firma Climeworks auf einer Kontaktfläche Amine ein, um CO₂ zu adsorbieren. Im Regenerierungszyklus wird CO₂ durch Aufheizen des Adsorbers freigesetzt und abgefangen.

Climeworks hat bereits in 2014 in Dresden in Partnerschaft mit Audi und Sunfire eine Pilotanlage zur Produktion von eFuels (1.000 l Kerosin/Tag) gebaut.

Bei großen Anlagen erwartet das Unternehmen für einen Standort in Marokko Kosten im Bereich von 70 €/t CO₂ (LT-System Climeworks) und 90 €/t CO₂ (HT-System Carbon Engineering) (siehe auch GES-interne Kommunikation Wernicke, HW (2021b)).

Eine anderes Unternehmen (Global Thermostat, NY USA), das Anlagen der Kategorie LT DAC baut, hat angekündigt, dass Kosten von 11 – 38 €/t CO₂ zukünftig realisierbar seien. In Anbetracht, dass die Kosten weit entfernt von denen anderer Anbieter sind, erscheint die Ankündigung von Global Thermostat als eher unrealistisch.

Niedertemperaturverfahren haben den Vorteil, dass der Wärmeanteil der erforderlichen Energie von Prozesswärme, die im Unternehmen vorhanden und ggf. überschüssig ist, weiterverwendet werden kann.

2. **Carbonate Looping** (oder Calcium Looping, siehe Abbildung 15): Nutzung der reversiblen, exothermen Karbonisierung von CaO bei hohen Temperaturen zusammen mit der endothermen Kalzinierung des Carbonats CaCO₃. Auch wenn das Verfahren Nachteile beim Wirkungsgrad gegenüber dem von Carbon Engineering eingesetzten Verfahren hat, liegen die Vorteile des Carbonate Loopings in seiner Einfachheit und der Tatsache, dass die Absorptionswärme der

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

Karbonisierung in einem Kraftwerk genutzt werden kann. Das bei der Zement- und Kalkherstellung eingesetzte Verfahren, bei dem ein Teilstrom des gebrannten Kalks zur CO₂-Bindung verwendet wird, hat den Vorteil, leicht in bestehenden Anlagen nachgerüstet werden zu können.³¹

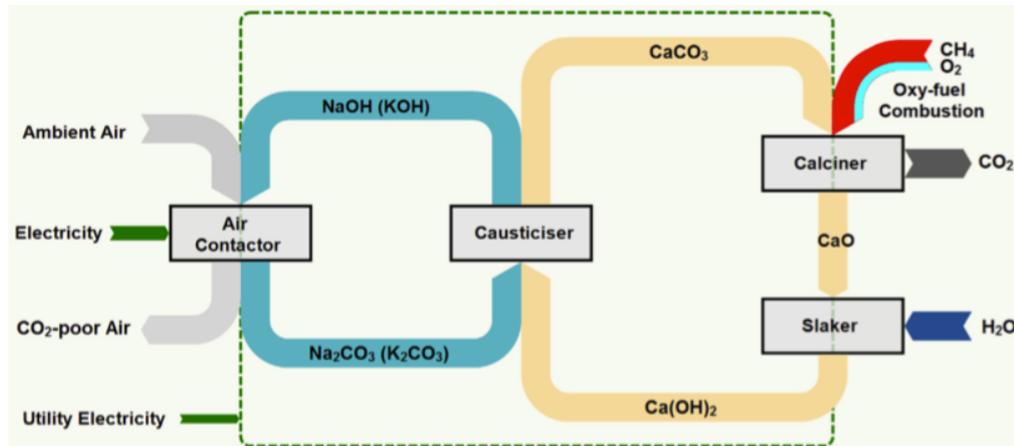


Abbildung 15: Verfahren „Carbonate Looping“ nach Carbon Engineering zum Abfangen von CO₂ in einer wässrigen Lösung von NaOH und KOH.

Quelle: Fasihi et al., 2019.

- Wäsche in wässrigen Lösungen:** Für die Wäsche eignen sich verschiedene Lösungen in verschiedenen Verfahren, die schon für die Aufbereitung von Gas z.B. in der Petro- und Stahlindustrie bekannt sind.

Carbon Engineering, ein Unternehmen aus Kanada, das von der Bill Gates Stiftung unterstützt wird, setzt für das Abfangen von CO₂ ein mehrstufiges Hochtemperaturverfahren mit Kali- oder Natronlauge ein (siehe Abbildung 15), das in der letzten Entwicklungsstufe nur noch elektrische Energie und keine zusätzliche Energie aus der Verbrennung von Methan benötigt.

Beim Benfield-Verfahren wird Pottasche (K₂CO₃) zur Reduktion von CO₂ eingesetzt.

Eine der weltweit größten CO₂-Wäschen in Verbindung mit einem Kraftwerk wird in Shady Point (Oklahoma, USA) betrieben. Das ausgewaschene CO₂ (ca. 800 t/Tag = 15 % der Gesamtmenge) wird der Lebensmittelindustrie nur Nutzung in Gewächshäusern zur Verfügung gestellt.

Zur Wäsche werden entweder Monoethanolamine (MEA) oder auch Diethanolamin (DEA) oder auch Ammoniak („chilled ammonia“-Verfahren) verwendet. Das Lösungsmittel MEA zersetzt sich mit Sauerstoff und anderen Fremdstoffen wie

³¹ Vgl. GES-interne Kommunikation mit H. J. Wernicke, 2021a.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

z.B. SO_x und NO_x, wodurch sich die Betriebskosten erhöhen, da die Substanz kontinuierlich ersetzt werden muss.

Nachteilig ist weiterhin, dass der Energieaufwand für die Regenerierung des Lösungsmittels sehr hoch ist und der Raumbedarf für Post Combustion Verfahren deutlich größer als der für das Kesselhaus, was die Nachrüstung bestehender Anlagen erschweren kann. Ein Vergleich des Verfahrens mit Temperature Swing Adsorber mit Hilfe von LCA ist in Abschnitt 3.2. durchgeführt.

Die Hoffnung ist, dass durch weitere Forschungsaktivitäten der Energieeinsatz und die Degradation der Lösungsmittel verringert werden kann. Insbesondere gibt der Einsatz von sog. sterisch gehinderten oder tertiären Aminen und der Einsatz von Aktivatoren Hoffnung, diese Ziele zu erreichen.

4. **PSA** Pressure Swing Adsorber

Bei extrem trockenen und reinen Gasen wird CO₂ unter Druck in den Strukturen eines Kristalls wie z.B. Zeolith 13X (bestehend aus Al₂O₃ und SiO₂) angelagert und bei Erniedrigung des Druckes wieder freigegeben. Wichtige Kenngröße bei dieser Methode ist die CO₂/N₂ Selektivität, die nach Minh et al. (2008) derzeit bei 54 liegt und durch Weiterentwicklung des Adsorbers auf 150 gesteigert werden könnte, um so eine möglichst hohe Konzentration von CO₂ im abgefangenen Gas zu liefern. Die Kosten des Verfahrens könnten mit einem derartigen Adsorber auf 30\$/t CO₂ gesenkt werden.

5. **CCC** Cryogenic Carbon Capture: Durch Kühlung des Abgases bis auf eine Temperatur knapp oberhalb der Gefriertemperatur von CO₂ (-78,5 °C, Normaldruck) friert CO₂ in flüssiger Phase bei leichter Expansion dann aus. Abhängig von der Prozesstemperatur können verglichen mit anderen Verfahren sehr hohe Reduktionsgrade (99 % bei -135°C) bei sehr hoher Reinheit des abgefangenen CO₂ erreicht werden. Durch das Ausfrieren des CO₂ neigt eine CCC-Anlage zum Einfrieren und ist daher auch nicht einfach zu betreiben und in Betrieb zu halten.

Die Berechnungen von Prozesskosten durch Baxter et al. (2009) (siehe Abbildung 16) deuten darauf hin, dass CCC unter gewissen Bedingungen eine deutlich kostengünstigere Methode zur CO₂-Reduktion darstellt als die anderen Verfahren. Andererseits ist für den VDI der hohe Energieeinsatz und die Tatsache, dass das Verfahren nur auf konzentrierte und trockene Gasströme angewendet werden sollte, Grund genug, CCC als nicht konkurrenzfähig einzustufen.³²

³² Vgl. VDI Statusreport, 2021.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

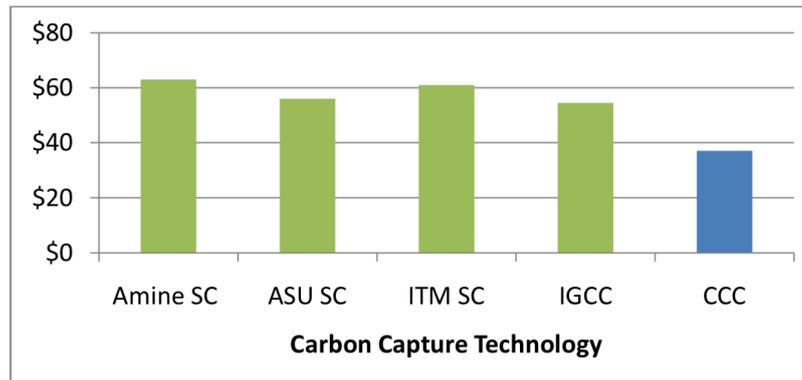


Abbildung 16: Geschätzte Kosten in US\$ pro t CO₂ für verschiedene Verfahren zur CO₂-Reduktion, Legende: Amine SC: scrubbing with amine solutions; ASU SC: air separation unit SC; ITM: ion transport membranes; IGCC: integrated gasification combined cycle; CCC: cryogenic carbon capture.

Quelle: Baxter et al., 2009.

6. **Membran-Verfahren:** Eignung bei CO₂-Konzentrationen >40 %. Aminbasierte Zellulosemembranen liefern gute Abscheidegrade und hohe Reinheit von CO₂ aus Luft.³³ Membranbasierte Verfahren eignen sich i.d.R. nicht für Rauchgase, da sich temperaturstabile Membranen, die resistent gegen die SO_x und NO_x-Anteile im Gas sind, noch in Entwicklung befinden.
7. **Direct Separation:** Die Zementindustrie erprobt LEILAC (Low Emissions Intensity Lime and Cement) in einer Demonstrationsanlage in Lixhe, Belgien. Das Neue an dem Verfahren ist, dass der Kalkstein mit einem Kalzinator gemeinsam erhitzt werden, sodass CO₂ direkt gebunden wird und nicht ins Abgas gelangt.
8. **Chilled-Ammonia-Prozess**
In der Zementindustrie wird dieses Verfahren, bei dem das Abgas in eine gekühlte Ammoniaklösung oder Ammoniumkarbonat-Lösung mit Ammoniaküberschuss) eingeleitet wird, derzeit erprobt. Im Regenerator (8–25 bar, 130°–160°C) wird das CO₂ wieder freigesetzt. Das freigesetzte CO₂ hat dabei Reinheitsgrade >99,7 %.
9. **Allam-Fetvedt Kreisprozess**
Der Prozess nutzt superkritisches CO₂ (~1.000°C, 200–300 bar) als Arbeitsfluid, dem durch Verbrennung von Erdgas mit Sauerstoff die heißen Abgase zugeführt werden, das dann eine Gasturbine antreibt. Dem zirkulierenden Gasstrom werden kontinuierlich sauberer Wasserdampf und CO₂, das direkt in eine Pipeline gegeben werden kann, entnommen.

³³ Vgl. VDI Statusreport, 2021.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

Leider gibt es zu den einzelnen Verfahren in der Literatur keine weiteren Angaben zu den Verbräuchen von elektrischen und thermischen Energien, um sie besser vergleichen und die verfahrenstechnischen Bedingungen für ihren optimalen Einsatz besser beurteilen zu können.

Year	1995	2005	2015
Thermal energy	4.2 GJ/t CO ₂	3.2 GJ/t CO ₂	2.0 GJ/t CO ₂
Power equivalent factor used	0.292 kWh/kg CO ₂ (0.25)	0.178 kWh/kg CO ₂ (0.20)	0.083 kWh/kg CO ₂ (0.15)
Power for capture	0.040 kWh/kg CO ₂	0.020 kWh/kg CO ₂	0.010 kWh/kg CO ₂
CO ₂ compressor	0.114 kWh/kg CO ₂	0.108 kWh/kg CO ₂	0.103 kWh/kg CO ₂
Total	0.446 kWh/kg CO₂	0.306 kWh/kg CO₂	0.196 kWh/kg CO₂

Note: The Power equivalent factor used refers to the electric efficiency at which the thermal energy needed for capturing CO₂ could be used for power generation. There is considerable debate about these trends in the scientific community, and the trends shown here depend on some step-changes in the technology.

Source: Feron, 2006.

Abbildung 17: Erwarteter Performancetrend der bei Carbon Capture benötigten Energie.

Quelle: IEA, 2008a, S. 50.

Tabelle 6: Technical Readiness Level ausgewählter Verfahren.

Quelle: Nasa, 2019.

Technology	2014 TRL	2017 TRL
Post-Combustion Processes		
Conventional Solvents	9	9
Improved Conventional Solvents	6-8	6-8
Encapsulated Solvents	1	2-3
Precipitating Solvents	4-5	4-5
Biphasic Solvents	4	4
Ionic Liquids	1	1
Algae Based Capture	1	3
Polymeric Membranes	6	6
Polymeric Membranes / Cryogenic Separation Hybrid	6	6
Room Temperature Ionic Liquid (RTIL) Membranes	2	2
Vacuum Pressure Swing Adsorption (VPSA)	3	3
Temperature Swing Adsorption (TSA)	1	7
Molecularly Imprinted Polymer Particle CO ₂ Sorbents *	-	1-2
Enzyme Catalysed Adsorption	1	6
Amine Catalysed Adsorption *	-	6
Electrochemically Mediated Adsorption	1	1
Mineral Carbonation *	-	5
Cryogenic Capture	3	4
Supersonic Inertia Capture	1	3

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

Pre-Combustion Processes		
Conventional Solvents for Natural Gas Treating	9	9
Conventional Solvents for Hydrogen Purification *	-	9
Gas Separation Membranes for Natural Gas Treating *	-	8
Gas Separation Membranes	5	5
Physical Separation	2	7

Technology	2014 TRL	2017 TRL
Pressure Swing Adsorption *	-	9
Vacuum Swing Adsorption *	-	8
Low Temperature Separation of CO ₂ from Natural Gas *	-	7
Low Temperature Separation of syngas	2	2
Oxy-combustion Processes		
Oxy-fired Circulating Fluid Bed Boiler (coal)	7	7
Oxy-fired Pulverised Coal Boiler	7	7
Oxy-combustion Flue Gas Purification Units	5-6	5-6
Oxy-fired Gas Turbine Cycles (Allam Cycle)	2	7
Oxy-fired Gas Turbine Cycles (CES Cycle)	5	5
Oxy-fired Gas Turbine Cycles (Others)	2	2
Chemical Looping Processes		
Post-Combustion Calcium Looping	6	6-7
Sorbent-Enhanced Water Gas Shift (SEWGS)	5	5
Chemical Looping Combustion	2	6-7
Chemical Looping Combustion with Oxygen Uncoupling	1	2-3
Chemical Looping Steam Reforming	3	3
Fuel Cell Processes		
Solid Oxide Fuel Cells (SOFC)	6	6
IGFC/IRFC and SOFC based power plant with CCS	4	5
Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC) *	-	7
CCGT and MCFC based power plant with CCS *	-	5

Tabelle 6 sind die TRL von einigen Verfahren im Umfeld von Carbon Capture zu entnehmen. Die Tabelle zeigt, dass die meisten der genannten Verfahren in der Einschätzung der NASA schon einen fortgeschrittenen Entwicklungsgrad aufweisen.

1.3.5. Kosten von Verfahren zur CO₂-Entnahme

Die Kosten für die Entnahme von CO₂ variieren nicht nur in Abhängigkeit des gewählten Verfahrens, sondern auch durch die Annahme besonderer Bedingungen für die Konditionierung der Gase und natürlich auch in Abhängigkeit von der CO₂-Konzentration im Abgas. Verallgemeinert gilt in jedem Fall, dass die Kosten der Verfahren zunehmen, wenn der Partialdruck des abzuscheidenden CO₂ abnimmt. Dieser Zusammenhang ist deutlich in Abbildung 18 erkennbar.

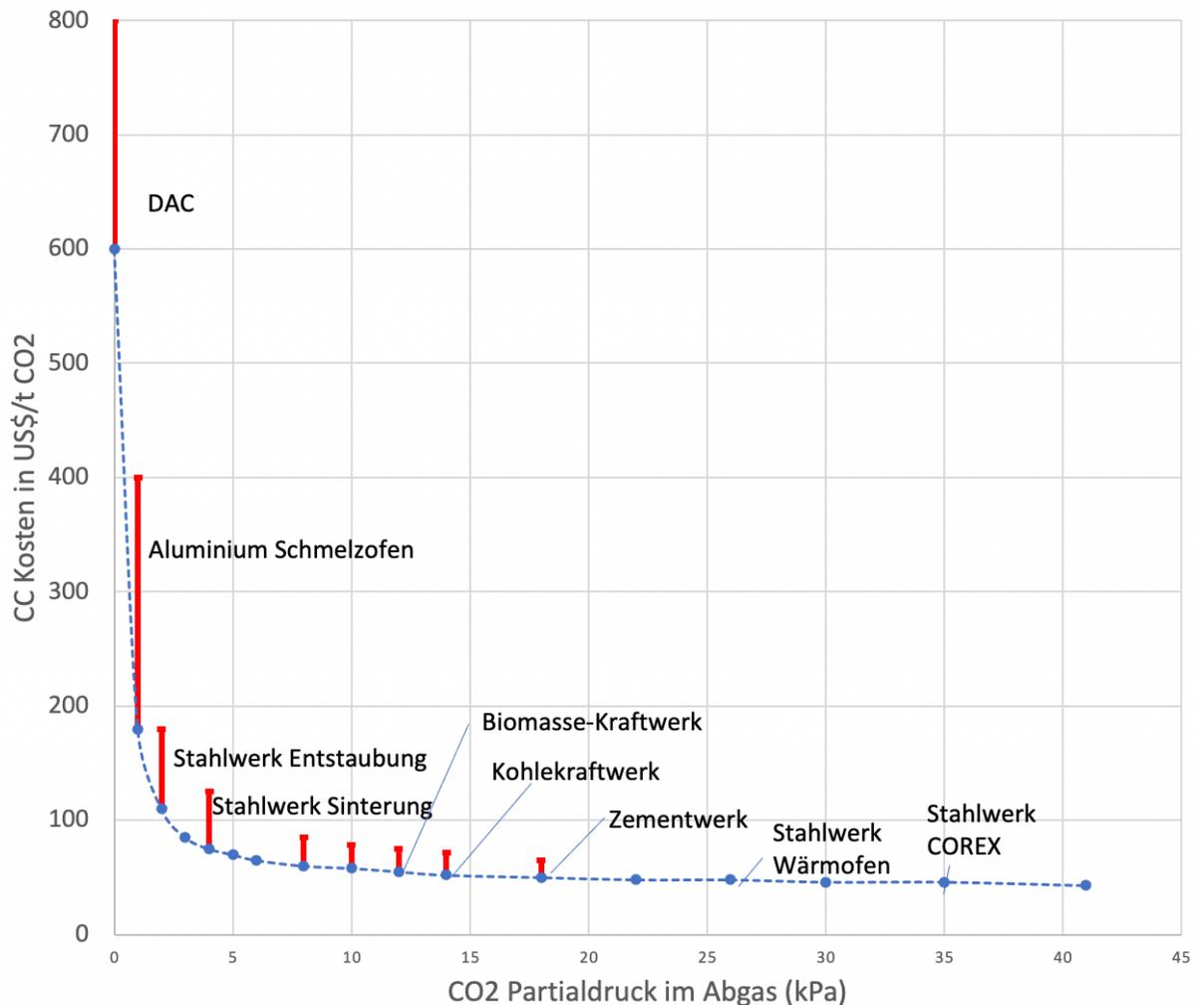


Abbildung 18: CO₂-Partialdruck und Kosten pro abgeschiedener Tonne CO₂ im industriellen Abgas.

Quelle: in Anlehnung an Massey, 2021.

Insbesondere ist das Abfangen von CO₂ aus der Luft bezogen auf die Menge des abgeschiedenen CO₂ deutlich, nämlich derzeit um bis zu Faktor 10, kostenintensiver als das Abfangen an CO₂-Punktquellen wie z.B. Kraft-, Stahl- oder Zementwerken. Die in Abbildung 18 angedeuteten Kostenunterschiede beim Abscheiden von CO₂ mit geringen Partialdrücken betreffen NICHT DAC, da hierfür die Kosten deutlich höher sind.

Tabelle 7: Übersicht verschiedener Verfahren zur CO₂-Abscheidung und deren Kosten.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

Quellen: wie in der Tabelle angegeben.

Verfahren	Hersteller	Kosten in € oder \$ pro t abgeschiedenes CO ₂	Quelle
Aminwäsche (chemische Absorption)	Climeworks	Betrieb: 75 – 113 €/t 49 \$/t	Fasihi et al. (2019) Minh et al. (2008)
HT aqueous solution	Carbon Engineering	Betrieb: 90–200 €/t	Fasihi et al. (2019) Keith et al. (2018)
Physikalische Separierung - PSA Pressure Swing Adsorber mit 13X Zeolith		57 – 82 US\$/t 51 US\$/t	Rahman (2016), p.40 Minh et al. (2008)
- Cryogenic Carbon Capture		< 40 €/t	Baxter et al. (2009)
Membrane separation		30 – 50 €/t	
CCS (siehe Kapitel 9)	SSAB Lulea Papier Zement Silicon	Skagestad et al. (2019) 28 – 45 €/t ebd S.16 41 – 54 €/t ebd S.18 50 – 80 €/t ebd S.20 125 €/t ebd S.21	Skagestad et al. (2019) ³⁴

Die in obiger Tabelle 7 zusammengestellten Kosten sind nur schwer miteinander vergleichbar, da einige Angaben die aktuellen Kosten bei z.B. Pilotanlagen beziffern, andere durch Extrapolation auf Anlagen mit größeren Kapazitäten oder mit zu erwartenden Entwicklungsfortschritten in der Zukunft ermittelt wurden. Dass Kostensenkungen grundsätzlich möglich sind, zeigt die Darstellung der Abscheidungskosten über der Zeit in nachstehender Abbildung.

³⁴ Die Berechnungen basieren auf Simulationen von MEA Aminwäsche mit Aspen Hysys. Mit Aspen In-Plant Cost Estimator wurden die Investkosten für einen hohen Entwicklungsgrad berechnet. Es wird weiterhin in einer „Partial capture rate“ von beispielsweise 85 %-96 % bei Kohlefeuerungen gerechnet, da hierbei die spezifischen Kosten minimal sind und die Emissionspönelen gesenkt werden.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

Bei den Kosten, die von Skagestad et al. (2019) für Anlagen in verschiedenen Branchen durch Simulation gerechnet wurden, sind außerdem Transport- und Verpressungskosten mit eingerechnet.

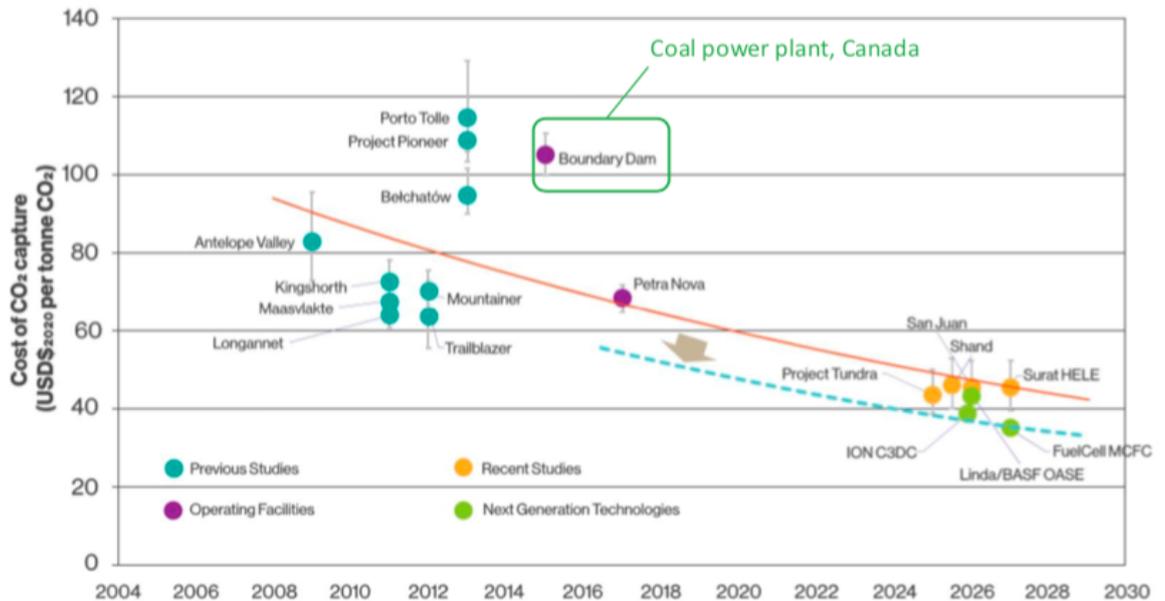


Abbildung 19: Entwicklung der CO₂-Abscheidungskosten über die Zeit.

Quelle: Massey, 2021.

Von der chinesischen Akademie der Wissenschaften wird eine ähnliche Degression der Abscheidungskosten prognostiziert. Diese Entwicklung wird in Abbildung 20 dargestellt. Unter welchen Bedingungen die absoluten Werte zu verstehen sind, wurde vom Autor der Zahlen nicht angegeben.

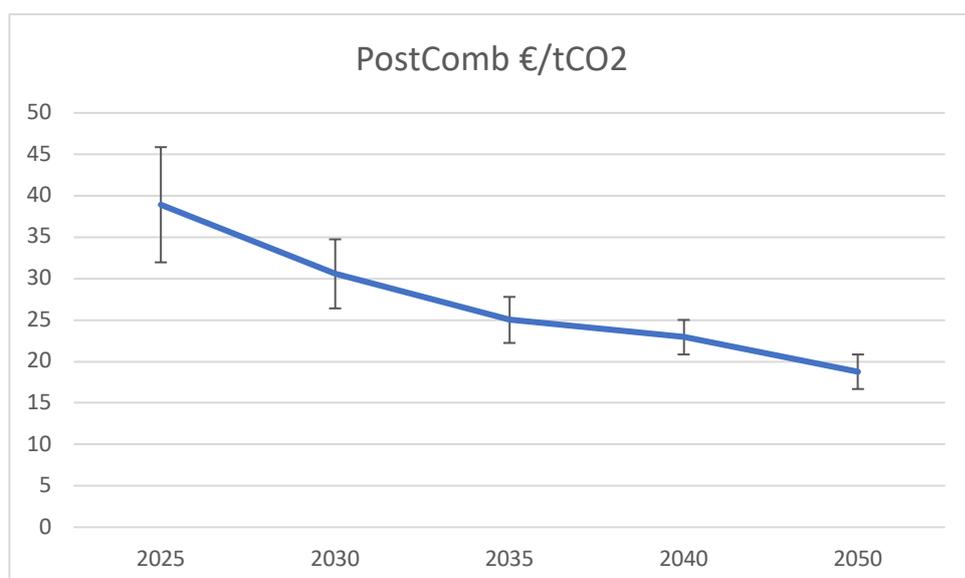


Abbildung 20: Chinesische Sicht auf die Kostenentwicklung für Post-Combustion-Verfahren.

Quelle: überarbeitete Werte von Qi, 2021.

1.3.6. Kosten der CO₂-Reduktion bei Kraftwerken

Der Einsatz aller CCS-Anlagen erfordert zusätzliche Energie und insbesondere bei Kraftwerken reduziert dies die Effizienz der Anlage.³⁵ Hierdurch entsteht eine Situation wie in Abbildung 21 dargestellt: mit CCS werden 80–90 % eines erhöhten CO₂-Ausstosses eingefangen. Da ein Kraftwerk mit CCS mehr Energie benötigt d.h. mehr Kohle oder Gas verbrennt, ist die abgefangene Menge CO₂ nicht identisch mit der vermiedenen Menge CO₂. Von den Abgasen werden 80–90 % abgefangen, sodass im Vergleich zum Referenzkraftwerk nur der Betrag „CO₂ avoided“ übrigbleibt; Die Gestehungskosten für elektrische Energie werden daher nicht nur durch die Investitionskosten einer CCS-Anlage sondern auch durch eine verringerte Effizienz des Kraftwerkes erhöht.

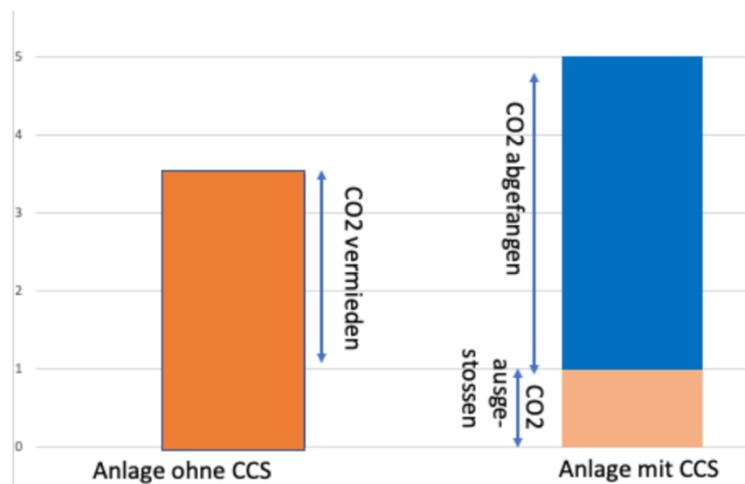


Abbildung 21: Differenz zwischen abgeschiedenem CO₂ und vermiedenem CO₂ bei Kraftwerken mit CCS.;

Quelle: Autor

Abbildung 22 zeigt die berechneten Stromgestehungskosten für den Einsatz verschiedener Brennstoffe wie Braunkohle (BK), Steinkohle (SK) und Erdgas für verschiedene Konzepte aus den Bereichen Post- und Pre-Combustion sowie Oxy-fuel. Obwohl die Kosten in Abbildung 22 nicht mehr aktuell sind, zeigt die Darstellung doch den Einfluß des Einsatzes von Oxy-Fuel und Carbon Capture auf die Stromgestehungskosten bei Einsatz verschiedener Brennstoffe.³⁶

³⁵ Vgl. Markewitz et al., 2010, S. 23.

³⁶ Vgl. Fraunhofer ISE, 2021.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

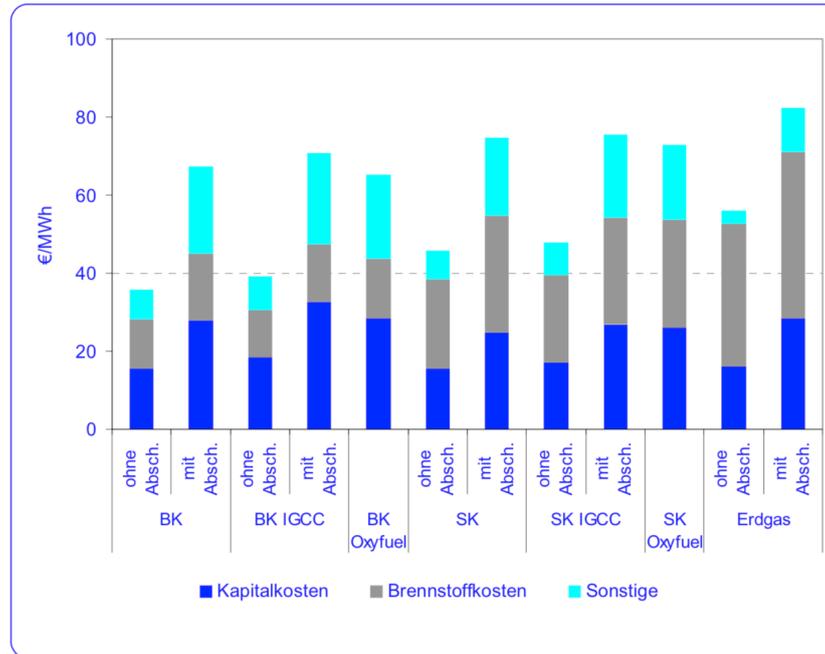


Abbildung 22: Stromgestehungskosten fossil befeuerter Kraftwerke für 2010 und Kostenstrukturen mit und ohne CO₂-Abscheidung oder Einsatz von Oxy-Fuel-Verfahren aufgeteilt nach Capex, Brennstoffkosten und Sonstige (OPEX).

Quelle: Markewitz et al., 2010, S. 53.

Für mit Erdgas betriebene Kraftwerke werden nur die Kosten für Post-Combustion-Anlagen berücksichtigt. Die Kosten wurden recherchiert und beinhalten eine Abschreibung der Anlage über 20 Jahre, Kosten für die Behandlung des CO₂ (Verdichtung, Verflüssigung), die Kosten für eine 350 km lange Pipeline und die Speicherung in einem salinen Aquifer in 1.000 m Tiefe inkl. der Monitoringkosten. Nicht enthalten sind Kosten für Zertifikate.

In Abbildung 22 ist zu erkennen, dass

- die Gestehungskosten für Strom durch den Einsatz von CCS deutlich erhöht werden (siehe BK (Braunkohle) und SK (Steinkohle) ohne und mit Abscheidung).
- Relativ geringer (47 %) erhöht CCS die Kosten bei Erdgaskraftwerken als bei Steinkohle (ca. 60 %) oder bei Braunkohle (80-87 %). Bei Letzteren sind aber die Kosten für den Brennstoff geringer.
- Die CO₂-Vermeidungskosten belaufen sich bei Braunkohle auf 35–40 €/t und 42 – 44 €/t CO₂ bei Steinkohle. Für Gaskraftwerke oder das IGCC-Kraftwerk des RWE steigen die Kosten für CO₂-Vermeidung - wie in Abbildung 22 zu erkennen ist - auf 85 €/t CO₂. Es ist zu berücksichtigen, dass bei der Verbrennung von Methan relativ weniger CO₂ als bei Kohlekraftwerken entsteht und daher die Kosten für die Beschaffung einer Abscheidevorrichtung bei Ersterem spezifisch höher sind.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

Diese hohen Kosten werden in der Literatur intensiv diskutiert. Bei Renzenbrink et al. (2009) werden Mehrkosten in Höhe von 46 €/t CO₂ angegeben, was zu einer von McKinsey (2008) gerechneten Bandbreite der Kosten von 30–45 €/t CO₂ passt.

Renzenbrink äußert die Hoffnung, dass der dort angegebene Erzeugungspreis von 125 €/MWh in großen CCS-Anlagen auf 81 € gesenkt werden kann, was den Marktpreisen von 70–80 €/MWh deutlich näherkommt.

Auch wenn mit CCS die Stromgestehungskosten mit Braun- und Steinkohle nach der Kalkulation in Abbildung 22 noch geringe Vorteile bieten, kann hieraus keine Präferenz für diese für Energieträger abgeleitet werden, zumal es einige Unsicherheiten hinsichtlich der Datenlage gibt.

Eine Studie des englischen Departments für Business, Energy & Industrial Strategy detailliert bei der Berechnung der Kosten für Carbon Capture bei Kraftwerken noch weiter den Kosteneinfluss der eingesetzten Verfahren. Wie in Tabelle 8 dargestellt, wurden basierend auf den Referenzkosten 10 Verfahren hinsichtlich der Stromgestehungskosten untersucht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 23 dargestellt.

- Case 0 – Reference Case – Unabated natural gas CCGT
- Case 1 – Natural gas CCGT with post-combustion carbon capture
- Case 2 – Natural gas reformation with pre-combustion carbon capture
- Case 3 – Coal SCPC with post-combustion carbon capture
- Case 4 – Coal SCPC with oxy-combustion carbon capture
- Case 5 – Coal IGCC with pre-combustion carbon capture
- Case 6 – Oxy-fired supercritical gas power generation with carbon capture
- Case 7 – Natural Gas CCGT with Molten Carbonate Fuel Cell carbon capture
- Case 8 – Biomass CFB boiler with post-combustion carbon capture
- Case 9 – Biomass CFB boiler with oxy-combustion carbon capture
- Case 10 – Biomass IGCC with pre-combustion carbon capture

Tabelle 8: Verschiedene Verfahren zur Stromerzeugung aus fossilen Kraftstoffen und aus Biomasse.

Quelle: GOV.UK, 2018.

Je nach Art der Stromerzeugung werden die Gestehungskosten durch das Abfangen von CO₂ um 10 % bis 20 % erhöht, da durch das Abfangen von CO₂ Wirkungsgradverluste in der Größe von 10 % bis 20 % auftreten (siehe Tabelle 9). Die geringsten Kostenaufschläge gibt bei Oxy-Fuel-Verfahren.

Erzeugungsverfahren auf der Basis von Biomasse haben in dieser Kalkulation insgesamt die höchsten Gestehungskosten nicht wegen höherer Kosten für Carbon Capture sondern wegen hoher Kapital- und Brennstoffkosten.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: Oxyfuelverfahren, Pre- und Post-Combustion

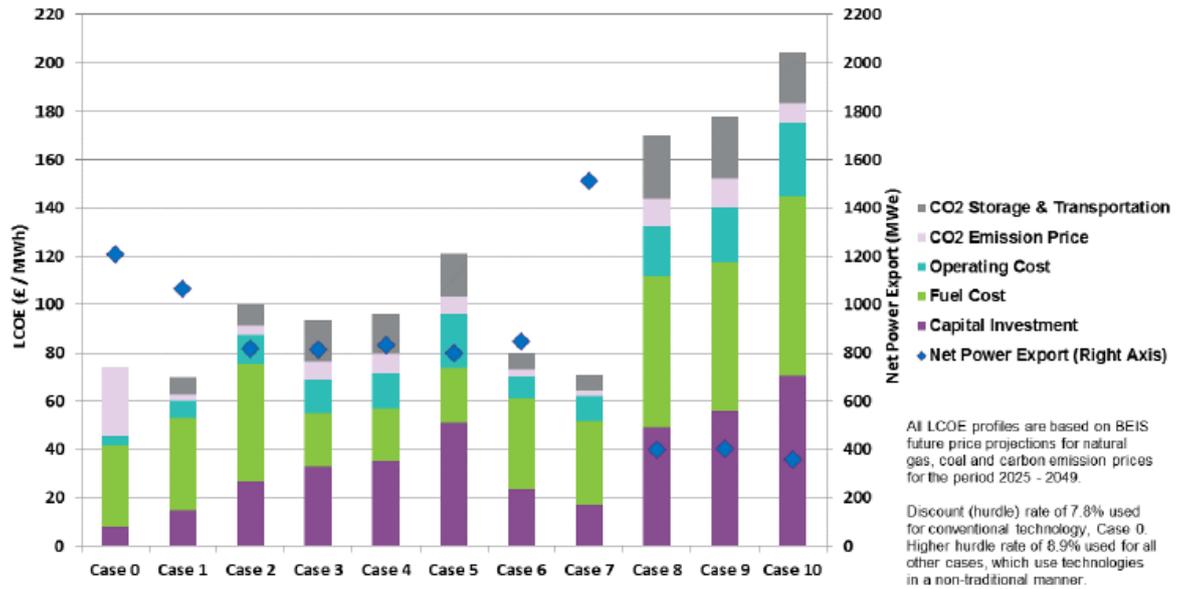


Abbildung 23: Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten LCoE in UK.

Quelle: GOV.UK, 2018.

Tabelle 9: Technische Parameter mit Wirkungsgraden und Abfangraten für verschiedene Stromerzeugungsverfahren.

Quelle: GOV.UK, 2018.

	Units	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6	Case 7	Case 8	Case 9	Case 10
Total Gross Installed Capacity	MWe	1229	1144	919	953	1113	1063	1264	1645	498	598	493
Gas Turbine (s)	MWe	823	823	554	0	0	671	1264	823	0	0	303
Steam Turbine	MWe	406	321	365	953	1098	392	0	381	498	598	190
Others	MWe	0	0	0	0	15	0	0	440	0	0	0
Total Auxiliary Loads	MWe	21	80	101	139	280	263	416	136	102	196	137
Net Power Export	MWe	1208	1065	818	814	833	800	848	1509	396	402	356
Fuel Flow Rate	kg/h	150,296	150,296	147,539	325,000	325,000	314,899	118,940	195,722	635,178	635,178	225,417
Fuel Flow Rate (LHV)	MWth	1940	1940	1907	2335	2335	2263	1536	2527	1288	1288	1052
Net Efficiency (LHV) - As New	%	62.3	54.9	42.9	34.9	35.7	35.3	55.2	59.7	30.8	31.2	33.9
Net Efficiency (LHV) - Average	%	59.0	52.0	40.7	34.7	35.5	33.5	52.3	56.6	30.6	31.1	32.1
Plant Availability	%	93	90	85	90	90	85	90	90	90	90	85
Total Carbon in Feeds	kg/h	108,640	108,640	106,647	209,950	209,950	203,425	85,975	141,476	158,795	158,795	107,095
Total Carbon Captured	kg/h	0	98,661	96,418	188,926	187,176	183,697	77,378	130,333	142,954	142,748	97,194
Total CO ₂ Captured	kg/h	0	361,539	353,319	692,310	685,896	673,147	283,546	477,597	523,849	523,093	356,162
Total CO ₂ Emissions	kg/h	398,105	36,566	37,483	77,040	83,455	72,292	31,503	40,934	58,045	58,801	36,283
CO ₂ Capture Rate	%	0	90.8	90.4	90.0	89.2	90.3	90.0	92.1	90.0	89.9	90.8
Carbon Footprint	kg CO ₂ /MWh	329.4	34.3	45.8	94.6	100.2	90.4	37.1	27.1	146.5	146.2	101.9

Die Ergebnisse aus Tabelle 9 lassen sich hinsichtlich der Wirkungsgradverluste der Stromerzeugungsverfahren wie in Tabelle 10 dargestellt zusammenfassen. In dieser Tabelle sind auch die CO₂-Vermeidungskosten für die Abscheidung vermerkt, die im Detail in Tabelle 11 dargestellt werden.

Tabelle 10: Wirkungsgradverluste bei CO₂-Abscheideraten von 90 % für verschiedene Stromerzeugungsverfahren aus Tabelle 8.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

Quelle: GOV.UK, 2018.

Wirkungsgrad SPCP ohne CCS	Case 1 (Gas)	Case 2 (Gas)	Case 3 (Kohle)	Case 4 (Kohle)	Case 5 (Kohle)
40 %	-12 %	-31 %	-13 %	-11 %	-14 %
Vermeidungskosten USD/t CO ₂	92	227	217	236	261

Aus Tabelle 11 ist auch zu entnehmen, dass die Kapitalkosten bei Anlagen mit CCS um 40 – 250 % erhöht sind.

Tabelle 11: Ökonomische Daten zur CO₂-Abscheidung bei der Stromerzeugung.

Quelle: GOV.UK, 2018.

	Units	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6	Case 7	Case 8	Case 9	Case 10
Total Project Cost	£M	672	968	1256	1732	1902	2396	1213	1570	1248	1450	1465
Pre-Licensing, Tech & Design	£M	6	8	11	15	17	22	11	14	11	13	13
Regulatory & Public Enquiry	£M	13	18	24	32	35	44	23	29	23	27	27
EPC Contract Cost	£M	584	845	1107	1547	1702	2151	1068	1392	1107	1290	1305
Infrastructure Connections	£M	29	37	37	29	29	29	37	37	29	29	29
Owner's Costs	£M	41	59	77	108	119	151	75	97	77	90	91
Overall CAPEX Impact (vs Ref Case)		-	44%	87%	158%	183%	256%	80%	134%	86%	116%	118%
Estimate Accuracy		± 30%	± 30%	± 30%	± 30%	± 35%	± 35%	± 45%	± 40%	± 40%	± 40%	± 40%
Total Fixed OPEX	£M pa	36	47	60	81	87	112	55	72	58	66	70
Total Variable OPEX (excl. Fuel & C)	£M pa	0	62	58	108	108	103	44	108	82	82	54
Average Fuel Cost ⁽¹⁾	£M pa	315	305	283	143	143	131	242	398	190	190	183
Typical CO ₂ Emission Cost ⁽¹⁾	£M pa	369	33	32	69	75	61	28	37	52	53	31
Discount Rate	% / year	7.8 ⁽²⁾	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9
Levelised Cost of Electricity	£/MWh	74.2	69.9	100.0	93.3	96.0	120.8	80.1	70.7	170.1	177.9	204.3
Capital Investment	£/MWh	8.0	14.9	26.2	32.9	35.3	51.1	23.2	17.1	49.0	55.9	70.6
Fuel Cost	£/MWh	33.5	37.9	48.5	22.2	21.7	22.8	37.7	34.7	62.6	61.8	74.1
Operating Cost	£/MWh	4.0	7.2	12.2	13.8	14.7	22.0	9.2	10.1	20.6	22.8	30.5
CO ₂ Emissions Price	£/MWh	28.7	2.9	3.8	7.5	8.0	7.5	3.1	2.3	11.7	11.6	8.4
CO ₂ Storage & Transportation	£/MWh	0	7.0	8.9	16.9	16.3	17.4	6.9	6.5	26.2	25.8	20.7
Cost of CO ₂ Avoided (incl. Carbon Price)	£/tCO ₂	-	-14.5	91.1	81.3	95.1	195.1	20.0	-11.7	524.1	566.1	571.7
Levelised Cost of Electricity (zero Carbon Price)	£/MWh	45.5	67.1	96.2	85.8	88.0	113.3	77.0	68.4	158.4	166.3	195.8
Cost of CO ₂ Avoided (zero Carbon Price)	£/tCO ₂	-	73.1	178.9	171.4	185.5	283.8	107.7	75.8	617.2	659.3	660.7

1.3.7. Kosten der CO₂-Reduktion bei der Stahlherstellung

Im Projekt CO₂stCap der Universität Chalmers Technology in Göteborg wurden Produktionsprozesse in den Branchen Stahl, Papier, Zement und Silikonherstellung im Detail untersucht,³⁷ d.h. die Nutzung von bereits in den Prozessen der Branchen vorhandener Druck- und Wärmeenergien wurde bei der Simulation mit der Software Aspen in den

³⁷ Vgl. Skagestad et al., 2019.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

Betriebskosten berücksichtigt. Die Investkosten wurden ebenfalls mit Hilfe von Aspen-Tools geschätzt.³⁸

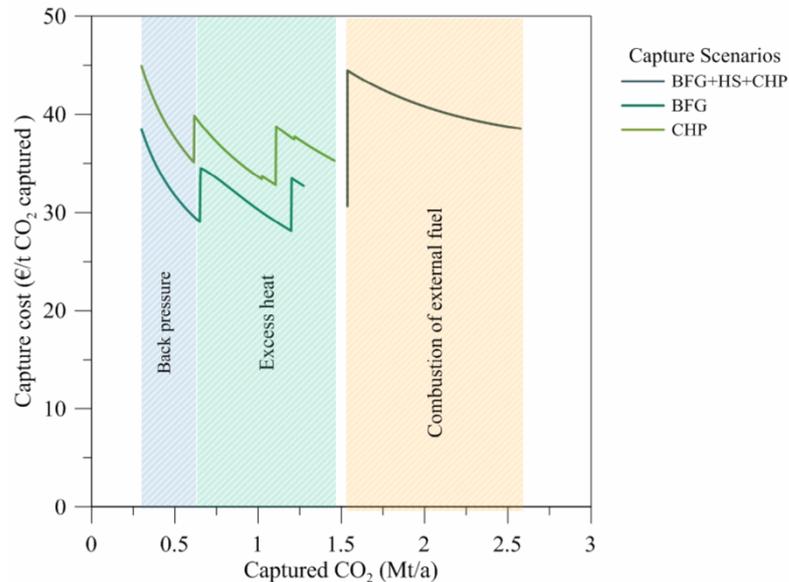


Abbildung 24: Kosten der CO₂-Reduktion am Beispiel des SSAB Stahlwerkes in Lulea als Funktion der abgefangenen Menge CO₂. Die farbigen Felder geben die Bereiche an, in denen unterschiedliche Ressourcen (Druck, Wärme) genutzt wurden. In den Szenarios wurden die Abwärmen von Blast Furnace Gas (BFG), Combined Heat and Power (CHP) und Hot Stoves (HS) einbezogen.

Quelle: Skagestad et al., 2019.

Nur im Szenario BFG+HS+CHP wird "full capture" mit 76,3 % CO₂-Reduktion (rechter Teil auf gelbem Untergrund in Abbildung 24) angesetzt.

Die Variation der Kosten nach Branchen und als Funktion der Menge des abgefangenen CO₂ zeigen, dass die Kosten für CCS zwischen 28 €/t CO₂ und 120 €/t CO₂ variieren je nach Einbindung in die Prozesse der Branche. Die Kosten beinhalten sowohl Invest (Capex mit Ansatz „Nth of kind“ also keine Entwicklungskosten, optimiertes Design) als auch Betriebskosten (Opex). Die Kosten weisen in Abbildung 24 dann ein lokales Minimum auf, wenn mit dem vorhandenen Equipment oder ohne zusätzlichen Energiebedarf gearbeitet werden kann. Sprungfixe Kosten treten beim Überschreiten dieser Grenzen auf.

³⁸ Aspen In-Plant Cost Estimator gibt für die Schätzung der Investkosten eine Ungenauigkeit von ±40 % an

1.3.8.Kosten der CO₂-Reduktion in anderen Branchen

Zu einer ähnlichen Einschätzung kommt auch die Studie der DENA,³⁹ die die Abscheidungskosten pro t CO₂ als stark von der Technologie und der Punktquelle abhängig sieht (siehe Abbildung 25).

Gleichzeitig äußert die Studie die Hoffnung, dass mittelfristig ein Preis von ca. 50 €/t CO₂ erzielbar ist. Speziell für Zementwerke und Müllverbrennungsanlagen wird ein CAPEX-Wert für die Abfangtechnik zwischen 750 und 1.000 €/(t CO₂/a) als realistisch betrachtet.

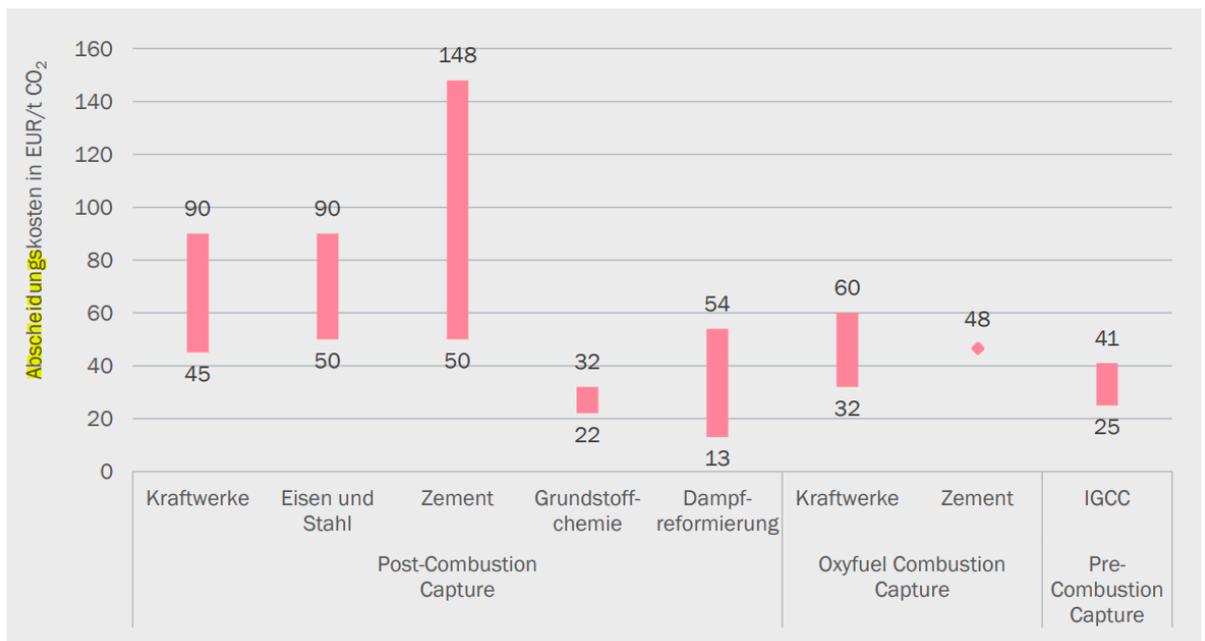


Abbildung 25: Abscheidungskosten aus Punktquellen für verschiedene Branchen.

Quelle: Dena, 2021, S. 17.

Die Datenbasis netl.doe.gov „Carbon Capture and Storage Database“ (2021) enthält Daten von weltweit 307 Anlagen zur CO₂-Reduktion von denen 242 nicht im Status ‚cancelled‘ oder ‚decommissioned‘ also aktiv sind.

Die eigene Auswertung nach eingesetzten „Capture Technologies“ (n=121) zeigt eine große Vielfalt von eigenentwickelten Verfahren (siehe Abbildung 26). Aus den Verfahrensnamen ist der Einsatz der Basistechnologie teilweise nur schwer abzuleiten. Erkennbar ist aber, dass Verfahren mit Einsatz von Aminen (ca. n=46) und nicht näher bezeichneten Lösungsmitteln (n=14) dominieren, da sie seit langem schon in der Erprobung sind.

Zu n=99 Projekten sind Kosten bekannt, die auf Euro umgerechnet in Summe 155 Mrd € Projektbudget haben und eine Vorstellung vom Ausmaß der weltweiten Entwicklungskosten in Abscheidungsverfahren geben. Da für diese Projekte auch geplante, tägliche CO₂-

³⁹ Vgl. Dena, 2021, S.17.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

Abscheideraten angegeben werden, kann hieraus ohne Unterscheidung hinsichtlich Abscheideverfahren etwa ein Projektwert von 281 k€/(t CO₂/tag) ermittelt werden.

1.3.9. Aktuelle Projekte zur CO₂-Reduktion

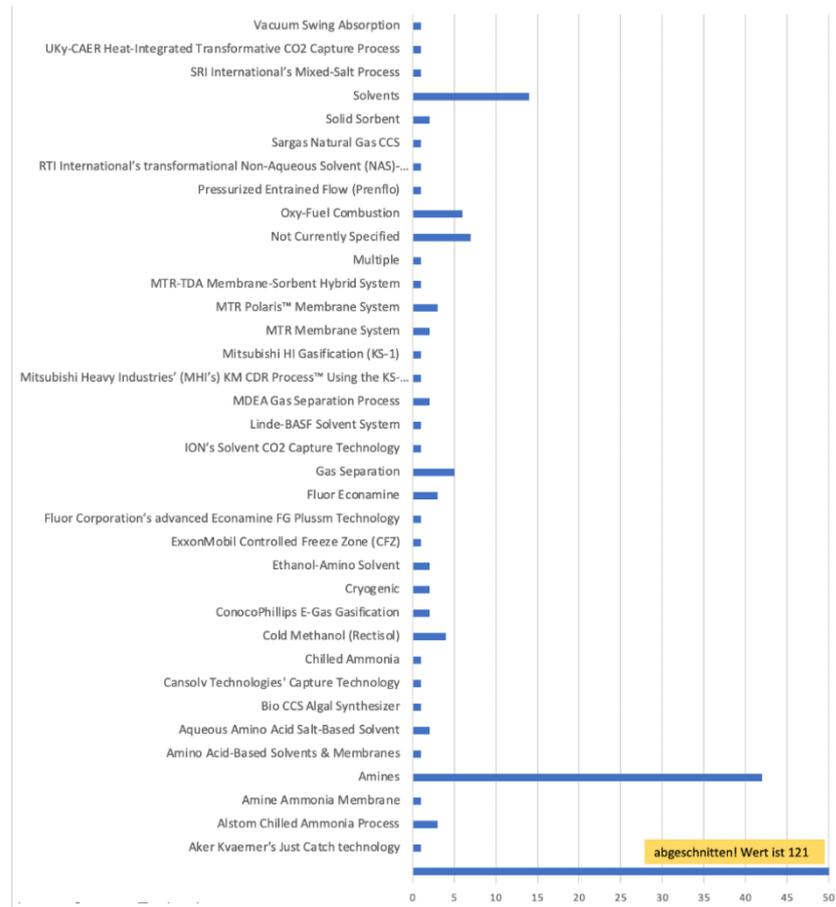
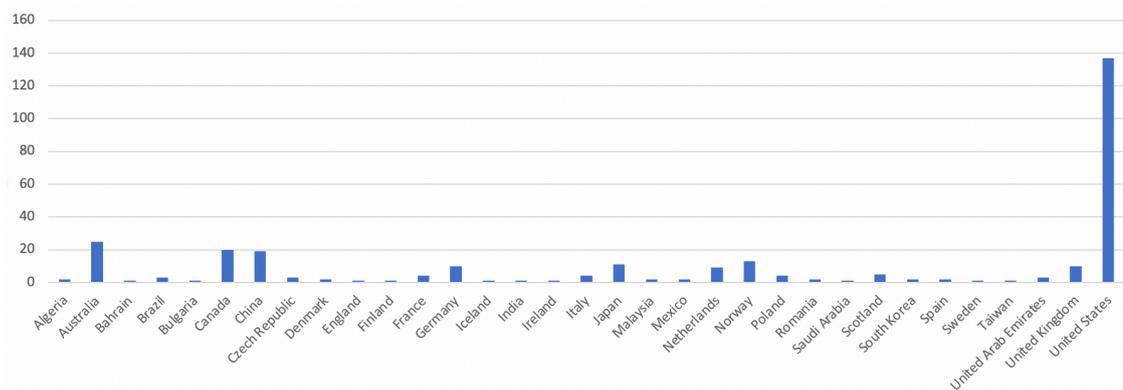


Abbildung 26: Auswertung der NETL-Datenbank nach eingesetzten CO₂-Abscheideverfahren.

Quelle: NETL, 2021.

Aus den Angaben zur Tageskapazität (n=140) lässt sich eine Gesamtkapazität von 1,3 Mt CO₂/Tag oder 0,472 Gt CO₂/Jahr bei einer durchschnittlichen Kapazität von 9.244 t CO₂/Tag berechnen (siehe Abbildung 27).



Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

Abbildung 27: Auswertung der NETL-Datenbank aktiver und in Planung befindlicher CCS-Anlagen: Anzahl nach Land.

Quelle: Autor, eigene Auswertung von Daten aus NETL, 2021.

Die meisten CCS-Anlagendaten wurden in dieser Datensammlung für Anlagen in den USA (n=86), Australien (n=21), China (n=18), Canada (n=16), Norwegen (n=13) und Deutschland (n=10) ermittelt.

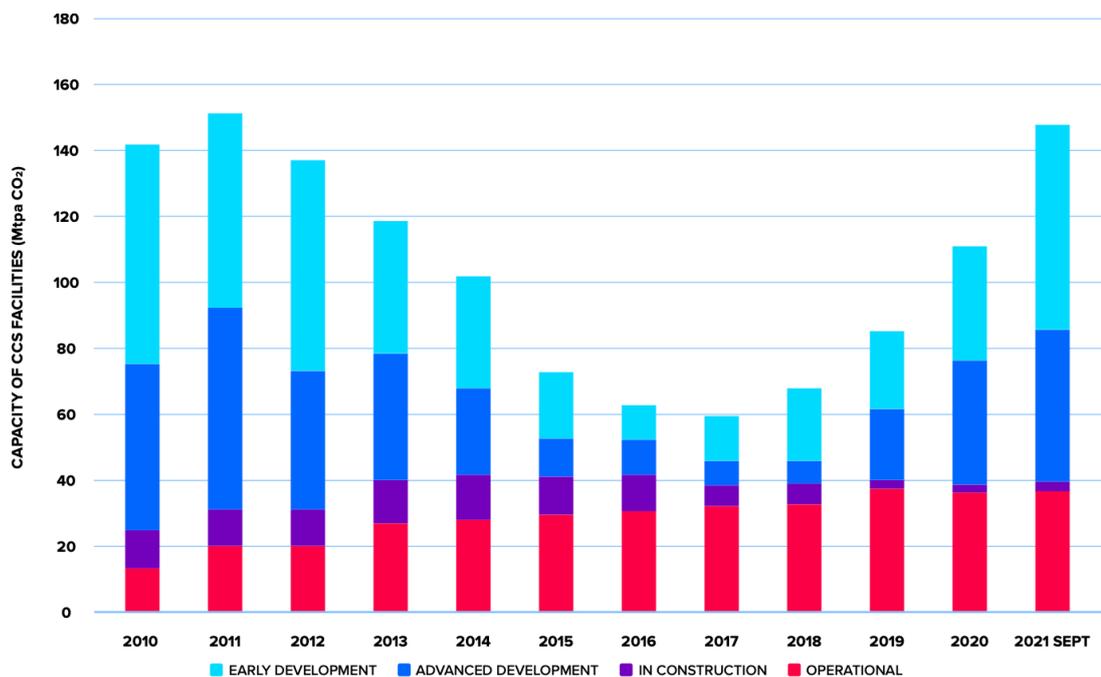
In Deutschland wurden in 10 Projekten insgesamt 3,77 Mrd € für eine Tagesproduktion von 12.068 t CO₂/Tag investiert. Diese Projekte sind mit ihrem Status in Abbildung 28 dargestellt.

Anzahl	In Status	Capture/Storage	wer	Budget Mio €	t CO ₂
1	Aktiv	Capture	E.ON	10	
1	beendet	Storage	Leuna in Ketzin	30	67.271
3	Beendet	Capture	E.ON, RWE	29	
1	unterbrochen	Capture & Storage	RWE in Heurth	2.000	7,124/d
1	Abgebrochen	Capture & Storage	Vattenfall in Janschwalde	1.500	4,658/d
3	Unter-/abgebrochen	Capture & Storage	Vattenfall, Dong	120	100.000
Σ 10				3.773	

Post-Combustion, Anlage von Siemens mit >90% CO₂-Reduktion am Kraftwerk in Grosskrotzenburg mit 510 MW

Abbildung 28: CCS-Projekte in Deutschland.

Quelle: NETL-Datenbank, 2021.



Optionen zum Abfangen von CO₂ / Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

Abbildung 29: Projektpipeline von CCS-Anlagen von 2010 bis 2021.

Quelle: Global CCS Institute, 2021.

In der Datenbank CO₂RE des Global CCS Institute (2021) finden sich zwar weniger Projekte als in der NETL-Datenbank mit einer Gesamtkapazität von 0,14 Gt CO₂/Jahr, die wegen ihrer historischen Dokumentation aber in Abbildung 29 deutlich zeigen, dass die Anzahl der CCS-Projekte seit 2017 deutlich zugenommen hat.

Andere bei Global CCS verfügbare Grafiken zeigen darüber hinaus,⁴⁰ dass sowohl die Produktionskapazität der Projekte ab 2020 deutlich zugenommen hat (Größe der blauen Kreise) und gleichzeitig auch die Diversität, d.h. der Einsatz über die bislang üblichen Branchen hinaus, vergrößert wurde (siehe Abbildung 30).

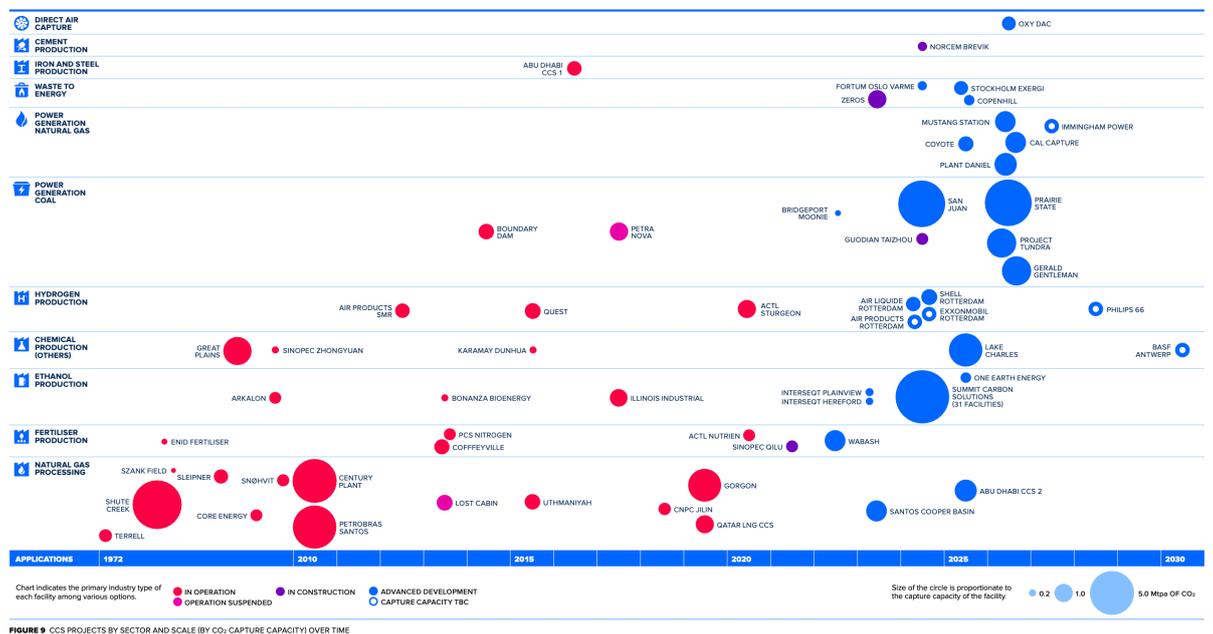


Abbildung 30: CCS-Projekte nach Branche (Sectors) und Größe.

Quelle: Global CCS Institute, 2021.

Interessant anzumerken ist auch, dass das Global CCS Institute einen „CCS Readiness Index“ für Länder verwendet, der Indikatoren wie das inhärente Interesse des Landes, seine Policy und die Vorbereitung von CCS durch Gesetze und Verordnungen sowie das Bereitstellen von Speichermöglichkeiten bewertet.

Diesem Index zu Folge werden USA, Canada, Australien, Norwegen und UK sehr hoch bewertet, während andere europäische Staaten einschließlich Deutschland wie auch im asiatischen Raum Japan und China im Mittelfeld liegen.

Die Spitzenposition in diesem Index werden sicher auch dadurch bewirkt, dass sich in USA und Canada mehrere Unternehmen zusammengeschlossen haben, um gemeinsam

⁴⁰ Siehe Global CCS Institute, o. J.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Transport von CO₂

Pipelines zu bauen und das produzierte CO₂ in großen Mengen (100 Mt CO₂/a in USA und 40 Mt CO₂/a in Canada), das z.B. bei der Raffination von Öl oder der Aufarbeitung der kanadischen Öl-sände anfällt, in bereits ausgebeuteten Öl- oder Gas-Feldern zu verpressen. Diese Aktivitäten werden durch massive steuerliche Vergünstigungen oder Übernahme von Invest- und Produktionskosten durch staatliche Organe gefördert. Beim Langskip (Longship) Projekt in Norwegen z.B., bei dem CO₂ in Oslo und Brevik per Schiff eingesammelt und von einer Sammel- und Verflüssigungsstelle aus per Pipeline in ein ausgebeutetes Ölfeld in der Nordsee verpresst wird, übernimmt der norwegische Staat über 10 Jahre hinweg 75 % der operativen Kosten. Die Kosten ab Schiffsterminal für diesen Service würden 30 – 55 €/t CO₂ ab 2030 betragen.⁴¹

Die Anrainerstaaten werden vom norwegischen Staat eingeladen, das Netzwerk zu erweitern und ihr CO₂ über die gleichen Transportwege ebenfalls in diesem Ölfeld zu verpressen.

Die Zunahme der CCS-Projekte sollte nicht darüber hinwegtäuschen, dass es zur Realisierung der von IPCC abgeschätzten notwendigen Menge von 5 – 10 Gt/CO₂/a, die in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts aus der Atmosphäre entfernt werden muss, um tiefgreifende Klimaveränderungen (Temperaturerhöhung < 1,5 °C) zu verhindern, noch ein weiter Weg ist. Die CCS-Kapazität muss nämlich bis 2050 um den Faktor 100 erhöht werden, was bedeutet, dass pro Jahr 70–100 neue CCS-Anlagen gebaut werden müssen und ein Budget zwischen 655 Mrd US\$ und 1280 Mrd US\$ hierfür zur Verfügung gestellt werden muss.⁴²

Das CCS Institute schätzt, dass hierfür etwa 100.000 Jobs für Konstruktion und Bau und etwa 30.000 Jobs für Betrieb und Wartung geschaffen werden.

1.4. Transport von CO₂

1.4.1. Konditionierung des CO₂

Grundsätzlich kann CO₂ als Gas, Flüssigkeit oder Feststoff transportiert werden. Das Phasendiagramm von reinem CO₂ in Abbildung 31 zeigt den zur Verflüssigung des CO₂s geeigneten Bereich im P-T-Diagramm oberhalb der Dampfdruckkurve im superkritischen Bereich. Üblicherweise wird der Transport von flüssigem CO₂ bei Drücken >75 bar erfolgen.

⁴¹ Vgl. TAZ, 2022.

⁴² Vgl. Global CCS Institute, 2021.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Transport von CO₂

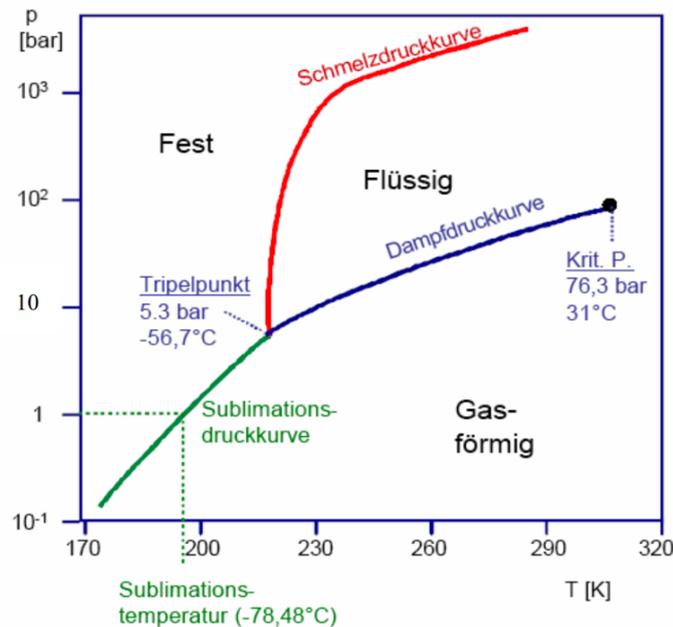


Abbildung 31: Phasendiagramm von reinem CO₂.

Quelle: Markewitz et al., 2010, S. 25.

Zur Vermeidung von Kohlensäure ist eine Dehydrierung des Gases erforderlich. Die Kosten für die Kompression sind erheblich und betragen zwischen 25 \$ (bei 0,1 Mt/a) und 13 \$ (bei 5 Mt/a).⁴³

Der Transport von Gas hat den Nachteil, dass großvolumige Transportbehälter benötigt werden. Der Transport komprimierten Gases ist effizienter, stellt aber Anforderungen an die Druckfestigkeit der Transportbehälter oder einer Pipeline (10 MPa < Druck < 80 MPa) und erfordert zusätzliche Energie.

Erfahrungen aus dem Transport von verflüssigten Kohlenwasserstoffen (z.B. LNG, LPG) lassen sich auch auf den Transport von verflüssigtem CO₂ übertragen. Die Überführung von CO₂ in den festen Zustand zwecks Transport wird wegen des hohen Energiebedarfs als unvorteilhaft betrachtet.

Um die zukünftig zu erwartenden großen Mengen abgefangenen CO₂s transportieren zu können, bedarf es einer ausgebauten Infrastruktur und funktionierender Logistik.

⁴³ Vgl. Massey, 2021.

1.4.2. Invest- und Transportkosten bei Pipelines

Für den Transport von kleineren Mengen CO₂ werden Schiffe oder LKW eingesetzt. Mit dem kontinuierlichen Transport von großen CO₂-Mengen in Pipelines gibt es bereits seit den 70-er Jahren Erfahrungen. In den USA wurde ein Pipelinetz von 3.100 km Länge aufgebaut und weltweit wird CO₂ in 6.500 km Pipeline transportiert, sodass diese Pipelines als Stand der Technik betrachtet werden können.⁴⁴

In Tabelle 12 sind einige Fern-Pipelines mit einem CO₂-Massendurchsatz von 5 bis 19 Mt CO₂/a vorwiegend aus USA aufgelistet.

Pipeline	Location	Operator	Capacity (MtCO ₂ yr ⁻¹)	Length (km)	Year finished	Origin of CO ₂
Cortez	USA	Kinder Morgan	19.3	808	1984	McElmoDome
Sheep Mountain	USA	BP Amoco	9.5	660	-	Sheep Mountain
Bravo	USA	BP Amoco	7.3	350	1984	Bravo Dome
Canyon Reef Carriers	USA	Kinder Morgan	5.2	225	1972	Gasification plants
Val Verde	USA	Petrosource	2.5	130	1998	Val Verde Gas Plants
Bati Raman	Turkey	Turkish Petroleum	1.1	90	1983	Dodan Field
Weyburn	USA & Canada	North Dakota Gasification Co.	5	328	2000	Gasification Plant
Total			49.9	2591		

Tabelle 12: Existierende Fern-Pipelines für den Transport von CO₂.

Quelle: IPCC, 2005, S. 183.⁴⁵

Der Vergleich der Gesamtlänge von amerikanischen und kanadischen CO₂-Pipelines mit der Gesamtlänge in ausgewählten europäischen Ländern in Tabelle 13 zeigt deutlich, dass in Europa nur UK eine gute Basis für den Ausbau der CCS-Aktivitäten besitzt.

Tabelle 13: Vergleich der Gesamtlänge nationaler CO₂-Pipelines.

Quelle: Global CCS Institute, 2014.

Anzahl	Land	Länge der Pipes in km	Kapazität in Mt/a
4	UK	931	42
3	NL	142	6,3
1	NO	153	0,7
1	DE	52	2
1	FR	27	0,06
5	CA	>720	
12	USA	3045	

⁴⁴ Vgl. Markewitz, 2017.

⁴⁵ Mehr Daten zu weltweiten CCS-Projekten sind bei statista verfügbar.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Transport von CO₂

Das Fehlen von internationalen F&E-Budgets für Pipelines ist Ausdruck dafür, dass es offensichtlich keinen weiteren Forschungsbedarf bei Pipelines gibt. Schadensstatistiken zeigen außerdem, dass CO₂-Pipelines deutlich sicherer als Erdgas- oder Flüssigkeitspipelines sind.⁴⁶

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, auch LNG-Pipelines für den Transport von entsprechend konditioniertem CO₂ zu nutzen. Ein Blick auf den Gesamtdurchsatz der aktiven Pipelines für Flüssiggas Abbildung 32 zeigt, dass die LNG-Kapazitäten in Deutschland (14,1 Mt/a) und Europa (294 Mt/a) relativ gering gegenüber denen in den Regionen Ostasien und Nordamerika sind.

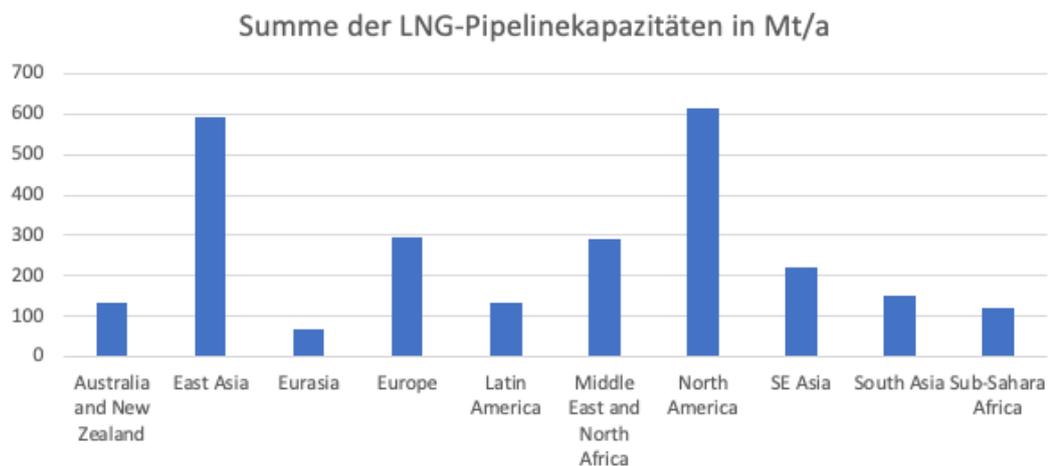


Abbildung 32: Weltweit aktive LNG-Pipelines mit Gesamtdurchsatz in Mt/a.

Quelle: Global Fossil Infrastructure Tracker, Stand Juni 2021.⁴⁷

Da einige Autoren in Erwägung ziehen, entstandenes CO₂ in umgewandelten LNG-Pipelines zum Ort der Verpressung zu transportieren, bedeutet dies, dass in Europa hierfür nur geringes Potential besteht, spezielle CO₂-Pipelines also im Wesentlichen neu errichtet werden müssen.

Hinsichtlich der Investitionskosten für den Bau einer Pipeline gibt Abbildung 33 Aufschluss. Abhängig vom Durchmesser einer Leitung und davon, ob die Leitung auf Land oder im Wasser verlegt wird, liegen die Kosten zwischen 0,2 und 1,2 M€/km.

⁴⁶ Vgl. Markewitz, 2010, S. 27.

⁴⁷ Global Energy Monitor, 2021: Die Quelle liefert nicht nur die Daten von über 1.000 Pipelines sondern in einer geografischen Karte auch deren Lage.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Transport von CO₂

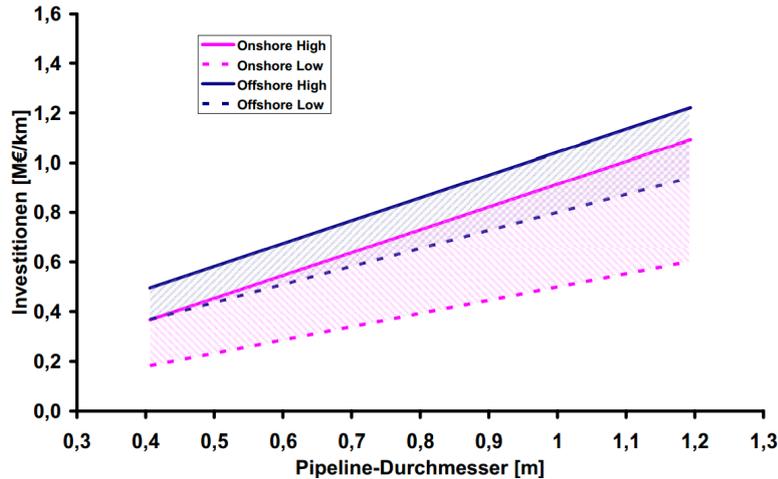


Abbildung 33: Bandbreite der Investitionskosten für den Bau von Pipelines pro km.

Quelle: IEA, 2008a; IEA, 2008b; IEF-STE, 2009; Markewitz et al., 2010, S. 27.

Für den Betrieb einer Pipeline sind die Kosten der Abbildung 34 zu entnehmen.⁴⁸ Für lange Pipelines ab 400 km Länge verändern sich die Kosten pro km nur noch geringfügig.

Die Betriebskosten einer Pipeline werden im Wesentlichen durch die Investitionskosten (CAPEX) bestimmt, die proportional zur Länge der Pipeline sind. Änderungen der Kosten treten auf, wenn die Pipeline auf Land durch schwieriges Gelände z.B. Berge oder Siedlung verläuft. Die Transportkosten pro t CO₂ hängen außerdem vom Nutzungsgrad ab.

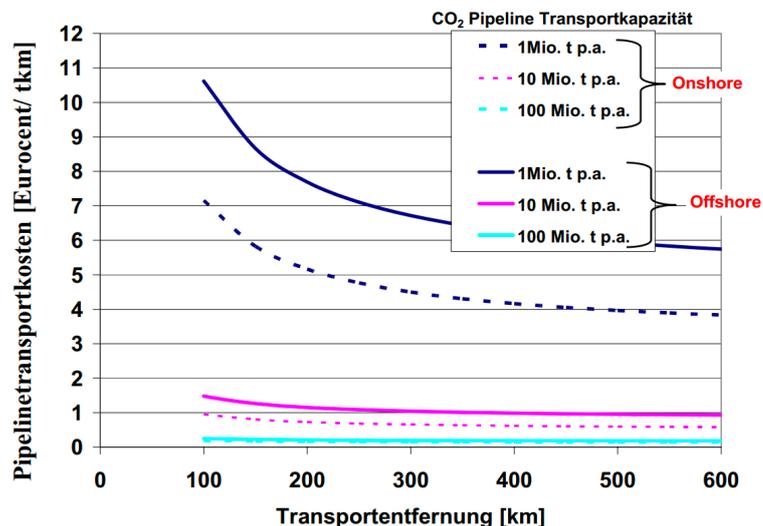


Abbildung 34: Bandbreite der Transportkosten bei Pipelines als Funktion von Entfernung und mit dem Parameter Transportkapazität onshore und offshore.

Quelle: Markewitz et al., 2010, S. 27.

⁴⁸ Vgl. Markewitz, 2010.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Transport von CO₂

Andere Autoren gehen von einem auf die Durchsatzmenge und Länge der Pipeline bezogenen Transportpreis von $6 \cdot 10^{-5}$ CAD/m³/km ($\approx 3,6 \cdot 10^{-5}$ €/m³/km) aus.⁴⁹ Rechnet man diesen auf die Mengen und Entfernungen aus Abbildung 34 um, so gelangt man in die gleiche Größenordnung der Transportkosten, sodass diese Zahlen als Anhaltspunkt für Kostenkalkulationen dienen können.

1.4.3. Qualitätsanforderungen für CO₂-Pipelines⁵⁰

Korrosionsuntersuchungen an Pipelines kamen zu dem Ergebnis, dass CO₂ mit Röhren aus Mangan legierten Kohlenstoffstählen nicht korrodiert, so lange die relative Feuchte weniger als 60 % beträgt.⁵¹ Andernfalls müssen Edelstahlröhren (stainless steel) eingesetzt werden. Weitere Anforderungen an die Qualität des beförderten Gases sind der nachstehenden Tabelle 14 zu entnehmen.

Tabelle 14: Qualitätsanforderungen an das zu transportierende Gas.

Substanz im Transportgas	Qualitätsanforderung an das Transportgas
CO ₂	> 95 mol%
H ₂ O	Kein freies Wasser, < 60 % relFeuchte
H ₂ S	< 1.500 (Gew)ppm
S _{tot}	< 1.450 (Gew)ppm
Temperatur	< 48,9 °C
N ₂	< 4 mol%
C _n H _m	< 5 mol%
O ₂	< 10 (Gew)ppm
Glykol	< $4 \cdot 10^{-5}$ l/m ³ = 0,04 (Vol)ppm

Die Verunreinigungen des zu transportierenden Gases spielen auch bei der Kompression des Gases für den Transport in der Pipeline oder in einem Tank eine Rolle. Da bei der Kompression ein Zweiphasengebiet durchlaufen wird (siehe Abbildung 31, S.58), ist eine mehrstufige Kompression notwendig unter Berücksichtigung der durch Verunreinigungen des Gases verursachten Verschiebung der Taulinie.⁵² Die für eine Kompression reinen CO₂ auf z.B. 120 bar benötigte Energie beträgt 89 kWh/t CO₂. Je nach Größe und Art des

⁴⁹ Vgl. Karangwa, 2008.

⁵⁰ Details hierzu auch im Report der Europäischen Kommission SARCO₂: European Commission, 2017.

⁵¹ Vgl. IPCC, 2005, S. 181.

⁵² Vgl. Markewitz, 2010, S. 34 f.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Transport von CO₂

verunreinigenden Gases kann der energetische Mehraufwand bis zu z.B. 28 % bei 10%-iger Verunreinigung durch H₂ betragen.

Es besteht die Hoffnung, dass existierende Pipelines für Erdgas nur mit geringen Umbauarbeiten für den Transport von CO₂ genutzt werden können.

1.4.4. Transport von CO₂ per Schiff

Die Erfahrungen mit dem Transport von verflüssigtem CO₂ sind aktuell noch nicht so umfangreich wie beim Transport von LNG oder LPG. Grundsätzlich gibt es beim Transport von Gasen drei Typen: Drucktanks, die das flüssige Medium unter verschiedenen Umgebungsbedingungen am Verdampfen hindern können, bei Niedrigtemperaturtransporten wird das Medium gekühlt und unter Atmosphärendruck flüssig gehalten, bei Semi-gefrorenen Transport wird das Medium gekühlt und unter geringem Druck gehalten. In der operativen Tankerflotte haben die eher kleinen Tanker Drucktanks und große, für den Massentransport konstruierte Tanker sind flexibel für Niedrigtemperaturen und geringen Druck ausgestattet.

Beim Transport per Schiff werden i.d.R. Bedingungen eingestellt, die CO₂ in der Nähe des Tripelpunktes im semi-gefrorenen Zustand halten (siehe Phasendiagramm in Abbildung 31).⁵³ Beim Transport von CO₂ ist mit einem Verlust von 3–4 %/1.000 km zu rechnen,⁵⁴ der durch Abfangen und Wiederverflüssigen des CO₂ reduziert werden kann.

Die vom IPCC angegebenen Transportkosten in Abbildung 35 zeigen, dass der Transport per Schiff ab einer Transportstrecke größer als etwa 1.800 km kostengünstiger ist als eine Pipeline. Die Kosten für den Schiffstransport hängen stark von der Größe der Schiffe mit der entsprechenden Ausrüstung und dem Vorhandensein von Stationen für das Be- und Entladen der Schiffe ab.

⁵³ Vgl. IPCC, 2005, S. 186 [1284].

⁵⁴ Vgl. Greenfacts, o.J.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Transport von CO₂

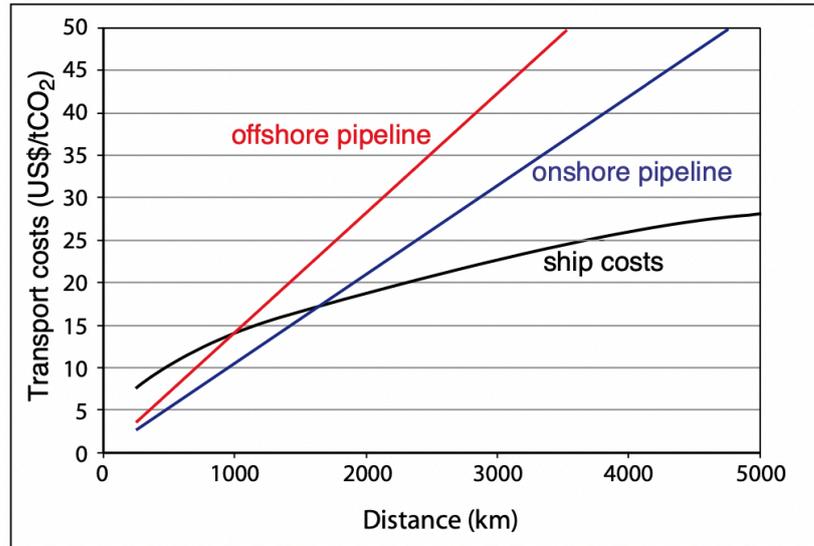


Abbildung 35: Vergleich der Transportkosten pro t CO₂ bei einem Massenfluss von 6 Mt CO₂/a als Funktion der Entfernung.

Quelle: IPCC, 2005, S. 31.

1.4.5. Transport von CO₂ per LKW oder Bahn

CO₂ kann auch in Druckbehältern bei etwa -20 °C und 2 MPa auf LKW oder Waggons der Bahn transportiert werden.

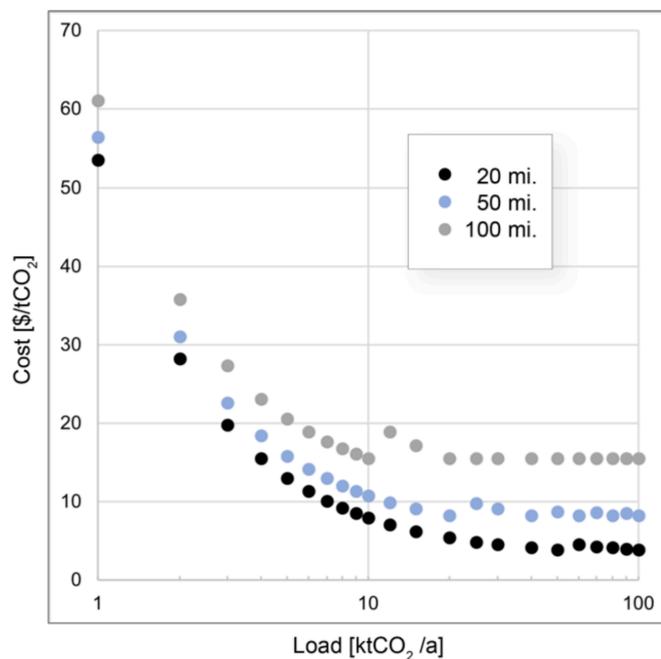


Abbildung 36: Kosten für den Transport von CO₂ per LKW in Abhängigkeit von der abgeschiedenen Menge und mit der Länge der Transportstrecke als Parameter.

Quelle: McQueen et al., 2020.

Kosten für Bahn- und Schiffstransport sind leider nicht im Internet verfügbar.

Weitere Informationen zum Transport von Wasserstoff sind im Kapitel 2.5 verfügbar.

1.5. Einlagerung von CO₂ (CCS)

1.5.1. Verfahren

Grundsätzlich unterscheidet man bei der Einlagerung von CO₂ zwischen der Einlagerung in Kavernen, der Lösung in unterirdischen, wasserführenden Schichten (Aquiferen) und dem Carbonisieren von silikathaltigem Gestein.

Schon seit den frühen 2000-er Jahren wird die dauerhafte Einlagerung von CO₂ in ungenutzte, wasserführende Schichten (Aquifere in Tiefen von mehr als 800 m) an Land und unter dem Meeresgrund untersucht bzw. in Pilotprojekten wie z.B. in Ketzin/bei Berlin wissenschaftlich erforscht. Seit 2005 werden großen Projekten (z.B. Sleipner natural gas processing project in Norwegen, Weyburn EOR in Kanada oder Salah natural gas project in Algerien) Gasmengen mit jeweils etwa 1 – 2 Mt CO₂/a verpresst.⁵⁵

Die landseitige Lagerung von CO₂ in Gas- oder Ölfeldern (EOR und EGR) und Salinen wird als ökonomisch unter speziellen Bedingungen „sinnvoll“ bis „marktreif“ bezeichnet, während die unterseeische Lagerung und auch die Lagerung durch Mineralisierung noch in der Entwicklungsphase steckt.⁵⁶

Die Verpressung von CO₂ in Lager von Erdöl oder Erdgas zur Erhöhung der Ausbeute (siehe EOR und EGR) kann durch verschiedene physikalische und geologische Mechanismen zu einer dauerhaften Speicherung von CO₂ führen.

- Hohe Drücke (ab 800 m Tiefe) halten das CO₂ in einem flüssigkeitsähnlichen Zustand,
- strukturelles Einschließen durch die Abdichtung, ein undurchlässiges Deckgebirge verhindert das Wiederaustreten an die Erdoberfläche
- Löslichkeitseinschluss, bei dem sich das CO₂ im Salzwasser auflöst,
- Resteinschluss, bei dem das CO₂ in den Porenräumen zwischen den Gesteinen eingeschlossen bleibt, und
- mineralischer Einschluss, bei dem das CO₂ mit den Gesteinen der Lagerstätte reagiert und Karbonatminerale bildet (Mineralisierung). Die Einlagerung in Basalt

⁵⁵ Vgl. IPCC, 2005.

⁵⁶ Vgl. ebenda, S. 8, Table SPM2.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einlagerung von CO₂ (CCS)

vulkanischen Ursprungs ermöglicht die Einlagerung mit hohen Konzentrationen und befindet sich derzeit in der Entwicklung. Beim ORCA-Projekt auf Island werden aktuell 4.000 tCO₂/a verpresst und im Basalt mineralisiert.

Dieses Verfahren wird weiter unten separat behandelt.

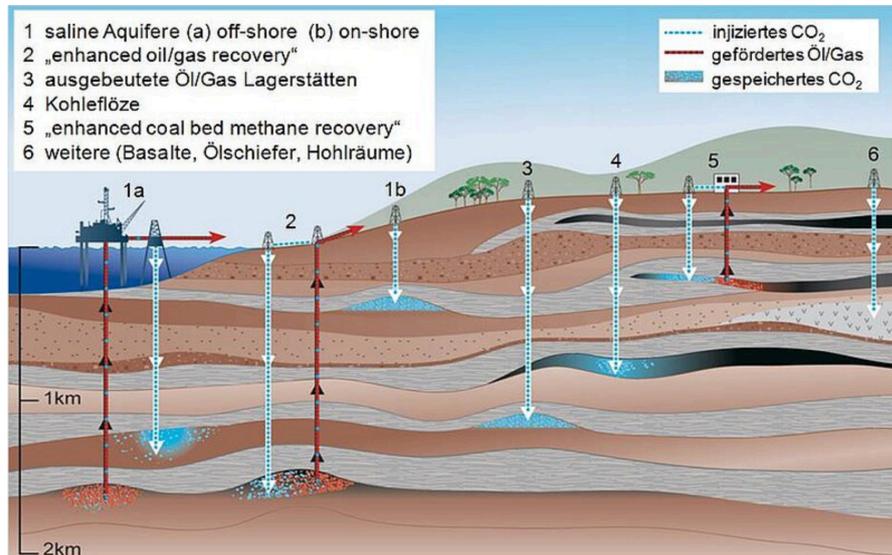


Abbildung 37: Schematische Darstellung der CO₂-Speichermöglichkeiten.

Quelle IPCC, 2005, S. 6.

Die großskalige unterirdische Einlagerung von CO₂ wird derzeit in Deutschland durch das KSpG limitiert:⁵⁷ 1,3 Mio t CO₂/a im Einzelfall und 4 Mio t CO₂/a in Deutschland sind die oberen Grenzen im Geltungsbereich des Gesetzes. Das Gesetz lässt den Bundesländern bei der Freigabe oder dem Verbot weitgehend freie Hand, sodass Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern bereits eindeutige Gesetze erlassen haben, die CO₂-Speicherung zu verbieten.

Die Akzeptanz der CO₂-Einlagerung in der deutschen Bevölkerung ist relativ gering und reduziert die Wahrscheinlichkeit für großskalige Einlagerungen deutlich. Realisierbar bleibt die Einlagerung in europäischen Ländern. Das weltweit größte Testcenter für die Abscheidung von CO₂ steht in Norwegen, Mongstad 70 km nördlich von Bergen.

Die IEA stellt fest, dass es weltweit eine ausreichende Anzahl von Lagerstätten gibt, um CO₂ einzulagern. Schätzungen zur geologisch verfügbaren Kapazität an Lagerstätten gehen von 8.000 bis 55.000 Gt CO₂ (für die weltweite Speicherung).⁵⁸ Für Europa wurden im Jahr 2015 noch Kapazitäten von 5 bis 8 Gt/a angesetzt.⁵⁹

⁵⁷ KSpG: Kohlendioxid-Speicherungsgesetz von 2012 mit letzter Änderung 2021

⁵⁸ Vgl. Kearns et al., 2017, MIT und Exxon Mobile. Bei einer Emissionsrate von 35 Gt CO₂/a (Quelle: ourworldindata.org) durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe steht offensichtlich eine für mehr als 100 Jahre ausreichende Speicherkapazität zur Verfügung.

⁵⁹ Vgl. Mahnke, 2015.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einlagerung von CO₂ (CCS)

Derzeit werden weltweit nur etwa 43 Mt CO₂/a abgefangen (siehe Abbildung 38), was im Vergleich zu den in 2020 produzierten Mengen von 35 Gt CO₂/a verschwindend gering ist.⁶⁰ Abbildung 38 zeigt aber auch, dass der Zubau an Kapazitäten zum Abfangen von CO₂ im Jahr 2021 sprunghaft gegenüber den Vorjahren zugenommen hat. Der größte Anteil mit etwa 29 Mt CO₂ stammt aus der Verarbeitung (Produktion von „blauem“ Wasserstoff) aus Erdgas. Nur etwa 3 Mt CO₂ werden derzeit bei der Erzeugung von Wasserstoff abgefangen. Sollte sich die Einstellung zum blauen Wasserstoff ändern, so wird der Ausbau von Kapazitäten zum Abfangen von bei der Produktion von blauem Wasserstoff entstehenden CO₂ deutlich gesteigert werden müssen.

CCUS facilities in operation by application, 1980-2021

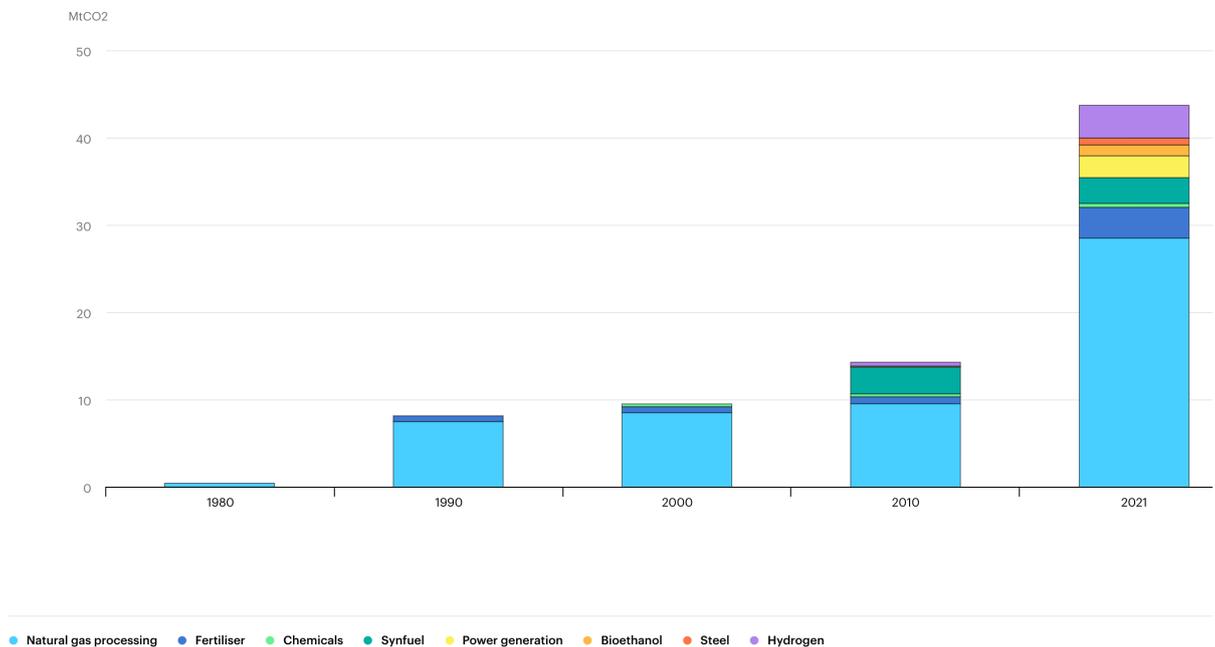


Abbildung 38: Weltweite Kapazität zum Abfangen von CO₂ an großen Anlagen von 1980 bis 2021 in Mt/a.

Quelle: IEA, 2021.

1.5.2. Wahrnehmung von Gefahren bei der Verpressung von CO₂

Die Situation an Orten, an denen unterirdisch oder unterhalb des Meeresbodens CO₂ verpresst wird, ist nicht immer so ideal wie in Abbildung 37 dargestellt. Die mit der Verpressung verbundenen Gefahren können nicht als vollkommen ausgeräumt betrachtet werden. In den vergangenen Jahren wurden allerdings durch die Erfahrungen in

⁶⁰ Vgl. Ritchie & Roser, o. J.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einlagerung von CO₂ (CCS)

verschiedenen Projekten Verfahren entwickelt, die Lagerstätten zu überwachen, Leckagen zu entdecken oder mit bereits erprobten Verfahren Schäden zu beheben.

Häufig wird von CCS-Gegnern der Fall von Weyburne (Saskatchewan, Kanada) zitiert, wo 2010 auf einer Farm oberhalb eines Feldes, in dem CO₂ verpresst worden ist, Tiere auf den Weiden in ungeklärter Weise verendeten und CO₂-Konzentrationen bis 11 % an der Erdoberfläche gemessen wurden. Das CO₂ konnte nach einer Isotopenanalyse dem CO₂, das verpresst wurde, zugeordnet werden. Weyburne befeuert immer noch die Angst der CCS-Gegner vor den Folgen undichter CO₂-Lager.

Abbildung 39 zeigt mehrere Möglichkeiten, wie das verpresste CO₂ wieder an die Oberfläche gelangen kann, wenn kein undurchlässiges Deckgebirge über der Lagerstätte vorhanden ist, das Aufsteigen von CO₂ an die Oberfläche verhindert.

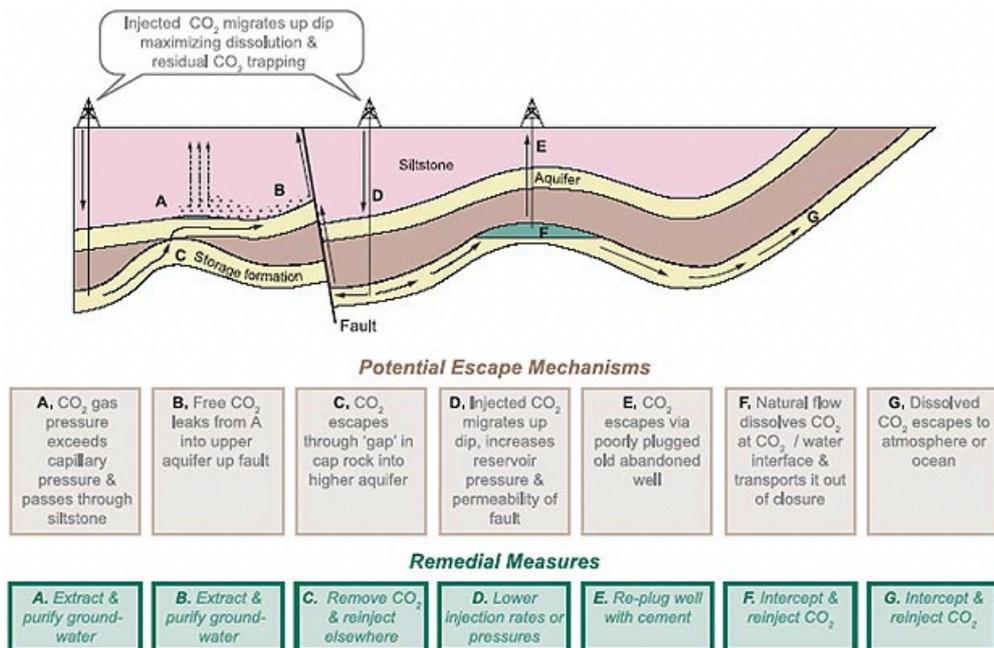


Abbildung 39: Störungen bei der Verpressung von CO₂.

Quelle: Greenfacts, o. J.

- A:** Der Gasdruck ist größer als der Kapillardruck und Gas entweicht z.B. durch Schluffstein (auch Siltstein) d.h. lockeres Sedimentgestein in höhere Schichten.
- B:** Verpresstes Gas entweicht an einer Bruchstelle im Gebirge (tektonischer Bruch) in höhere Schichten.⁶¹
- C:** Gas wechselt an einer Bruchstelle in eine höhere Aquifere. Es besteht die Möglichkeit, dass salzhaltige Aquiferen in höhere Lagen gedrückt werden und dort z.B. das Grundwasser versalzen.

⁶¹ Vgl. Focus, 2015.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einlagerung von CO₂ (CCS)

D: Das eingeleitete Gas wandert in eine andere Aquifere, erhöht dort den Lagerstättendruck und die Durchlässigkeit der Verwerfung, wodurch Gas an die Oberfläche gerät.

E: CO₂ entweicht über eine fehlerhaft abgedichtete ggf. ältere Bohrung an die Oberfläche.

F: CO₂ löst sich in einer Aquifere und das Wasser transportiert es aus der Lagerstätte.

G: CO₂ gelangt mit dem Wasser, in dem es gelöst ist, an die Oberfläche oder in den Ozean.

Bei unterseeischer Lagerung könnte das austretende CO₂ zur weiteren Versauerung der Meere beitragen. Außer den oben aufgezählten Risiken besteht auch das Risiko für Mikrobeben wie diese z.B. auch in der Nähe von ausgebeuteten Gaskavernen beobachtet werden.⁶² Diese Beben könnten wiederum die Dichtigkeit der Speicher reduzieren.

Das Thema CCS führte bereits bei einigen Versuchen, Lagerstätten in der BRD einzurichten, zu heftigen Demonstrationen und zum Abbruch der Bemühungen.

Vorausgegangen war die Veröffentlichung eines Gutachtens zu möglichen CO₂-Lagerstätten in Deutschland, das vom BGR in Auftrag gegeben worden war und eigentlich geheim gehalten werden sollte aber von Greenpeace mit einem Lageplan der für zulässig erachteten Lagerorte veröffentlicht wurde (vgl. Abbildung 46, Anhang S. 79).⁶³

Hauptargumente gegen CCS, die über die oben genannten hinausgehen und von Greenpeace formuliert wurden, sind:

- CCS kommt viel zu spät, die Technik hätte schon 2015 im Einsatz sein sollen,
- CCS vergeudet Energie, da wie bereits im Kap. 6.3. beschrieben, das Abfangen von CO₂ bei Kraftwerken bis zu 40 % der erzeugten Energie verbraucht und Kraftwerke mit CCS doppelt so viel Frischwasser verbrauchen wie Kraftwerke ohne CCS,
- CCS ist zu teuer, was den Strompreis verteuern würde,
- Die Frage, wer im Falle eines undichten Lagers für die Schäden haftet, ist offen, da die Versicherungswirtschaft das Risiko als unkalkulierbar einstuft.

Auch das Umweltbundesamt betrachtet die vielen Fragen im Zusammenhang mit CCS als noch nicht geklärt (Publikation vom Mai 2022).⁶⁴

⁶² Vgl. Frankfurter Rundschau, 2022.

⁶³ Vgl. Greenpeace, 2011.

⁶⁴ Vgl. Umweltbundesamt, 2022.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einlagerung von CO₂ (CCS)

Solange das Risiko für die Bevölkerung, die in der Nähe oder gar auf den CO₂-Lagern lebt, nicht kontrollierbar ist, wird sich sicher in Deutschland wenig an den Restriktionen des KSpG ändern. Das Umweltbundesamt bemängelt ebenfalls, dass zum Monitoring von Lagerstätten noch zu wenig Knowhow verfügbar ist.

Dies bedeutet, dass in Deutschland das abgefangene CO₂ über längere Strecken bis zur Verpressung im Ausland dorthin transportiert werden muss und für den Transport von CO₂ in eine Lagerstätte z.B. in Norwegen (Sleipner seit 1996, Snoevhit seit 2011), Finnland, Australien (Gorgon seit 2019) Niederlande (Porthos), Schottland (Acron) eine Infrastruktur geschaffen werden muss.

1.5.3. In-Situ-Mineralisierung

Anders verhält es sich, wenn CO₂ in eine geologische Schicht verpresst wird, die aus Basalt (vulkanisches Gestein mit niedrigem Silikatgehalt), Mafic oder Ultramafic (ebenfalls vulkanischen Ursprungs mit hohem Gehalt an Magnesium- und Eisenoxiden) verpresst wird. Wichtig für die in-Situ-Einlagerung ist das Vorhandensein von zweifach-positiv geladenen Ionen wie z.B. Ca²⁺, Mg²⁺, Fe²⁺, die das vollständige Abbinden des CO₂ durch Carbonatbildung in recht kurzer Zeit von 1–2 Jahren ermöglichen.

Abbildung 40 zeigt die für das Verpressen mit dem In-Situ-Verfahren geeigneten Orte auf der Welt. Die gesamte Speicherkapazität beträgt nach Snoebjörndottir et al. (2020) etwa 250.000 Gt CO₂.

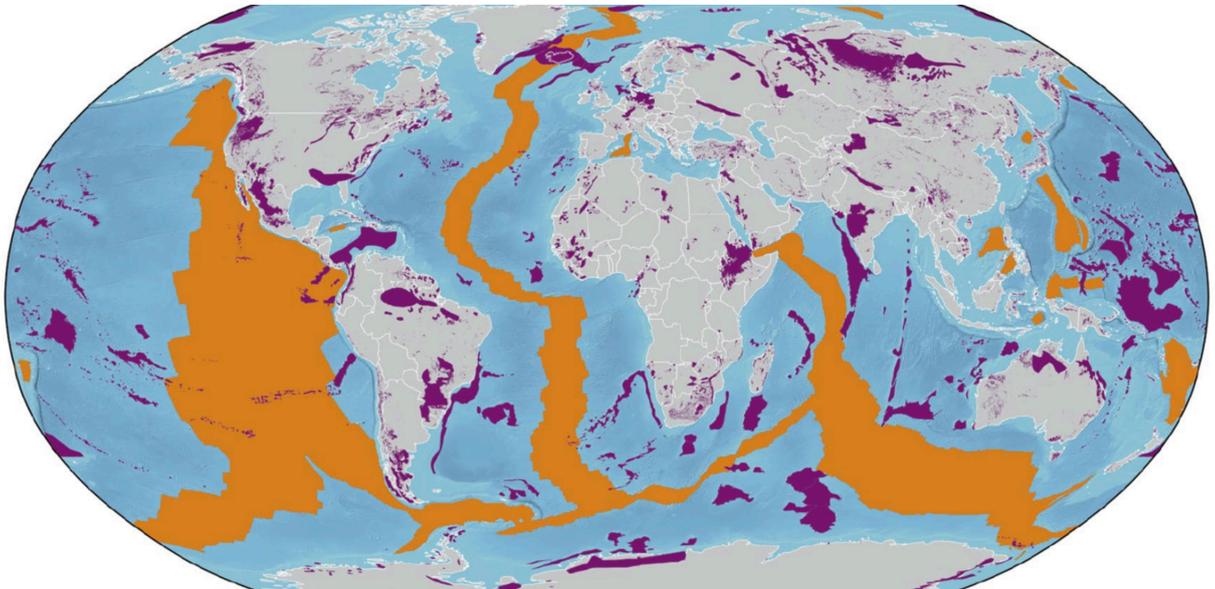


Abbildung 40: Weltweit für die In-Situ-Mineralisierung geeignete Basaltschichten; orange: ozeanische Bergrücken jünger als 30 Ma, lila: ozeanische und kontinentale geeignete Basaltebenen.

Quelle: Snoebjörndottir et al., 2020.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Einlagerung von CO₂ (CCS)

Während in anderen Gesteinen CO₂ nur in den Lückenvolumina physikalisch gefangen wird, kann in den genannten Gesteinsarten eine chemische Bindung (mineralisches Abfangen) erfolgen, das die Beweglichkeit des CO₂ deutlich einschränkt, sodass die im vorangegangenen Abschnitt geäußerten Risiken für das Entweichen von CO₂ hier nicht gelten.

Der in der Natur sehr langsam ablaufende Prozess der Mineralisierung (siehe Abbildung 41) kann durch die Verpressung von in Wasser gelöstem CO₂ in reaktive Gebirge so beschleunigt werden, dass bereits nach wenigen Jahren 100 % des CO₂ in Carbonate umgewandelt wird,⁶⁵ d.h. die Ablagerung gegen Abwandern des CO₂ an die Oberfläche gesichert werden kann. Grund hierfür ist, dass in Wasser gelöstes CO₂ einen sauren Charakter hat (pH 3–5) und Calcium aus dem Gestein löst, das sich dann sehr schnell mit CO₂ zu CaCO₃ verbindet. Ebenfalls gelöstes Magnesium bildet MgCO₃ oder Dolomit CaMg(CO₃)₂ bei Temperaturen oberhalb 65°C und darunter werden andere, weniger stabile Verbindungen eingegangen.

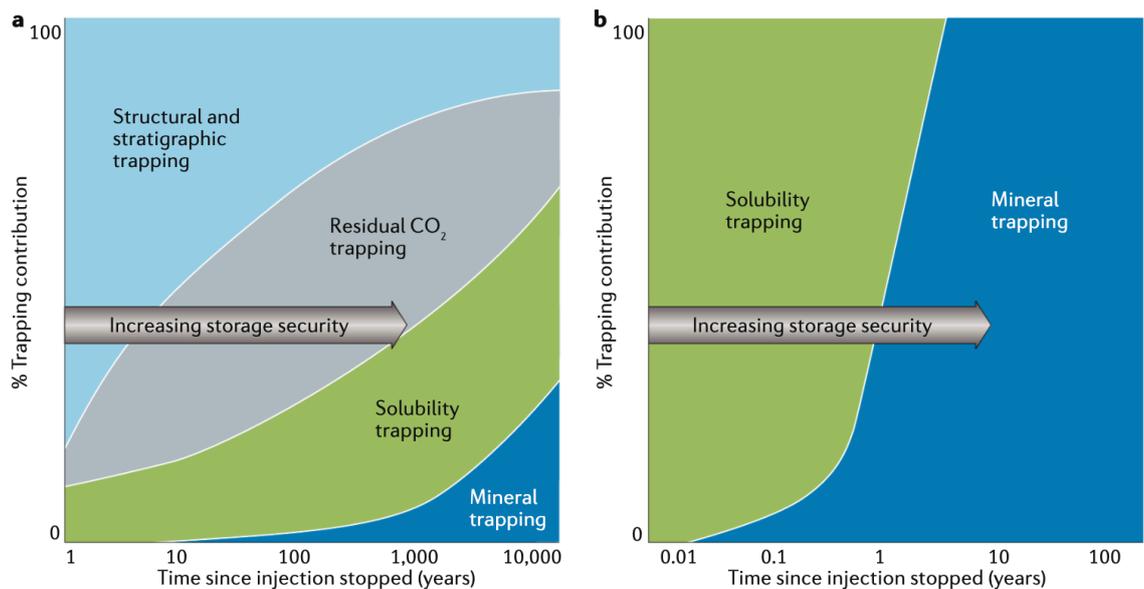


Abbildung 41: Vergleich von Einfangmechanismen für CO₂ durch Verpressen (a) von superkritischem CO₂, (b) von in Wasser gelöstem CO₂.

Quelle: Snoebjörnsdottir et al., 2020.

Glücklicherweise gibt es für die Mineralisierung geeignete geologische Schichten weltweit im Überfluss, da etwa 70 % der Erdoberfläche⁶⁶ basaltartig ist. Auch im Meer findet ständig eine Mineralisierung der ozeanischen Kruste bestehend aus vulkanischen, submarinen Basaltschichten statt, die geschätzt etwa 40 Mt CO₂/a aus aktiven unterseeischen Magma-Entgasungen chemisch bindet. Messungen an der isländischen Küste geben

⁶⁵ Siehe auch Carbfix, o. J.

⁶⁶ Vgl. Snoebjörnsdottir et al., 2020; Global Status of CCS, 2021.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Kosten Abfangen, Transport und Verpressen

Anlass zur Vermutung, dass junge Basalte auf natürliche Weise mehr als 100 kg CO₂/m³ speichern können.

Hieraus ergibt sich ein weltweit verteiltes theoretisches Speicherpotential von 100.000 – 250.000 Gt CO₂, das um Größenordnungen größer ist als alles CO₂, das durch Verbrennung fossiler Quellen erzeugt werden kann.⁵⁰ Damit ist ein hinreichend großes Speicherpotential vorhanden, um CCS als grundsätzlich gangbaren Weg aufzuzeigen, auf dem die Klimaveränderung durch die weltweit steigende Produktion von CO₂ vermieden werden kann.

1.5.4. Ex-Situ-Mineralisierung

Die Karbonisierung von Materialien wie z.B. Flugasche, Abfälle der Eisenindustrie, Abraum aus dem Bergbau durch CO₂-Ströme wurde intensiv untersucht. Um eine ausreichende Karbonisierung zu erreichen, müssen die Materialien hinreichend zerkleinert sein, was zusammen mit dem Antransport und der Lagerung der karbonisierten Produkte die Kosten dieses Verfahrens in unattraktive Höhen⁵⁰ treibt und höher als die der in-situ-Mineralisierung werden lassen.

1.6. Kosten Abfangen, Transport und Verpressen

Der gesamte Prozess von der Erzeugung bis zur Sicherung des verpressten CO₂ lässt sich in folgende Schritte zerlegen (siehe Abbildung 42):

1. Das **Abfangen von** CO₂: für die Gasströme stehen in Abhängigkeit vom CO₂-Partialdruck verschiedene Verfahren zur Verfügung, die sich deutlich in den Kosten unterscheiden. Die Kosten liegen im Bereich 30 – 80 US\$/t CO₂ (ohne DAC) und sind im Wesentlichen vom Partialdruck des CO₂ im Gasstrom abhängig (siehe linke Kostengruppen in Abbildung 42).
2. **Trocknen und Kompression von** CO₂: abhängig vom Durchsatz betragen die Kosten hierfür 12 – 22 US\$ /t CO₂
3. **Transport per Pipeline**: in Abhängigkeit von der transportierten Menge liegen die Kosten für Onshore- oder Offshore-Pipes im Bereich 5 – 25 US\$ /t CO₂ je nach Länge der Pipeline

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Neue Geschäftsmodelle mit CCUS

4. **Transport per Schiff:** die Kosten hängen selbstverständlich von der Transportstrecke ab (siehe auch Abbildung 35). Als minimaler Wert wird hier 13 US\$ / t CO₂ angesetzt
5. **Verpressen von CO₂:** 3 – 19 US\$ / t CO₂ (0,5 – 8 US\$/t CO₂ nach IPCC)
6. **Beobachten und Sichern des CO₂-Lagers:** etwa 1 US\$ / t CO₂ (0,1 – 0,3 US\$/t CO₂ nach IPCC)

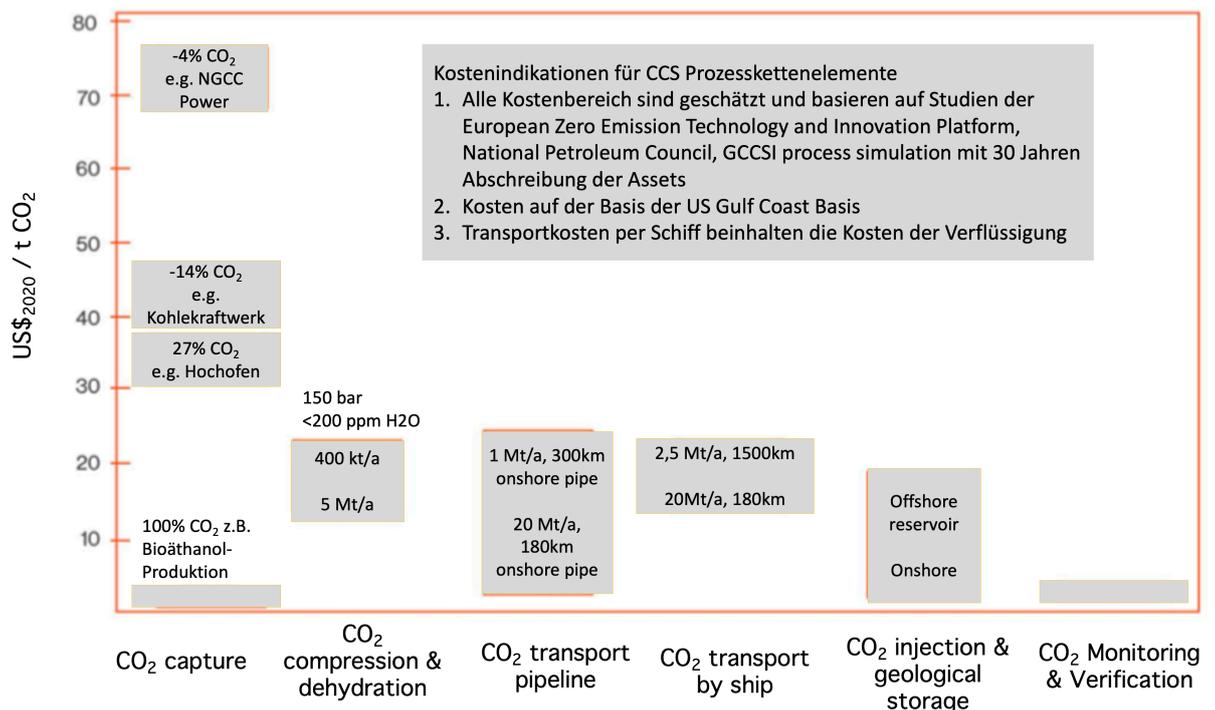


Abbildung 42: Kostenblöcke für den kompletten Prozess von Abfangen bis Überwachen des verpressten CO₂.

Quelle: in Anlehnung an Massey, 2021.

D.h. zu den Kosten des Abfangens von CO₂ kommen im besten Fall mindestens etwa 20 US\$ / t CO₂ für die Schritte 2 bis 6 hinzu.

Im worst case sind dies sogar 80 US\$/t CO₂.

1.7. Neue Geschäftsmodelle mit CCUS

In Anbetracht dessen, dass lokale Industriebetriebe die Möglichkeit haben müssen, die Abgaben für emittiertes CO₂ dadurch zu senken oder zu vermeiden, dass sie CO₂ abfangen und an Orte der Verpressung oder der Nutzung im Rahmen von CCU verbringen, werden sie die hierfür notwendigen Aktivitäten und Investitionen ggf. Dienstleistern

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Neue Geschäftsmodelle mit CCUS

überlassen (z.B. Acorn Project in Schottland oder Langskip (Longship) Project in Norwegen),⁶⁷ die das abgeschiedene CO₂ an verschiedenen Produktionsstätten aufnehmen und gemäß der Schritte 2 – 6 in Abschnitt 2.3.11 weiter prozessieren. Es werden sich neue Geschäftsmodelle entwickeln, bei denen ggf. durch eine staatliche Anschubfinanzierung wie bei Langskip und durch die (Teil-)Übernahme von Betriebskosten Infrastrukturen entwickelt werden, die die Transport- und Endlagerlogistik als Dienstleister übernehmen werden (siehe Abbildung 43). Bevorzugt sind zur Kostenreduktion dann Orte der Verpressung von CO₂ in der Nähe der Erzeugung von CO₂ oder wenn nicht das, dann doch mit kostengünstiger Anbindung an Transportinfrastruktur wie z.B. Pipelines oder Verladeterminals für CO₂.

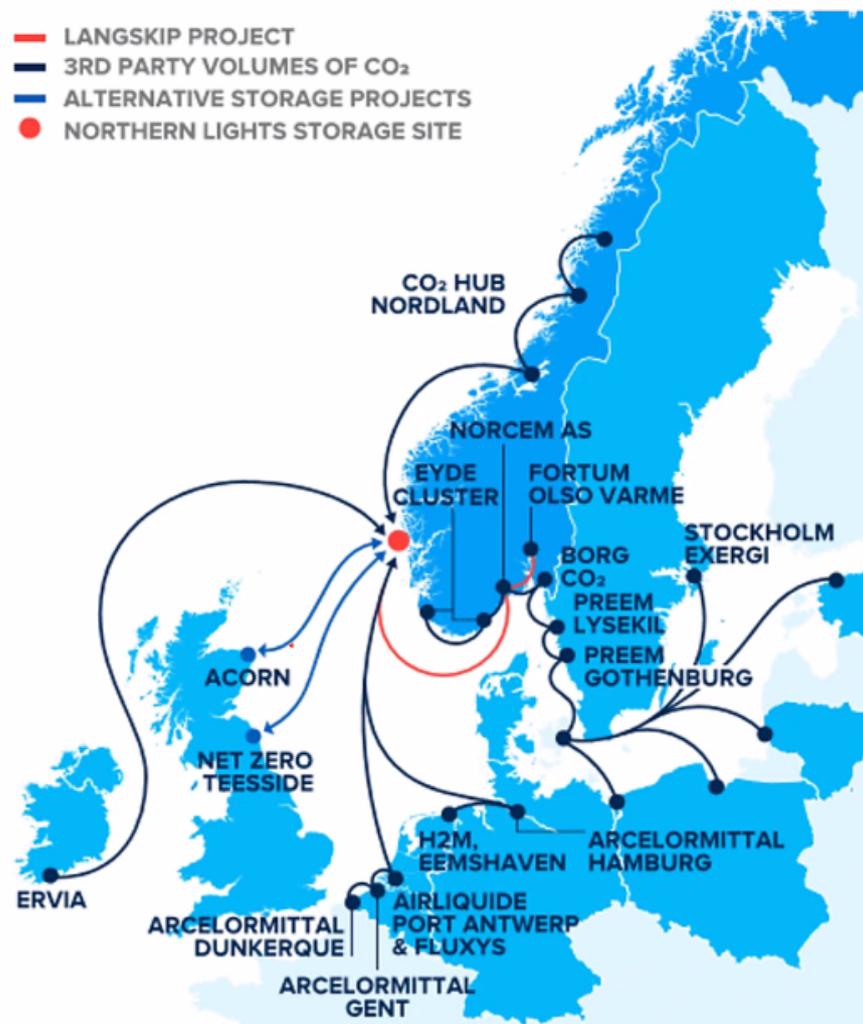


Abbildung 43: Projektplan Langskip Project mit Northern Lights Storage Site.

Weitere erwähnenswerte Projekte in Europa sind:

⁶⁷ Vgl. Massey, 2021.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Neue Geschäftsmodelle mit CCUS

Porthos Projekt: erstes kommerzielles Projekt in der EU, das in 2022 verabschiedet werden soll und 2024 operativ sein wird, bei dem verschiedene Unternehmen in der Region der Häfen von Rotterdam und Antwerpen ihr CO₂ sammeln und in eine leere Gaskaverne in der Nordsee in etwa 20 km Entfernung von der Küste in einer Tiefe von 3 –4 km verpressen werden.

Aramis Projekt: Aufbau einer Wertschöpfungskette und Bereitstellen der Services für

- CO₂-Transport: flüssiges CO₂ (13–18 bar) per Schiff bis zur Kompressorstation von Porthos
- CO₂-Sammelstelle (Hub): Port of Rotterdam
- Offshore Pipeline vom Hub zu den Offshore Plattformen
- CO₂ Storage

Dartagnan Projekt: Erweiterung von Porthos und Aramis durch Sammelinfrastruktur in der Nähe von Dünkirchen.

1.7.1. Rechtliche Grundlagen für CCS

Die großskalige unterirdische Einlagerung von CO₂ wird derzeit in Deutschland durch das KSpG⁶⁸ limitiert: 1,3 Mio t CO₂/a im Einzelfall und 4 Mio t CO₂/a in Deutschland sind die oberen Grenzen im Geltungsbereich des Gesetzes. Das Gesetz lässt den Bundesländern bei der Freigabe oder dem Verbot weitgehend freie Hand, sodass Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern bereits eindeutige Gesetze erlassen haben, die CO₂-Speicherung zu verbieten.

Die Einrichtungen der CCS-Kette unterliegen weiterhin dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG). Verantwortlich für die Umsetzung von TEHG und KSpG und die Überwachung der gesetzlichen Vorschriften ist das Umweltbundesamt (UBA). Dieses hat im Jahr 2009 eine Richtlinie zu den Rahmenbedingungen von CCS herausgegeben. Zu diesem Zeitpunkt hat das UBA CCS noch für nicht hinreichend entwickelt gehalten. Außerdem besteht die Anforderung, dass das abgeschiedene CO₂ in Lagerstätten in unmittelbarer Nähe zur erzeugenden Anlage verpresst werden solle und die Lagerstätten das im gesamten Lebenszyklus der CO₂-Quelle erzeugte CO₂ dort ablagern soll, was Geschäftsmodelle wie die im Kapitel 9.3 benannten ausschließen würde.

⁶⁸ KSpG: Kohlendioxid-Speicherungsgesetz von 2012 mit letzter Änderung 2021; Bundesumweltamt, 2009.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Neue Geschäftsmodelle mit CCUS

Zusammenfassend stellt das Gutachten der Bellona die rechtliche Situation für CCS in Deutschland dar.⁶⁹ Es geht davon aus, dass die Speicherung des CO₂ ohnehin nicht in Deutschland, sondern in Norwegen oder den Niederlanden geschehen wird, sodass der Aspekt der Speicherung gar nicht weiter betrachtet wird.

Deutschland setzt die Vorgabe der EU in der Richtlinie „2009/31 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid“ für die als Brückentechnologie bezeichnete Speicherung ein. Die EU betont in Absatz (4), dass CCS nicht dazu missbraucht werden dürfe, den Anteil von Kraftwerken mit fossiler Befeuerung zu steigern. Die EU hat im Jahr 2009 noch moderate Mengen an verpresstem CO₂ geplant: 7 Mt bis 2020 und 160 Mt bis 2030.

Für die unterseeische Verpressen wird weiterhin der völkerrechtlich bindende Vertrag „Ospar“ (Oslo und Paris) aus dem Jahr 1992 berücksichtigt. In OSCOM (1972) und PARCOM (1974) wurden die Verklappung bzw. die Einleitung umweltgefährlicher Stoffe kontinentaler Herkunft in Nordsee und Nordatlantik geregelt. OSPAR ist zuständig für alles, was in die Nordsee und den Nordatlantik eingeleitet, versenkt oder in anderer Weise eingebracht wird. Unterzeichner sind die Europäische Union und als Einzelstaaten Belgien, Deutschland, Dänemark, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Irland, Luxemburg, Norwegen, Niederlande, Portugal, Spanien, Schweden und die Schweiz.

Die IMO (Intergovernmental Maritime Consultative Organization, gegründet 1948) begründete 1969 Verfahren, die vor allem die schnelle und angemessene Entschädigung von Opfern von Ölverschmutzungen ermöglichen sollte. Das „London Protocol“ (LP) und das „London Convention“ (LC) werden als die fortschrittlichsten Rechtsinstrumente angesehen, die sich seit dem Jahr 2006 mit der CCS-SSGF (CCS in subs-sea geological formations) beschäftigen, die aber leider noch nicht von allen Staaten – auch nicht von Deutschland – ratifiziert worden sind. Das LP schreibt die Schritte vor dem Verpressen in Seegebiete, die der eigenen Rechtsprechung unterliegen, vor: Risikoabschätzung und -management, strikte Einhaltung aller Schutzstandards, und ist damit eine der wichtigsten Säulen des Umweltschutzes in den Meeren.

1.7.2. Lebenszyklus eines CCS-Projektes

Der Vorlauf für ein CCS-Projekt bis zum Beginn der Arbeitsphase beträgt 4 bis 7 Jahre wie aus Abbildung 44 zu ersehen ist. Um das Potential von CCS, die Umwelt von klimaschädlichem CO₂ zu entlasten, möglichst schnell zu nutzen, ist als baldiges Handeln angesagt.

⁶⁹ Siehe BBH, 2022.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Neue Geschäftsmodelle mit CCUS

Bei der Kalkulation der Kosten für ein CCS-Projekt ist auch zu berücksichtigen, dass ähnlich wie im Bergbau sog. „Ewigkeitskosten“ auch nach der Dekommissionierung der Anlage dadurch anfallen, dass die Einlagerung des CO₂ gerade bei der Einlagerung in Kavernen und ehemaligen Lagerstätten von Öl und Gas überwacht werden muss.

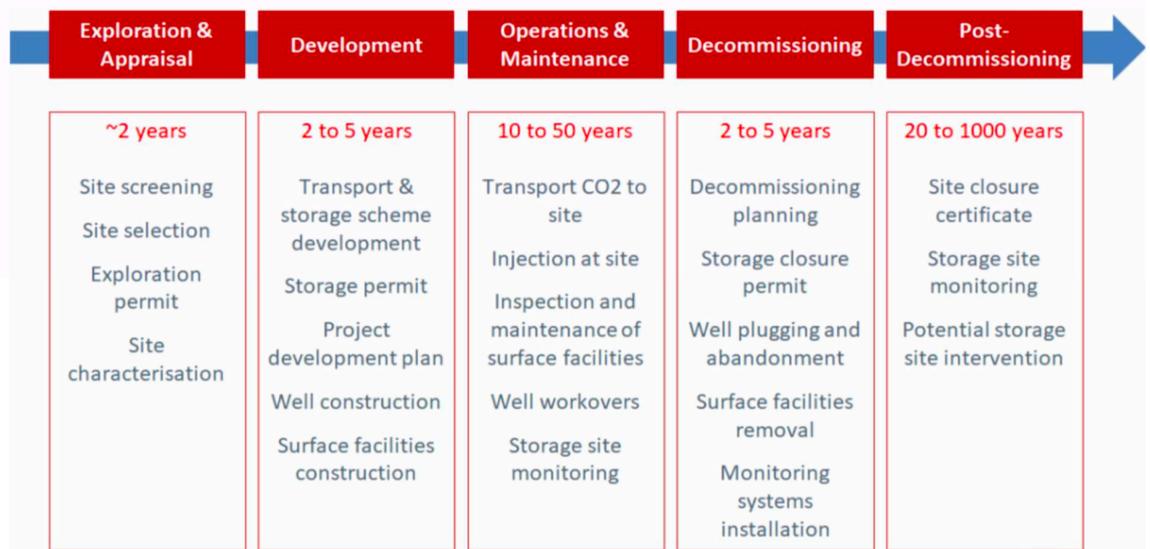


Abbildung 44: Lebenszyklus eines CCS-Projektes.

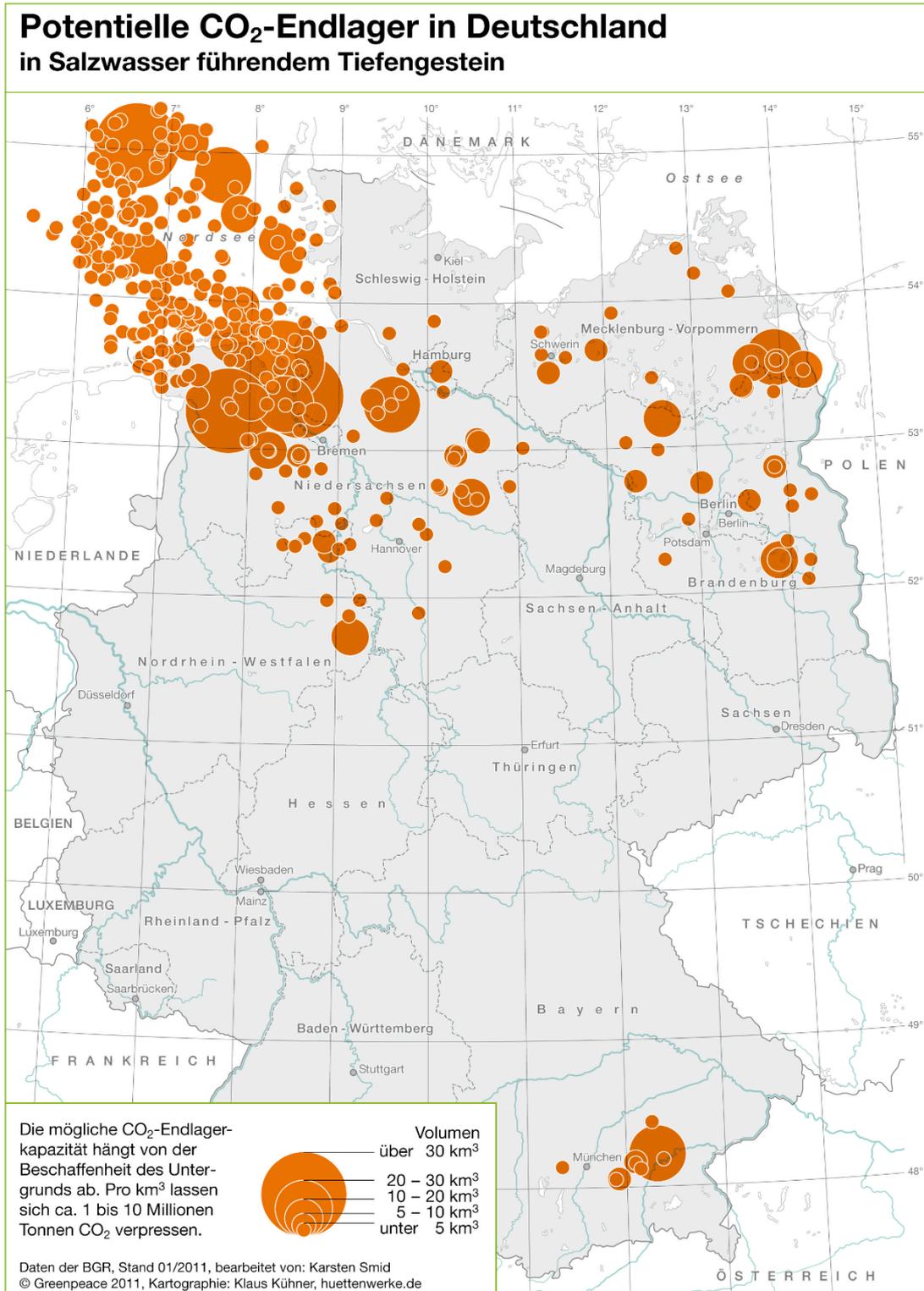
Quelle: Energy Transition Alliance, 2021.

Anhang zu CCS



Abbildung 45: Bewertung der Reife von CCS-Verfahrensteilen.

Quelle: IEA, 2020 aus Massey, 2021.



Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) nennt in Deutschland 408 Standorte, die als CO₂-Endlager in „salinen Aquiferen“ in Frage kommen. Die meisten befinden sich in Norddeutschland und unter dem schleswig-holsteinischen Wattenmeer. In allen Regionen möglicher Endlager gibt es starke Proteste der Bevölkerung.

Abbildung 46: Standorte für CO₂-Endlager aus einem Gutachten der BGR (2011) und der Überarbeitung durch Greenpeace

Literaturverzeichnis CCS

- Baxter, L., Baxter, A., & Burt, S. (2009). *Cryogenic CO₂ Capture as a Cost-Effective CO₂ Capture Process*. Brigham Young Univ.
- BBH Gutachten Rechtliche Rahmenbedingungen für Carbon Capture and Storage (CCS) in Deutschland (2022). Kanzlei Becker, Büttner, Held. <https://network.bellona.org/content/uploads/sites/5/2022/04/Gutachten.pdf>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Bellona (2022a). Rechtliche Rahmenbedingungen für Carbon Capture and Storage (CCS) in Deutschland. <https://de.bellona.org/publication/rechtliche-rahmenbedingungen-fur-carbon-capture-and-storage-ccs-in-deutschland/>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Bellona (2022b). Carbon-Management-Strategie. https://network.bellona.org/content/uploads/sites/5/2022/12/20221220_Positionspapier_Carbon-Management-Strategie_final.pdf. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Block, S., & Viebahn, P. (2022). Direct Air Capture in Deutschland: Kosten und Ressourcenbedarf eines möglichen Rollouts im Jahr 2045, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 72(4), 14–17. Wuppertal Institut.
- Bundesumweltamt (2009). CCS – Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik, <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3804.pdf>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Carbfix (o. J.). Proven. www.carbfix.com/proven. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Deutsche Energie Agentur (Dena) (2021). Technische CO₂-Senken – Kurzugutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Prognos AG, Berlin. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/kurzugutachten-im-rahmen-der-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- de Jonge M. M., Daemen, J., Loriaux, J. M., et al. (2019). Life cycle carbon efficiency of direct air capture systems with strong hydroxide sorbents. *Int. J. Greenh. Gas Control*, 80, 25–31. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.11.011>
- Energie-Lexikon (o. J.): Webseite Energie-Lexikon. https://www.energie-lexikon.info/CO2_vermeidungskosten.html. Zugegriffen: 03.03.2023.
- European Commission (2017). Requirements for safe and reliable CO₂ transportation pipeline (SARCO₂), EUR 28918.
- Europäische Kommission (2009). Richtlinie 2009/31 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid. (23.04.2009). <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:DE:PDF>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- European Technology Platform for Zero emission fossil fuel Power Plants (o. J.). Webseite Zero Emissions Plattform. <https://zeroemissionsplatform.eu/>. Zugegriffen: 03.03.2023.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Literaturverzeichnis CCS

- Fasihi, M., Efimova, o., & Breyer, C (2019). Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants, *J. of cleaner Production*, 224, 957–980. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>
- Focus (2015). Erdbeben-Gefahr durch unterirdische CO₂-Speicherung. Focus Online (10.09.2015). https://www.focus.de/wissen/klima/erdbeben-gefahr-durch-unterirdische-co2-speicher-lagerung-von-kohlendioxid_id_2041899.html. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Frankfurter Rundschau (2022). Niederlande: Gasförderung lässt Erdbebengefahr steigen. Franfurter Rundschau (31.01.2022). <https://www.fr.de/panorama/niederlande-gas-groningen-erdbeben-gasfeld-deutschland-nachfrage-robert-habeck-91269703.html>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Fraunhofer ISE (2021). Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>. Zugegriffen. 03.03.2023.
- Global CCS Institute (2014). CO₂ Pipeline Infrastructure. <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/120301/co2-pipeline-infrastructure.pdf>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Global CCS Institute (2021). Global Status of CCS 2021, Australia. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2023/01/Global-Status-of-CCS-2021-Global-CCS-Institute-1121-1-1.pdf>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Global CCS Institute (o. J.). Webseite Global CCS Institute. <https://www.globalccsinstitute.com/co2re/>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Global Energy Monitor (2021). Global Fossil Infrastructure Tracer. <https://globalenergy-monitor.org/projects/global-fossil-infrastructure-tracker/>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- GOV.UK (2018). Webseite Government. <https://www.gov.uk/government/publications/call-for-ccus-innovation-literature-review-benchmarking-report-and-calculator>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Greenfacts (o. J.). Webseite Greenfacts. <https://www.greenfacts.org/en/co2-capture-storage/l-3/4-transport-carbon-dioxide.htm>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Greenpeace (2011). Webseite Greenpeace. <https://www.greenpeace.de/publikationen/20110901-CO2-Endlager-Risiko.pdf>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Hess, D., Klumpp, M., & Dittmeyer, R. (2021). Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien, Karlsruher Institut für Technologie. https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Da-teien/PDF/29-01-2021-DAC-Studie-Executive_Summary.pdf. Zugegriffen: 03.03.2023.
- IEA (2008a). CO₂ Capture and storage: A Key Carbon Abatement Option <https://www.iea.org/reports/co2-capture-and-storage-a-key-carbon-abatement-option>. Zugegriffen: 03.03.2023.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Literaturverzeichnis CCS

- IEA (2008b). Energy Technology Perspectives. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/0e190efb-daec-4116-9ff7-ea097f649a77/etp2008.pdf>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- IEA (2021). About CCUS. www.iea.org/reports/about-ccus. Zugegriffen: 03.03.2023.
- IEF-STE (2010) Weltweite Innovationen bei der Entwicklung von CCS-Technologien und Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO₂, <https://www.itmc.rwth-aachen.de/cms/ITMC/~fspy/Forschung/>, zugegriffen: 13.03.2023
- IPCC (2005). srccs technical summary, Carbon Dioxide Capture and Storage. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Karangwa, E. (2008). Estimating the cost of pipeline transportation in Canada. <https://ctrf.ca/wp-content/uploads/2014/07/Karangwa2008.pdf>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Kearns, J., Teletzke, G., Palmer, J., et al (2017). Developing a consistent database for regional geologic CO₂ storage capacity worldwide, *Energia Procedia*, 114, 4697. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1603>.
- Keith, D., Holmes, G., St. Angelo, D., et al. (2018). A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere, *Joule*, 2(8), 1573–1594. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.05.006>
- KNDE2045 (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045, *Prognos*, Öko-Institut, Wuppertal Institut.
- Liu, C. M., Sandhu, N. K., McCoy, S. T., et al. (2020). A life cycle assessment of greenhouse gas emissions from direct air capture and Fischer – Tropsch fuel production. *Sustain. Energy Fuels*, 4, 3129–3142.
- Madhu, K., Pauliuk, S., Dhathri, S., et al. (2021). Understanding environmental trade-offs and resource demand of direct air capture technologies through comparative life-cycle assessment, *NatEnergy*, 6, 1035–1044. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00922-6>. Supplementary Information.
- Mahnke, E. (2015). CO₂-Verpressung: Probleme aus der Tiefe. *Heinrich Böll Stiftung*. <https://www.boell.de/de/2015/06/02/co2-verpressung-probleme-aus-der-tiefe>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Markewitz, P., Kuckshinrichs, W., Linssen, J., et al. (2010). Weltweite Innovation bei der Entwicklung von CCS-Technologien und Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO₂. *Schriften des Forschungszentrums Jülich*, 60.
- Markewitz, P., Zhao, L., Robinius, M. (2017). Technologiebericht 2.3, CO₂-Abscheidung und Speicherung CCS innerhalb des Forschungsprojektes TF_Energiewende. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- Massey, J. (2021). Carbon Capture, Utilisation & Storage (CCUS). *A Green power Global event Dec 7th-9th*.
- McKinsey (2008). Carbon Capture and Storage: Assessing the Economics. www.mckinsey.com. Zugegriffen: 03.03.2023.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Literaturverzeichnis CCS

- McQueen, N., Psarras, P., Pilorgé, H., et al. (2020). Cost Analysis of Direct Air Capture and Sequestration Coupled to Low-Carbon Thermal Energy in the United States, *Environ. Sci. Technol* 54(12), 7542–7551.
<https://doi.org/10.1021/acs.est.0c00476>. Supplement to McQueen Cost Analysis of DAC es0c00476_si_001.pdf
- Minh, T. H., Allinson, G., Wiley, D. E. (2008). Reducing the Cost of CO₂ Capture from Flue Gases Using Pressure Swing Adsorption, *Ind. Eng. Chem. Res.* 47, 4883–4890.
- Nasa (2019). NASA Webseite. https://www.nasa.gov/directorates/heo/scan/engineering/technology/technology_readiness_level. Zugegriffen: 03.03.2023.
- NETL National Energy Techn. Lab (2021). Carbon Capture and Storage Database. <http://netl.doe.gov>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Otto, A. (2015). Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bedeutung von CO₂ als Rohstoff in der chemischen Industrie, *Energie & Umwelt. FZ Jülich*, 268.
- Our World in data (o. J.). Our World in Data Webseite. <https://ourworldindata.org/co2-emissions#global-co2-emissions>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Qi, L. (2021). China's CCUS Pathways: From Carbon Storage to Carbon Neutrality, Chinesisch-Deutsche Kooperation. *Chinese Academy of Science*.
- Rahman, A. (2016). Development of Pressure Swing Adsorption (PSA) Processor CO₂ Capture from Flue Gas. Diss Univ. South Carolina.
- Renzenbrink, W., Ewers, J., Keller, D., et al (2009). RWE's 450 MW IGCC/CCS Project Status and Outlook, *Energy Procedia*, 1(1), 615–622.
- Ritchie, H., & Roser, M. (o. J.). CO₂ Emissions. *Our World in Data*. <https://ourworldindata.org/co2-emissions#global-co2-emissions>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Skagestad, R., Wolf, J., & Mathisen, A. (2019). *CO₂stCap Reducing the Cost of Carbon Capture in Process Industry*. Chalmers Univ of Techn.
- Snoebjörnsdottir, S. O., Sigfusson, B., Marieni, C., et al. (2020). Carbon Dioxide storage through mineral carbonization, *Nature Reviews*, 1, 90–102.
<https://doi.org/10.1038/s43017-019-0011-8>
- Sutherland, B. R. (2019). Pricing CO₂ Direct Air Capture, *Joule*, 3, 1569–1577.
- Statista (2019). CO₂-Emissionen in Deutschland. <https://de.statista.com/statistik/studie/id/6920/dokument/co2-emissionen-in-deutschland/?locale=de>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Statista (2021). Höhe der CO₂-Emissionen in Deutschland seit 1990. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2275/umfrage/hoehe-der-co2-emissionen-in-deutschland-seit-1990/?locale=de>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- TAZ (2022). Der nächste Bodenschatz (08.01.2022). <https://taz.de/Norwegens-Endlager-fuer-Kohlendioxid/!5823921/>. Zugegriffen: 03.03.2023.

Optionen zum Abfangen von CO₂ / Literaturverzeichnis CCS

Umweltbundesamt (2022). Carbon Capture and Storage. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage>. Zugegriffen: 03.03.2023.

VDI Statusreport (2021). *Industrielle CO₂-Kreisläufe*.

Wernicke, H. J. (2021a). Status DAC, GES-interne Kommunikation.

Wernicke, H. J. (2021b). CO₂-Emissionen der Kalk- und Zementindustrie. *GES- interne Kommunikation*.

Wikipedia (o. J.): Wikipedia Polyethylenimin. <https://de.wikipedia.org/wiki/Polyethylenimin>. Zugegriffen: 03.03.2023.

2. Kritische Rohstoffe

2.1. Einleitung

Die Transition hin zur Produktion von erneuerbarer Energie und zur Vermeidung von fossilen Energieträgern hat zur Folge, dass andere Materialien benötigt werden, um z.B. Anlagen zur Energieerzeugung oder zur Nutzung zu produzieren. Beispielsweise benötigt ein elektrisches Fahrzeug etwa sechsmal mehr Mineralien als ein konventionelles Fahrzeug mit Verbrennungsmaschine und ein Windrad auf dem Land benötigt etwa neunmal mehr Mineralien als eine gasbefeuerte Anlage (siehe Abbildung 47).

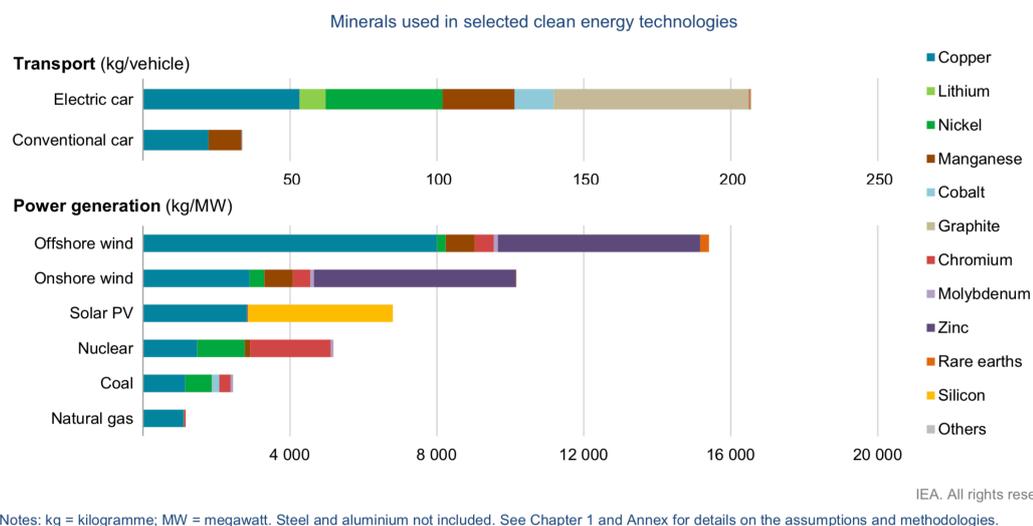


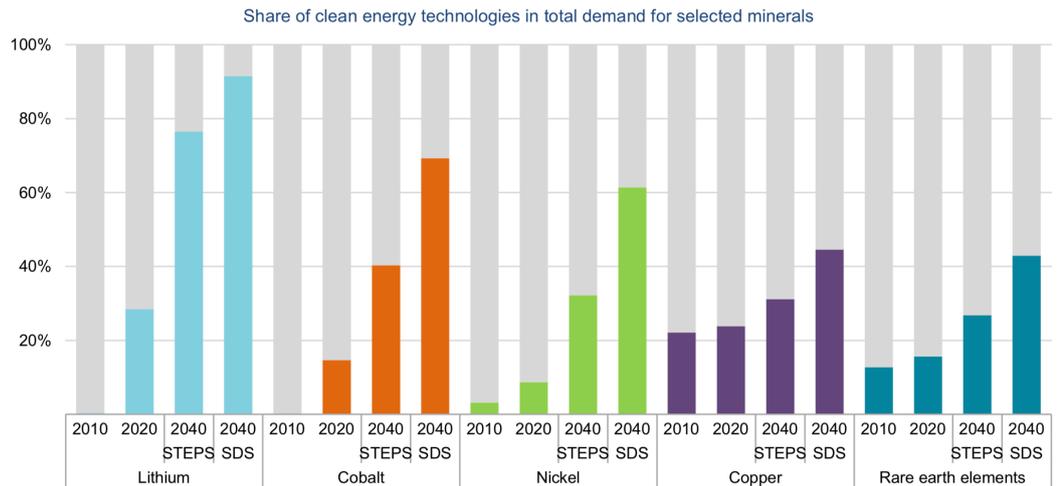
Abbildung 47: Spezifischer Verbrauch von verschiedenen Mineralien in kg/Fahrzeug bzw. kg/MW für verschiedene Energieerzeuger.

Quelle: IEA, 2021.

Diese weltweit einsetzende Transition hat die Verhältnisse auf den Rohstoffmärkten der Welt verändert. Mit zunehmender Transition der Energiezeugung (eigentlich „Umwandlung von Energie“) wurde dieser Sektor zum führenden Verbraucher von mineralischen Rohstoffen wie Lithium, Kobalt, Nickel, Kupfer und den Seltenen Erden. Diese Mineralien werden in den nachfolgenden Kapiteln im Detail beschrieben.

Schon in der Zeit vor dem Krieg in der Ukraine und auch schon vor der Corona-Pandemie beobachten wir steigende Rohstoffpreise an den Börsen der Welt. Die Corona-Pandemie hat die Situation dadurch extrem verschärft, dass in dieser Zeit zahlreiche Minen geschlossen wurden und anschliessend mit hochfahrender Produktion der Bedarf nicht gedeckt werden kann. Die durch Schließung von Häfen und des Blockade Suezkanals verursachten Probleme in der Logistik verschärfen heute die Problematik.

2. Kritische Rohstoffe / 2.1. Einleitung



IEA. All rights reserved.

Notes: Demand from other sectors was assessed using historical consumption, relevant activity drivers and the derived material intensity. Neodymium demand is used as indicative for rare earth elements. STEPS = Stated Policies Scenario, an indication of where the energy system is heading based on a sector-by-sector analysis of today's policies and policy announcements; SDS = Sustainable Development Scenario, indicating what would be required in a trajectory consistent with meeting the Paris Agreement goals.

Abbildung 48: Anteil der Mineralien, die für die Technik im Bereich der erneuerbaren, sauberen Energietechnik gebraucht werden.

Quelle: IEA, 2021.

Pressemitteilungen wie „Nickelpreis auf Rekord-Niveau“, „Preise für Aluminium so hoch wie seit Jahren nicht mehr“, „Magnesium wird knapp“ lassen die Rohstoffpreise in die Höhe schnellen.

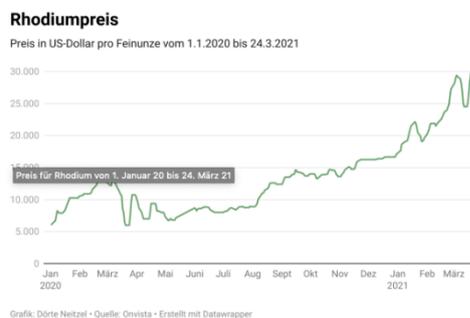


Abbildung 49: Preisentwicklung für Rhodium zwischen 2020 und 2021.

Quelle: Neitzel, 2021.

Der **Rhodiumpreis** stieg innerhalb von 1 Jahr um 375 % aktuell: 500.000 USD/kg, (Näheres hierzu in Tabelle 17.)

Der Iridiumpreis steigt innerhalb von 3 Monaten um 300 %, liegt aber mittlerweile bei 4500 USD/oz.

2. Kritische Rohstoffe / 2.1. Einleitung

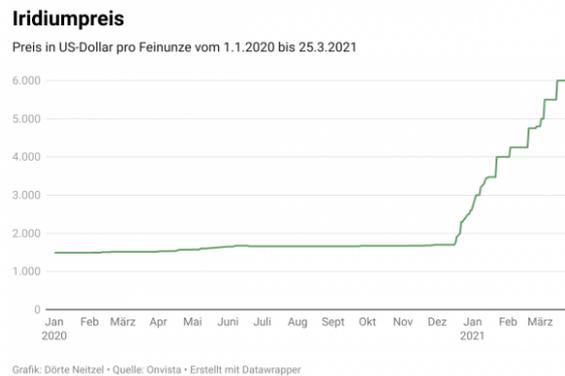


Abbildung 50: Preisentwicklung für Iridium zwischen 2020 und 2021.

Quelle: Neitzel, 2021.

Aber auch Platin (+22 %), Ruthenium⁴⁴ (+57 %), Palladium (+30 %), Kupfer (+44 %), Zinn (+60 %), Nickel (+12 %), Aluminium (+25 %) verzeichnen in der Zeit von 2020 bis Frühjahr 2021 rasante Verteuerungen.

Dies ist Anlass, die Bedeutung der sogenannten kritischen Rohstoffe und die möglichen Auswirkungen der Preissteigerungen in diesem Dokument zu untersuchen, zumal die Kenntnis der Verwendung einiger der zu dieser Gruppe von Elementen, Mineralien oder Rohstoffen gehörenden Produkte nicht als verbreitet vorausgesetzt werden kann.

Abbildung 51 zeigt die Mengen an einzelnen Substanzen/Elementen, die zur Herstellung aller Smartphones, die 2016 verkauft wurden, benötigt wurden. Dies verdeutlicht, dass nicht nur die funktionale Komplexität der Mobiltelefone, sondern auch die Menge der an seiner Herstellung beteiligten Materialien stark zugenommen hat.

Nun wäre es sicherlich für den Bürger akzeptabel, wegen Nichtverfügbarkeit der Rohstoffe auf den vorzeitigen Neukauf eines Mobiltelefons zu verzichten. Nichtverfügbarkeit, die den Ausbau der Erneuerbaren Energien verzögert oder gar die Energiewende verhindert, ist es allerdings nicht. Daher beschreibt dieses Dokument auch die Strategien einzelner Länder, den Nachschub für zu importierende Materialien zu sichern.

2. Kritische Rohstoffe / 2.1. Einleitung

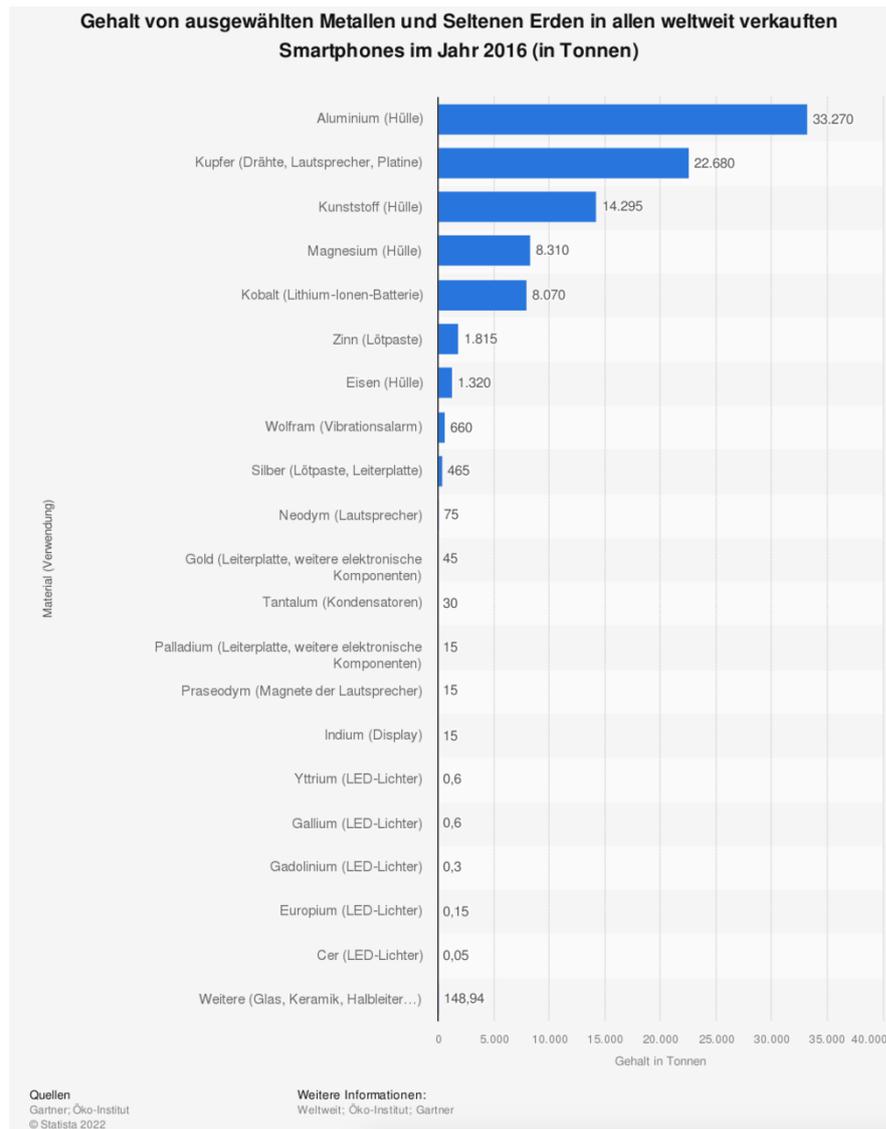


Abbildung 51: Gehalt von ausgewählten Substanzen in allen weltweit im Jahr 2016 verkauften Smartphones.

Quelle: Statista (2016)

2.1.1. Definition von kritischen Rohstoffen

Die Europäische Kommission hat ab dem Jahr 2011 Listen mit „kritischen Rohstoffen“ (CRM) herausgegeben, die beginnend mit 14 Materialien im Jahr 2011 auf mittlerweile 30 im Jahr 2020 angewachsen ist (vgl. Anhang Tabelle 21, Seite 150). „Als kritisch werden Rohstoffe bezeichnet, bei denen das Risiko eines Versorgungsengpasses in den nächsten zehn Jahren besonders groß ist und die als besonders wichtig für die Wertschöpfungskette betrachtet werden. Das Risiko von Versorgungsengpässen steht im Zusammenhang mit der Konzentration der Produktion auf einige wenige Länder und der geringen politischen und wirtschaftlichen Stabilität mancher Lieferanten. Zu diesem Risiko kommt bei einigen Mineralien erschwerend hinzu, dass der Rohstoff nur schwer ersetzt werden kann

2. Kritische Rohstoffe / 2.1. Einleitung

*und seine Rückgewinnungsquote gering ist. In vielen Fällen ist eine stabile Versorgungssituation ein wichtiges Element der Zielsetzungen der Klimapolitik und der technologischen Innovation“.*⁷⁰

Die Definition dessen, was kritische Rohstoffe oder Mineralien sind, wird oft auch unter dem Aspekt der strategischen Wichtigkeit für die Landesverteidigung gesehen. Der Überblick über Rohstoffstrategien im Kapitel 2.13.2.1. verdeutlicht, dass diese international sehr unterschiedlich sein können.

Die EU setzt hier eine Methodik ein, bei der Größen wie „Supply Risk“ oder „Import Reliance“ aus vorliegenden Bewertungsindices numerisch ermittelt werden.⁷¹ Die EU hat mit RMIS eine für jedermann zugängliche Datenbank mit Informationen rund um die kritischen Materialien und Sekundärrohstoffe geschaffen, die weiterführende Informationen zu den Rohstoffen zur Verfügung stellt.⁷²

2.1.2. Relevanz für den Gesamtzusammenhang

Beim Übergang von der fossilen Energiewirtschaft zu einer, die sich um nachhaltige, umweltfreundliche und kostengünstige und damit wohlstandserhaltene Erzeugung bzw. Umwandlung von Energie bemüht, spielt die Verfügbarkeit von bereits langjährig genutzten Rohstoffen aber auch und insbesondere von solchen, deren Anwendung erst jüngst bei neuen Technologien üblich und notwendig geworden sind, eine überaus große Rolle.

Da Rohstoffe und Mineralien als Bodenschätze nicht in allen Ländern gleich verteilt vorkommen, ihr Abbau und Aufbereitung aber teilweise auch hohes technisches und verfahrenstechnisches Knowhow voraussetzt, ist deren Nutzbarkeit für rohstoffarme Länder außerdem auch von der Exportstrategien der Förderländer und den teilweise explodierenden Preisen auf den Weltmärkten abhängig.

Ob und wie schnell sich der weltweite Wandel zu einer Wirtschaft ohne CO₂-Erzeugung vollzieht, hängt auch von der Verfügbarkeit der als kritische Rohstoffe oder kritische Mineralien oder allgemeiner noch kritische Materialien bezeichneten Stoffe, die nachstehend beschrieben werden, ab. Die meisten Länder haben die für sie kritische Situation erkannt und mit der Formulierung von Rohstoffstrategien reagiert, die im Kapitel 2.13.6. beschrieben werden. Hierbei spielen nicht nur die Primärrohstoffe eine Rolle, sondern auch der Umgang mit Sekundärrohstoffen, die aus der Aufarbeitung von Abfällen und Recycling

⁷⁰ Vgl. Europäische Kommission, 2011, S. 2.

⁷¹ Vgl. European Commission, 2017.

⁷² RMIS: Raw Material Information System, vgl. RMIS (o. J.).

2. Kritische Rohstoffe / 2.1. Einleitung

entstehen. So wie die zivilen Gesellschaften sich z.B. infolge der Klimakrise und weltpolitischen Krisen auf Einschränkungen bei der Verfügbarkeit von Ressourcen wie Strom und Wasser einstellen werden, verlangt auch die zunehmende Verknappung und Verteuerung von Rohstoffen ein Umdenken hin zur Produktion langlebiger und reparierbarer Wirtschaftsgüter mit hoher Recycle-Fähigkeit.

Insbesondere ist die Verknappung und die damit einhergehende Erhöhung der Rohstoffpreise für Entwicklungsländer wichtig, da sie es schwer haben werden, gegen die entwickelten Länder ihre Kaufabsichten auf dem Weltmarkt zu realisieren. Außerdem sind Industrienationen wie z.B. China unterwegs, in weniger entwickelten oder ärmeren Ländern Zugriff auf attraktive Rohstofflagerstätten zu erlangen. Hierdurch stürzen sich diese Länder durch langfristige Verträge in Abhängigkeit zu diesen Industrienationen und gefährden die Aussicht, ihre ökonomische Weiterentwicklung selbständig entwickeln zu können.⁷³

2.1.3. Keraussagen

- Eine große und ständig wachsende Anzahl von Mineralien und chemischen Elementen kann als kritische Rohstoffe eingestuft werden.
- Im Fall von Lithium, Kobalt und den Seltenen Erden kontrollieren die drei größten Produzenten der Welt, allen voran China, drei Viertel des globalen Marktes (IEA, The role of critical Minerals in Clean Energy Transitions, 2021).
- Die zunehmende Nachfrage nach Rohstoffen, die für die Wende in der Mobilität und der Energieerzeugung und -versorgung benötigt werden, steht Problemen bei der Bereitstellung der Rohstoffe gegenüber, die einerseits durch die Corona-Pandemie verursacht wurden und andererseits auch durch die notwendige Vorlaufzeit für Exploration und Aufbau der Produktions- und Logistikkapazitäten bedingt sind.
- Die Beschaffungskosten der Rohstoffe explodieren wegen des Missverhältnisses von Angebot und Nachfrage einerseits und durch die gestiegenen Produktionskosten von Rohstoffen mit Vorkommen in geringen Konzentrationen wie z.B. im Fall der Seltenen Erden.
- Die Abhängigkeit der Industrienationen von kritischen Rohstoffen kann bei Konflikten zu ihrer politischen Erpressung genutzt werden.
- Auch wenn die globalen Probleme nur durch die Kooperation zwischen den Produzenten und Anwendern der kritischen Rohstoffe gelöst werden können, wird die

⁷³ Vgl. Saam, 2008.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Kontrollmöglichkeit über die kritischen Rohstoffe in einigen Ländern dazu genutzt werden, die eigene Position als Produktions- und Handelsmacht zum Nachteil anderer zu stärken.

- Wenn es nicht gelingt, die Abhängigkeit von den kritischen Rohstoffen zu verringern z.B. durch die Entwicklung von Substituten oder das Verbessern des Recyclings und dessen Ausweitung auf „Urban Mining“, dann ist die Energie- und Verkehrswende ernsthaft in Gefahr.

2.2. Ausgewählte kritische Rohstoffe

2.2.1. Übersicht kritischer Rohstoffe

Eine erste Übersicht über kritische Rohstoffe erhält man, wenn man sich durch einen Blick auf das Periodensystem die Verfügbarkeit der Elemente und ihrer Verbindungen, in denen sie vorkommen, ansieht. Abbildung 52 stellt im Periodensystem der Elemente diejenigen Elemente in Rot dar, für die in den nächsten 100 Jahren nach Einschätzung von Mike Pitts ein Mangel auftreten wird.⁷⁴

* Lanthaniden

lanthanum 57 138,91	cerium 58 140,12	praseodym 59 140,91	neodym 60 144,24	promethium 61 [145]	samarium 62 150,36	europium 63 151,96	gadolinium 64 157,25	terbium 65 158,93	dysprosium 66 162,50	holmium 67 164,93	erbium 68 167,26	thulium 69 168,93	ytterbium 70 173,04
actinium 89 [227]	thorium 90 232,04	protactinium 91 231,04	uran 92 238,03	neptunium 93 [237]	plutonium 94 [244]	americium 95 [243]	curium 96 [247]	berkelium 97 [247]	californium 98 [251]	einsteinium 99 [252]	fermium 100 [257]	mendelevium 101 [258]	nobelium 102 [259]

** Actiniden

 Mangel innerhalb der nächsten 100 Jahre

 Mangel droht durch steigende Nachfrage

 Begrenzt verfügbar, potentieller Mangel

 Ausreichend vorhanden

☢ Entsteht nur durch radioaktiven Zerfall

 Unzureichende Daten

Mit freundlicher Genehmigung von Mike Pitts
<https://ktn.innovateuk.org/web/mike-pitts/>

Abbildung 52: Periodensystem der bedrohten Elemente. Quelle: Pitts, 2011.

⁷⁴ Vgl. Pitts, 2011.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Der allgemeine Eindruck bei Betrachtung der farblichen Kästchen ist, dass der größte Teil der Elemente entweder kurz- oder mittelfristig knapp wird.

Beispiele:

Selbst bei **Helium** (He^2), einem der häufigsten Elemente auf unserem Planeten (0,004 ppm in Erdhülle), wird ein Mangel eintreten, da Helium zunehmend zur Kühlung von Magneten oder Hochleistungsrechnern, Erzeugung von Supraleitung verwendet wird. Hauptquelle von Helium ist nicht, wie häufig angenommen, die Verflüssigung von Luft, sondern, da Helium beim radioaktiven α -Zerfall entsteht, von Substanzen, die bei der Förderung von Erdöl oder Erdgas aus dem Gestein gelöst werden und beim Zerfall Helium freisetzen.

Auch **Zink** (Zn^{30}) gehört zu den „bedrohten Elementen“, da die Nutzung für das Verzinken von Stahl und die Nutzung in Batterien weltweit zugenommen hat. Zink ist ein in der Erdkruste relativ häufig vorkommendes Element (76 ppm⁵).

Zink ist für alle Lebewesen essenziell, da es Bestandteil wichtiger Enzyme ist.

Gallium (Ga^{31}), das in Leuchtdioden oder Solarzellen Anwendung findet aber auch zum Dotieren von Halbleiterbauelementen auf Siliciumbasis benötigt wird, ist in der Natur selten und nur in kleinen Mengen zu finden (Anteil in der Erdkruste 14 ppm⁵). Die EU schätzt, dass schon 2030 viermal so viel Gallium benötigt wie heute produziert wird. Der U.S. Geological Survey schätzt den Faktor sogar auf 6. Problematisch ist weiterhin, dass China 75 % der Weltproduktion kontrolliert.⁷⁵

Germanium (Ge^{32}) kommt wie Gallium ebenfalls in nur geringen Konzentrationen oft in Verbindung mit Zinkerzen vor. Der Anteil an der Erdkruste beträgt 5,6 ppm.⁷⁶ Auch Germanium wird zur Dotierung von Silicium und zur Herstellung von optischen Bauelementen benötigt. Allein der steigende Bedarf im Bereich Glasfaseroptik wird im Jahr 2030 nach Berechnungen der EU dazu führen, dass der Bedarf doppelt so hoch wie die Förderung von Germanium sein wird.⁷⁷

Arsen (As^{33}) ist genauso häufig wie Germanium und ist oft Begleiter in Blei-, Kobalt- oder Kupfervorkommen. Im Galliumarsenid kommen beide Elemente gemeinsam vor. Arsen wird zur Dotierung von Halbleitern verwendet.

Die Europäische Kommission hat im Jahr 2020 eine Liste der kritischen Rohstoffe herausgegeben (siehe Tabelle 21 im Anhang S. 150), die neben den im Periodensystem farblich markierten Elementen auch weitere Verbindungen wie Borate (Verwendung in Hoch-

⁷⁵ Vgl. Fischer, 2011.

⁷⁶ Vgl. Wikipedia

⁷⁷ Vgl. Fischer, 2011.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

leistungsglas, Düngemittel, Magnete), Flussspat (Calciumfluorid z.B. als Flussmittel bei der Aluminiumherstellung, Produktion von Linsen) oder natürlicher Grafit und Kokskohle auflistet. Die Verwendung von kritischen Materialien ist auch Tabelle 17 auf Seite 119 zu entnehmen.

Als Teil des Aktionsplans der Kommission auf die festgestellten Abhängigkeiten von für die industrielle Produktion notwendigen Rohstoffen wurde die European Raw Material Alliance (ERMA) ins Leben gerufen mit dem Ziel, die Supply Chain für die als kritisch erkannten Materialien zu sichern und hierbei auch eine Diversifizierung der Lieferanten zu erreichen wie z.B. im Jahr 2021 durch einen Partnervertrag der EU mit der Ukraine für den Bezug von Materialien für die Produktion von Batterien/Akkus.⁷⁸

2.2.2. Seltene Erden

Allgemeine Informationen

Die Bezeichnung „Seltene Erden der Metalle“ oder „Seltene Erden“ stammt aus der Zeit ihrer Entdeckung (z.B. Yttrium 1794 in der Grube Ytterby bei Stockholm). Der Name weist darauf hin, dass die Elemente in ihrer oxydischen Verbindung (früher „Erden“ genannt) gefunden wurden.

„Die Seltenen Erden (REE) sind eine Familie von 16 Elementen (siehe Abbildung 52, die Elemente Scandium und Yttrium wurden mitgezählt!), die als Gruppe ausgeprägte chemische Ähnlichkeiten aufweisen, während sie als einzelne Elemente unverwechselbare und vielfältige elektronische Eigenschaften besitzen. Diese atomistischen, elektronischen Eigenschaften sind außerordentlich nützlich und motivieren die Anwendung der Seltenen Erden in vielen Technologien und Geräten. Seit ihrer Entdeckung bis heute ist die Trennung der RE-Elemente eine große Herausforderung für die Chemiker, die sich von der mühsamen Kristallisation bis hin zu hochentwickelten Lösungsmittelextraktionsverfahren entwickelt hat. Die zunehmende Einbindung und Abhängigkeit der REE in die Technologie hat Bedenken hinsichtlich ihrer Nachhaltigkeit geweckt und zu neueren Studien über verbesserte Trennverfahren motiviert, um eine Kreislaufwirtschaft für EE zu erreichen“.⁷⁹

Die Unterteilung in leichte (LREE: Scandium²¹, Lanthan⁵⁷ bis Europium⁶³) und schwere (HREE: Yttrium³⁹, Gadolinium bis Lutetium⁷¹) Elemente der Seltenen Erden ist teilweise strittig. In der Geochemie werden oft Scandium und Yttrium nicht als Seltene Erden betrachtet.

⁷⁸ Vgl. ERMA, o. J.; IRENA, 2022.

⁷⁹ Übersetzung aus Cheisson & Schelter, 2019.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Im Gegensatz zu den Halbleitern und Metallen weisen die Seltenen Erden aufgrund der Struktur ihrer Atomhüllen im Festkörper keine Bandstruktur auf. Wegen ihrer chemischen Ähnlichkeit ist ihre verfahrenstechnische Trennung schwierig, sodass in technischen Anwendungen häufig Mischmetalle eingesetzt werden.

Seltene Erden haben einzigartige elektronische, optische, lumineszierende und magnetische Eigenschaften, die sie für ein breites Spektrum von Produkten und Anwendungen von entscheidender Bedeutung machen. So werden Seltene Erden beispielsweise als Katalysatoren, in der Fertigung, in der Medizin, in Keramiken und Gläsern verwendet. Sie sind von grundlegender Bedeutung für die Erzeugung von sauberer Energie und - allgemeiner noch - für den Übergang des Zeitalters der fossilen Brennstoffe zum Niedrig-Kohlenstoff-Zeitalter (siehe Abbildung 53).

„Obwohl es genügend bekannte Seltene Erden-Ressourcen gibt, um den gesamten Bedarf der Energiewende zu decken, besteht die größte Herausforderung darin, den Abbau und die Verarbeitung über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg entsprechend des Nachfragewachstums auszuweiten.“⁸⁰

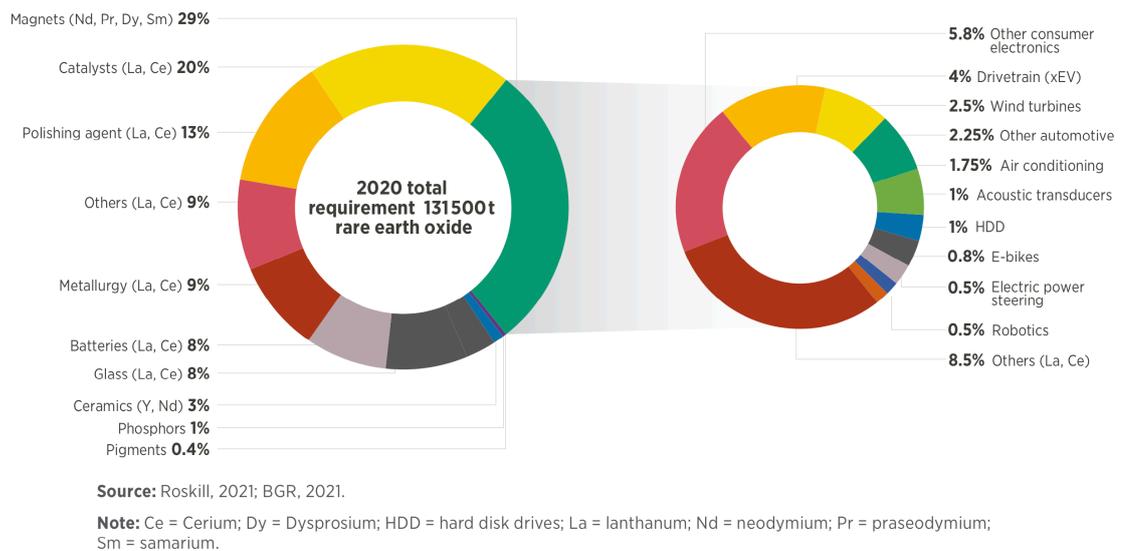


Abbildung 53: Bedarf an REE nach Endnutzungssektoren und Aufteilung des Bedarfs für Magnete nach Masse Status 2020.

Quelle: IRENA, 2022, S. 12.

⁸⁰ Übersetzung aus IRENA, 2022, S. 6.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Nutzung für die Energieerzeugung

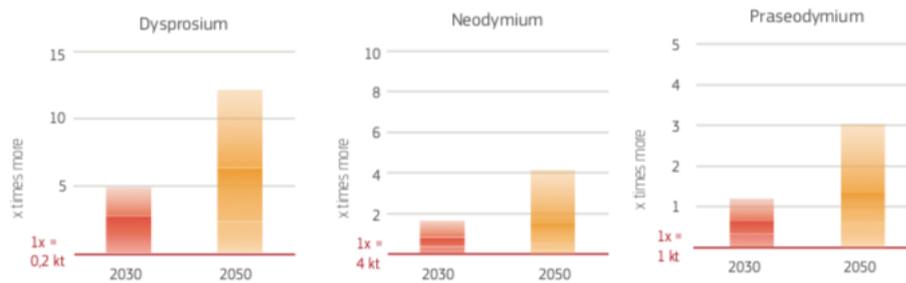


Abbildung 54: Zusätzliche Materialbedarfe für den Bau von Elektromotoren bei ausgewählten REE.

Quelle: European Commission, 2020.

Abbildung 54 verdeutlicht für ausgewählte Elemente der Seltenen Erden (Dy, Nd und Pd) den prognostizierten und überaus großen Zuwachs des Bedarfs an diesen Elementen bis zum Jahr 2050.

Das U.S. Department of Energy hat bei der Verfügbarkeit von Elementen nach Kurz- und Mittelfristigkeit unterschieden.⁸¹

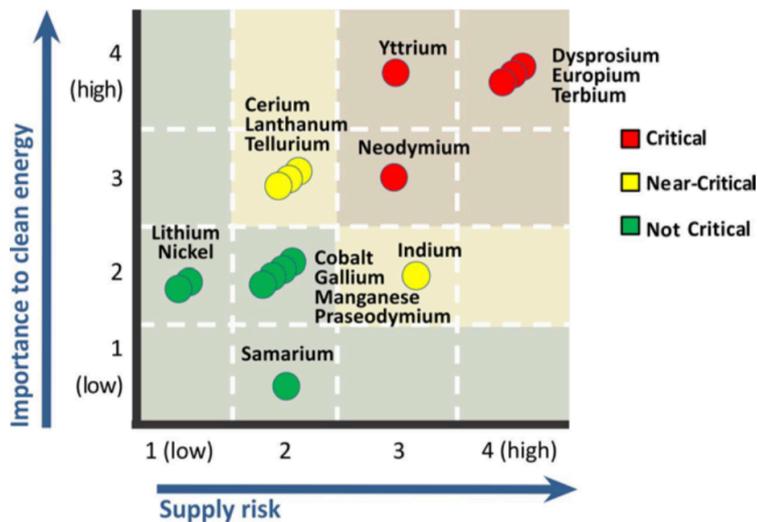


Abbildung 55: Kurzfristige Engpässe (2011 bis 2015) bei der Versorgung mit Rohstoffen.

Quelle: DoE, 2011.

Erwartete Engpässe

Kurzfristig, in diesem Fall bis 2015 (siehe Abbildung 55), wurden Versorgungsengpässe für die Erzeugung von Windenergie und energieeffizienter Beleuchtung vor allem für Dysprosium, Europium, Terbium, Neodym und Yttrium gesehen, die für die Magnete in

⁸¹ Vgl. DoE, 2011.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Windturbinen oder im Fall von Europium und Terbium für die Produktion von CFLs und LFLs benötigt werden.

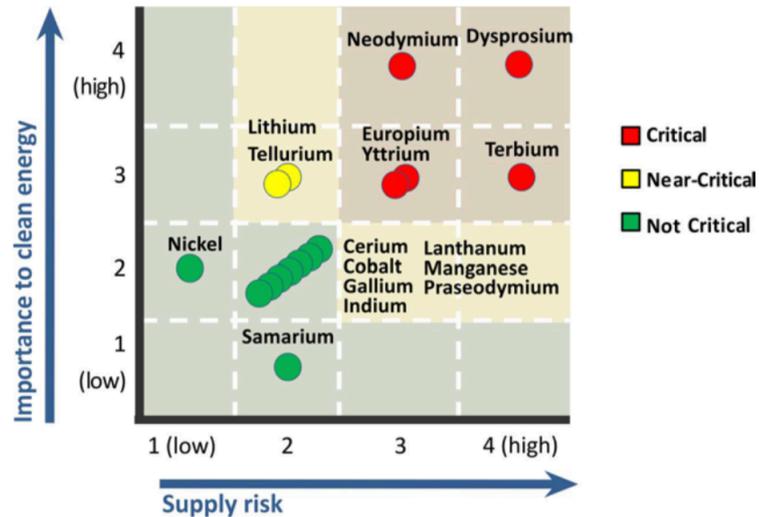


Abbildung 56: Mittelfristige (Jahre 2015–2025) Engpässe bei der Versorgung mit Rohstoffen.

Quelle: DoE, 2011.

Abbildung 56 zeigt, dass mittelfristig, d.h. bis Mitte der 20-er Jahre weitere Rohstoffe wie Lithium, Tellur einen Engpass in der Versorgung aufweisen werden, die auch die Produktion von Smartphones, Computern und Flachbildschirmen betreffen werden (siehe auch Abbildung 51).

Eine Unabhängigkeit von der Dominanz der chinesischen Lieferanten von Seltenen Erden zu erzielen, scheint zumindest kurzfristig unmöglich. Derzeit gibt es weltweit nur sieben größere Anlagen, die Seltene Erden bearbeiten, wovon sich sechs in China und eine in Malaysia befinden. Neue Projekte wurden in verschiedenen Ländern wie Australien, Canada, Süd Afrika oder USA aufgesetzt. Diese Projekte sind jedoch aufgrund von Umweltbedenken und der langen Zeiträume für ihre Erschließung umstritten. So hat das grönländische Parlament vor kurzem die Erschließung eines der größten unerschlossenen Selten-erdvorkommen der Welt verboten.

Recyclingraten

Der US Geological Survey geht von erschlossenen Reserven der Seltenen Erden in der Höhe von 137 Mt aus. Die unerschlossenen Ressourcen werden zu 308 Mt angegeben, was bei Fortschreibung der heutigen Verbrauchsraten bei den Reserven noch 1100 Jahre reichen würde. „Neben den natürlichen Ressourcen enthalten bestimmte Rückstände wie Rotschlamm (aus der Aluminiumherstellung), Flugasche aus der Kohleverbrennung und

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Gips (aus der Kohleverstromung) erhebliche Mengen an Seltenen Erden, die zurückgewonnen werden können“.⁸²

Trotz ihres seltenen Vorkommens betrug die Recyclingrate der Seltenen Erden bisher weniger als 1 %.⁸³ Das Problem des Urban Minings von SEE in z.B. ausrangierten Handys, Bildschirmen, Energiesparlampen und Autos ist, dass die SEE in diesen Produkten fein verteilt sind. Es wurden allerdings z.B. an der TU Freiberg kostengünstige chemische Verfahren wie „SepSelSA“ entwickelt, mit deren Hilfe SEE aus dem Schrott extrahiert werden können. Selbst die hochreine Trennung von SEE (>99,999 %) ist mit Hilfe von Ionenaustauschchromatographie möglich. Eine umweltverträgliche Recyclingstrategie ohne große Hitze und aggressiven Säuren für den Leuchtstoff Yox (Y_2O_3 : Eu) aus dem Abfall von Energiesparlampen wurde in Belgien entwickelt.⁸⁴

Einige Bakterien benötigen leichte LEE (La, Ce, Pr, Nd) zum Wachsen, was sie geeignet macht, diese Elemente aus z.B. Elektroschrott herauszulösen. Haben die Bakterien die LEE einmal inkorporiert, dann können die Elemente durch Verfahren des Biominings gewonnen werden. Forscher der Harvard Universität präsentierten im Jahr 2016 ein Verfahren, bei dem Bakterien schwere SEE (Tm⁶⁹, Yb⁷⁰, Lu⁷¹) von anderen SEE dadurch trennen, dass sie bei einem pH-Wert =6 alle SEE an ihrer Oberfläche binden und bei einem sauren Medium mit pH=2,5 alle außer den drei genannten, die den geringsten Ionenradius besitzen, wieder freisetzen.

Am Lawrence Livermore National Lab wurde 2021 ein Verfahren entwickelt, bei dem eine Wiedergewinnung von REE durch natürliche Proteine in Aussicht gestellt wird.⁸⁵

Tabelle 15: Förderung und Reserven von Seltenen-Erden.

	Förderung in REO kt ⁸⁶	Reserven in REO kt ⁸⁷	
China	168	44.000	Exportquoten bzw. Export von HREE in 38 % der Weltreserven ⁸⁸
USA	43	1.800	1,3 % der Weltreserven
Myanmar	26		
Australien	22	3.400	3,5 % der Weltreserven

⁸² Übersetzung aus IRENA, 2022, S. 7.

⁸³ Vgl. Daumann, 2018.

⁸⁴ Vgl. Daumann, 2018.

⁸⁵ Vgl. Dong et al., 2021.

⁸⁶ Werte aus Statista, 2023b.

⁸⁷ Reserven aus Statista (2022) mit Angabe der Oxidmengen REO Rare Earth Oxide

⁸⁸ Vgl. IRENA, 2022.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Madagaskar	3,2 ⁽⁸⁾		
Indien	3 (2020)	6.900	6 % der Weltreserven
Russland	2,7 (2020)	18.000	10 % der Weltreserven
Brasilien	0,5	21.000	18 % der Weltreserven
Vietnam	0,4	22.000	19 % der Weltreserven
Grönland	n.a.	1.500	1,3 % der Weltreserven
Weltweit	240 ⁸	120.000	

2.2.3. Nickel (Ni²⁸)

Allgemeine Informationen

Obwohl Nickel nicht auf der Liste der kritischen Stoffe der EU und auch nicht auf der der amerikanischen Industrie steht (siehe Anhang 2.13), ist Nickel heute als kritischer Rohstoff anzusehen, da der Gesamtanteil des Imports aus Russland etwa 40 % (Stand 2019, siehe Abbildung 57) beträgt und die Kritikalität bedingt durch den russischen Überfall auf die Ukraine in den Listen noch nicht berücksichtigt worden war.

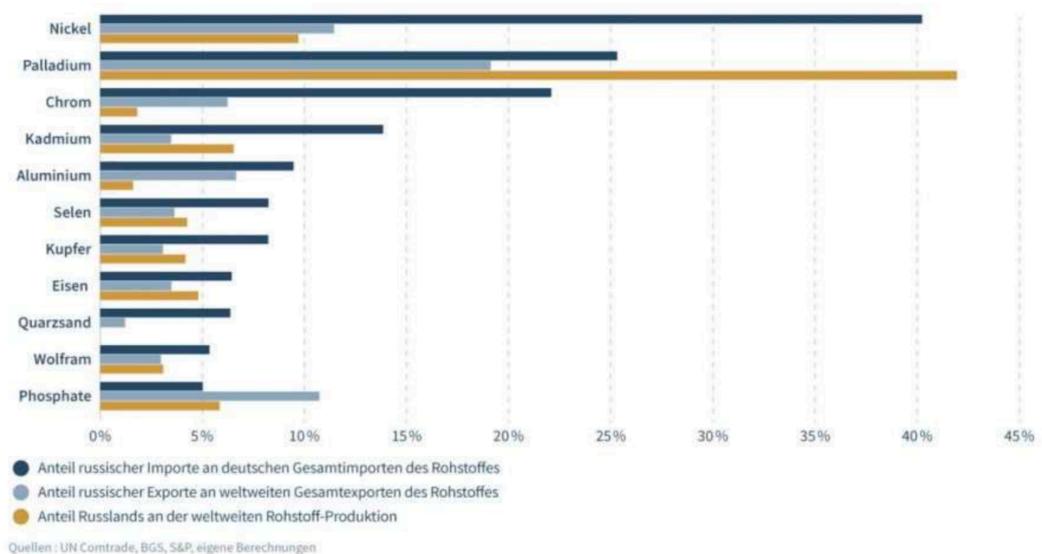


Abbildung 57: Anteil der russischen Importe an den deutschen Gesamtimporten.

Quelle: Neitzel, 2022b.

Erfreulicherweise ist Russland nicht der einzige und auch nicht der größte Produzent von Nickel (siehe Tabelle 16), sodass eine sehr gute Chance besteht, Lieferengpässe zu vermeiden. Bei Statista werden für das Jahr 2021 auch Kanada (Ausfuhr von Nickel im Wert von 3,6 Mrd USD) und USA (2,2 Mrd USD) vor Russland (2 Mrd USD) genannt. Allerdings werden große Anteile der geförderten Nickelerze in China aufgearbeitet (siehe Abbildung

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

58, Seite 99), sodass wie bei den Seltenen Erden auch eine Abhängigkeit zu einem geopolitisch unsicheren Land entsteht.

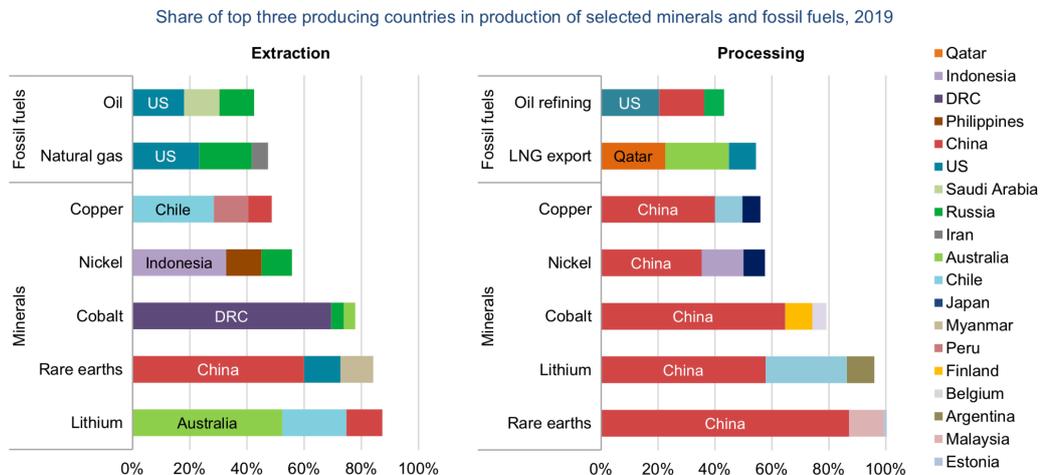
Land	Förderung (in t)
Indonesien	771.000
Philippinen	334.000
Russland	283.000
Neukaledonien (Frankreich)	200.000
Australien	169.000
Kanada	167.000
Volksrepublik China	120.000
Brasilien	77.100
Vereinigte Staaten	16.700
Andere Länder	373.000
Gesamt	2.510.000

Tabelle 16: Die größten Nickelproduzenten weltweit, Stand 2020.

Quelle: Wikipedia <https://de.wikipedia.org/wiki/Nickel>.

Der überwiegende Teil des Nickels wird aus nickel- und kupferhaltigen Eisenerzen durch Rösten und einen nachfolgenden, recht aufwendigen Trennungsprozess vom Kupfer gewonnen. Geringe Mengen Nickel kommen auch gediegen in Neukaledonien (gehört zu Frankreich) vor.

Bei der Produktion von Elektrofahrzeugen spielt neben den Seltenen Erden, Lithium und Kobalt auch Nickel eine entscheidende Rolle. Die IEA erwartet, dass der Bedarf in den nächsten Dekaden um 60 – 70 % weiter steigen wird, wie er es in den vergangenen Jahren ja bereits getan hat (siehe Abbildung 60 auf Seite 101).⁸⁹



Notes: LNG = liquefied natural gas; US = United States. The values for copper processing are for refining operations. Sources: IEA (2020a); USGS (2021), World Bureau of Metal Statistics (2020); Adamas Intelligence (2020).

IEA. All rights reserved.

Abbildung 58: Produktion einiger Mineralien, die für die Energietransformation notwendig sind.

Quelle: IEA, 2021.

Nutzung für die Energieerzeugung

Bei den am häufigsten eingesetzten Akku-Typen (NCA: Nickel Cobalt Aluminium und NMC: Nickel Mangan Cobalt) werden 80 % bzw. 33 % Nickel, Nickel eingesetzt.

⁸⁹ Vgl. IEA, 2021, S. 5.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Nickel wird auch in Li-Ion-Akkus verbaut, um höhere Energiedichten und höhere Speicherkapazitäten d.h. höhere Reichweiten für elektrisch angetriebenen Fahrzeuge bei geringeren Kosten zu ermöglichen.⁹⁰

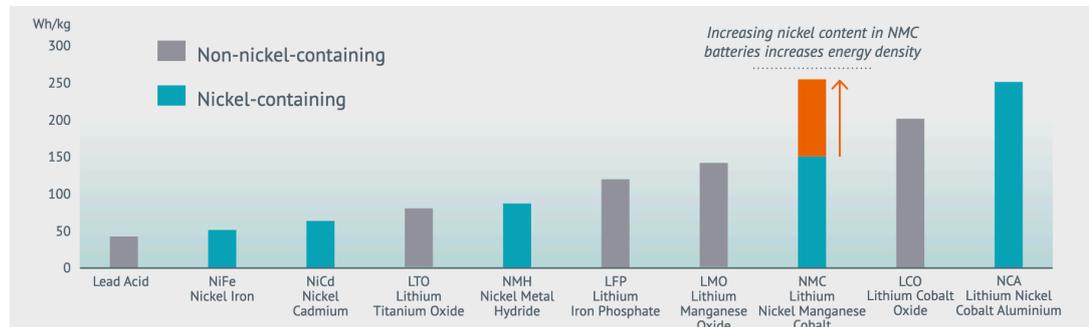


Abbildung 59: Überblick über verschiedene Typen von Batterien mit und ohne Nickel.

Quelle: Nickel Institute

Die Konstruktion alkalischer Elektrolyseure benötigt „Nickel in Mengen von mehr als einer Tonne pro MW oder 1.000 Tonnen für eine 1-GW-Elektrolyseur-Anlage, was eine heute avisierte Größe von Elektrolyseuren ist. Es wird erwartet, dass der Nickelbedarf für alkalische Elektrolyseure sinkt, aber es ist nicht zu erwarten, dass Nickel bei zukünftigen Konstruktionen komplett entfallen wird. Wenn jedoch der heutige Stand der Technik mit einem Verbrauch von ca. 800 kg/MW repräsentativ für den künftigen Bedarf wäre und selbst wenn alkalische Elektrolyseure den Markt dominieren, dann würde die Nickelnachfrage für Elektrolyseure viel niedriger bleiben als die für Batterien im SDS. Sollten in einem solchen Fall jedoch die Nickelpreise aufgrund von Herausforderungen in der Batterielieferkette stark ansteigen, würden sich die Kosten für Elektrolyseure ändern. Neben Nickel könnten für einen alkalischen Elektrolyseur mit einer Leistung von 1 MW heute etwa 100 kg Zirkonium, eine halbe Tonne Aluminium und mehr als 10 Tonnen Stahl sowie kleinere Mengen an Kobalt und Kupferkatalysatoren benötigt werden“⁹¹(siehe Abbildung 84, Seite 138).

⁹⁰ Vgl. Nickel Institute, o. J.

⁹¹ Übersetzung aus IEA, 2021, S. 112.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

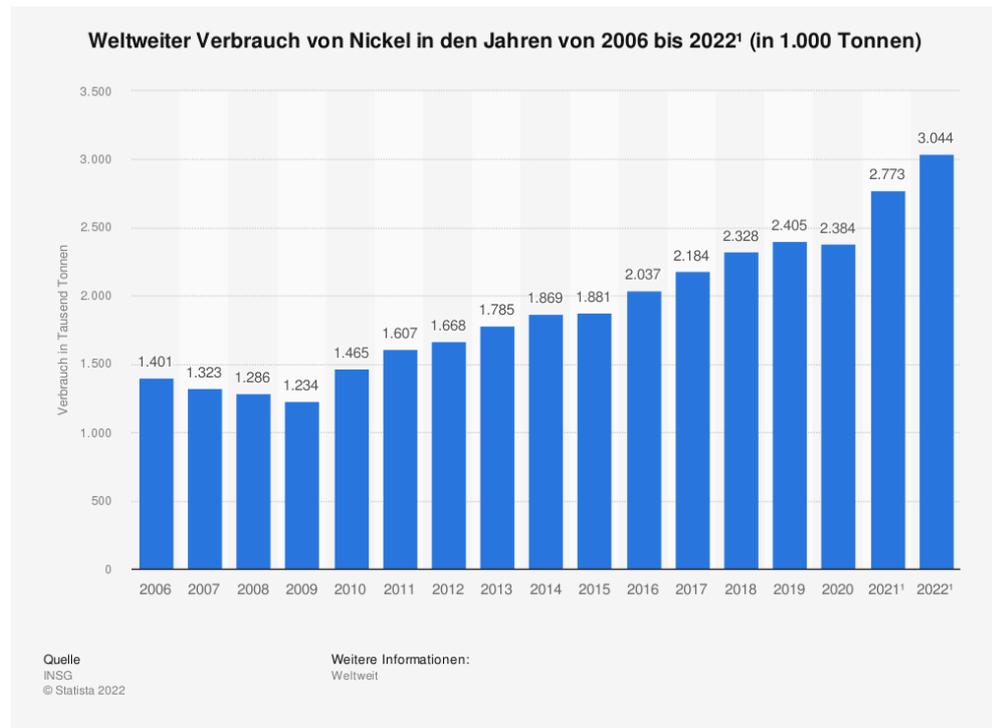


Abbildung 60: Weltweiter Verbrauch von Nickel in den Jahren 2006 bis 2022.

Quelle: Statista, 2022i.

Die geschätzten abbauwürdigen Vorkommen von Nickel betragen etwa 70 – 170 Mt.

Erwartete Engpässe

Durch den mit der Elektrifizierung sehr stark ansteigenden Bedarf an Nickel zur Produktion von Akkumulatoren/Batterien und Elektrolyseuren, kann ein Engpass an diesem Übergangsmetall auf dem Weltmarkt entstehen. Die IEA sagt hierzu: „Weltweit gibt es keinen Mangel an Ressourcen, und es bieten sich beträchtliche Chancen für diejenigen, die Mineralien auf nachhaltige und verantwortungsvolle Weise fördern können. Da kein Land allein in der Lage sein wird, diese Probleme zu lösen, ist eine verstärkte internationale Zusammenarbeit unerlässlich“,⁹² von der wir aber derzeit noch keine Ansätze erkennen können.

Recyclingraten

Das Recycling von Nickel wird als eines der effizientesten Wiederverwendungsprozesse betrachtet.⁹³ Das Nickel Institute schätzt, dass 68 % des in Produkten enthaltenen Nickels recycelt wird (Stand 2010). Weitere 15 % werden durch den Stahlkreislauf

⁹² Übersetzung aus dem Vorwort zu IEA, 2021.

⁹³ Vgl. Nickel recycling, 2022.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

wiederverwendet und nur 17 % landen auf der Müllkippe. Nickel kann aus Edelstählen durch Recycling gewonnen werden und mittlerweile wird auch von Verfahren berichtet, mit denen Nickel aus Nickel-Cadmium- Batterien wiederverwendet werden kann.⁹⁴

Es wird erwartet, dass die Nutzung nickelhaltiger Li-Ion-Akkus in den nächsten 20 Jahren sehr stark zunehmen wird, sodass das Recycling von Akkus immer wichtiger werden wird.

Derzeit recycelt die Firma Umicore in Belgien im industriellen Maßstab diese Akkus (ca. 7000 t/a) durch einen Hydroraffinationsprozess, bei dem Nickel, Kobalt, Kupfer und Lithium getrennt werden.⁹⁵ Auch Glencore, der schweizer Rohstoffhändler, ist einer der größten Recycling- und Aufbereitungsunternehmen für nickelhaltige Materialien.

Erdöl enthält einen natürlichen Anteil von Nickel, sodass in der Asche von verbranntem Schweröl Nickel mit einer Konzentration von ca. 10 % auftritt.

Auch bei Nickel sind die Zukunftsaussichten für „Urban Mining“ sehr gut, da in vielen Ländern der Abfall mehr Anteile an wertvollen Metallen enthält als lokal vorkommende Erze.

2.2.4. Kupfer (Cu²⁹)

Allgemeine Informationen

Kupfer ist ein hervorragender Leiter von Wärme und Strom und ist daher generell für die Transformation in der Energiewirtschaft und die Elektrifizierung unerlässlich. Die elektrische Leitfähigkeit von Kupfer ist nur wenig schlechter als die von Silber und deutlich besser als die von Gold. Da Verunreinigungen im Kupfer die Leitfähigkeit stark herabsetzen, wird Kupfer in der Regel mit höchster Reinheitsstufe von 99,9 % produziert. Obwohl Kupfer auch gediegen vorkommt, wird der überwiegende Teil der Kupferproduktion durch Verhüttung von Kupfererzen gewonnen.

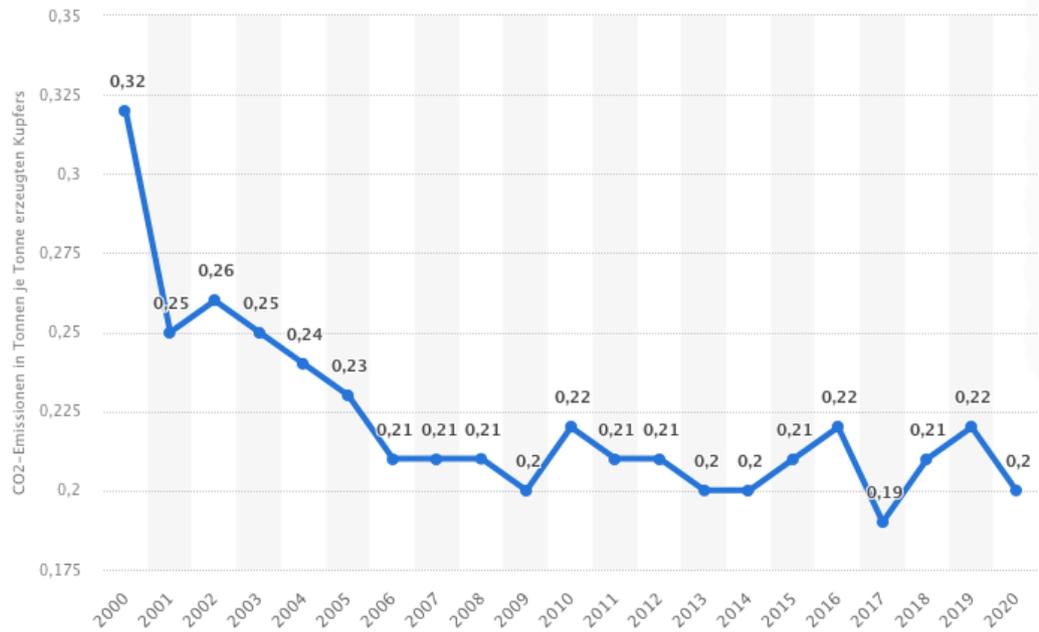
Die höchsten Produktionsmengen von Kupfer werden von Chile (5.600 kt im Jahr 2021) und Peru (2.200 kt im Jahr 2021) erzielt, gefolgt von China (1.800 kt) und DRK Kongo (1.800 kt).

Die CO₂-Emissionen bei der Verhüttung von Kupfer konnten zumindest in Deutschland in den letzten Jahren signifikant verringert werden wie Abbildung 61 aus Daten der Aurubis AG zeigt.

⁹⁴ Vgl. Espinosa & Tenório, 2006.

⁹⁵ Vgl. Umicore, o. J.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe



Details: Weltweit; Deutschland; 2000 bis 2020

Abbildung 61: CO₂-Emissionen in Tonnen je Tonne erzeugten Kupfers in den Jahren 2000 bis 2020.

Quelle: Statista, 2022d.

Nutzung für die Energieerzeugung

Kupfer wird auch als das „Metall der Elektrifizierung“ bezeichnet, da alle Bereiche von der Energieerzeugung, über den Transport der Energie und die Transformation der Elektrizität in Fortbewegung, mechanische Arbeit oder Wärme ohne Kupfer nicht denkbar sind. Wegen seiner hervorragenden Leitfähigkeit von Strom wird der überwiegende Teil der Kupferproduktion für Kabel und Elektro eingesetzt (57 %) ⁹⁶ wie z.B. in den Wicklungen der Generatoren und Elektromotoren. Aus Abbildung 47 ist der Anteil von Kupfer bei der Energieerzeugung zu entnehmen: 8.000 kg/MW bei Offshore und ca. 3.000 kg/MW bei Onshore Wind und PV.

Kupferkabel zeichnen sich durch eine hohe Flexibilität und Bruchfestigkeit aus. Für Hochleitungen der Bahn wird zur Erhöhung der Zugfestigkeit Magnesium hinzulegiert und die hierdurch bewirkte Verschlechterung der Leitfähigkeit wird in Kauf genommen.

⁹⁶ Vgl. Statista, 2022g.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Erwartete Engpässe

Laut eines S&P-Global-Berichts benötigt die Energieproduktion durch Solarkraftwerke doppelt und die Offshore-Windkraft fünfmal mehr Kupfer pro Megawatt installierter Leistung als bei klassischer Erzeugung mit Erdgas oder Kohle.⁹⁷ Der Bedarf an Kupfer beträgt heute 25 Mt/a und wird bis 2035 auf 50 Mt/a steigen und bis 2050 auf 53 Mt/a weiter anwachsen.⁹⁸ Gemäß des „Rocky Road Szenario“ (siehe Abbildung 62), bei dem eine Verbesserung der Nutzungs- und Recyclingeffizienz angenommen wird, bedeutet dies im Jahr 2035, dass eine Menge von etwa 10 Mt/a fehlen wird, um das Net-Zero Ziel zu erreichen.

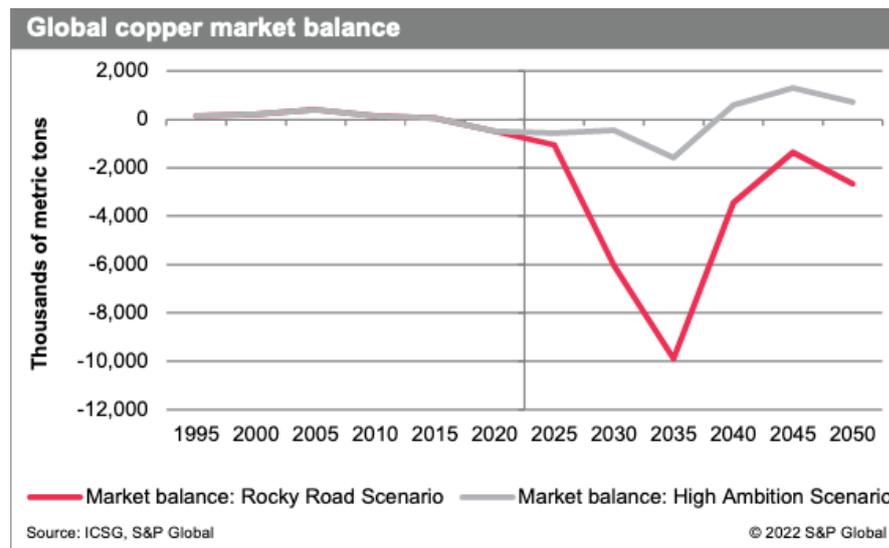


Abbildung 62: Globale Bilanz des Kupfermarktes gemäß „Rocky Road Szenario“.

Quelle: S&P Global, 2022.

Abbildung 63 zeigt den von S&P prognostizierten Anstieg des weltweiten Kupferbedarfs bis 2050.

Der Pro-Kopf-Verbrauch steigt bis zu einem Maximum im Jahr 2036 auf etwa 5,5 t/1000 Menschen an und verbleibt bis 2050 auf einem hohen Niveau. Der Kupferpreis „Dr. Copper“ hatte sein Allzeithoch mit 10.000 USD/t zu Beginn des Jahres 2022. Der Rückgang des Preises auf etwa 7.000 USD/t wird als Indikator für die Abkühlung der Weltwirtschaft und Beginn für den Rückgang der Inflation gewertet.⁹⁹

⁹⁷ Vgl. S&P_Global, 2022.

⁹⁸ Vgl. S&P_Global, 2022.

⁹⁹ Vgl. Finanzen.net, 2022.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

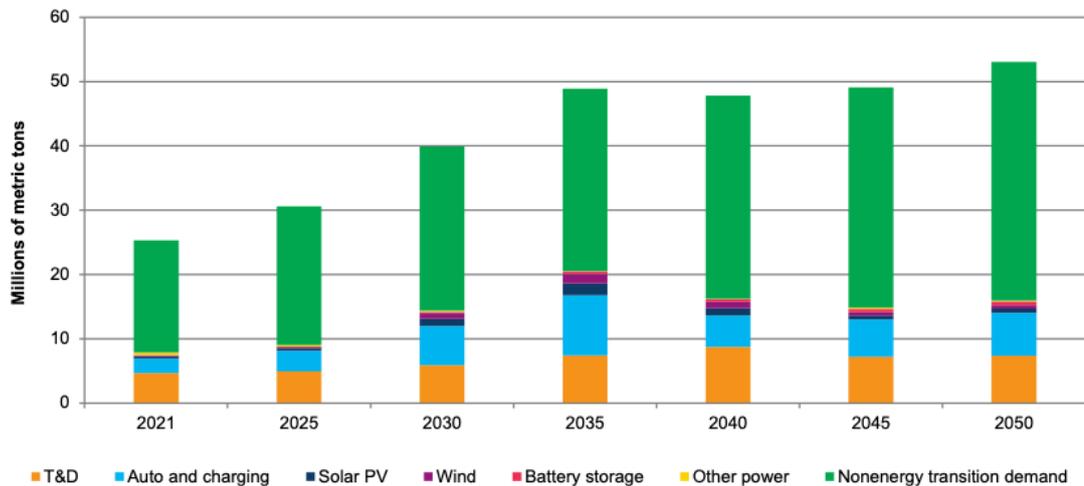


Abbildung 63: Weltweiter Bedarf an raffiniertem Kupfer.

Quelle: S&P Global, 2022.

„Im 21. Jahrhundert könnte sich die Kupferknappheit zu einer zentralen destabilisierenden Bedrohung der internationalen Sicherheit ausweiten. Die prognostizierten jährlichen Engpässe werden die Versorgungsketten in einem noch nie dagewesenen Maße belasten. Die Herausforderungen, die sich daraus ergeben, erinnern an den Kampf um Öl im 20. Jahrhundert, könnten aber durch eine noch stärkere geografische Konzentration der Kupferressourcen und der nachgelagerten Industrie, die das Kupfer zu Produkten veredelt, zunehmen.“¹⁰⁰

Recyclingraten

Kupfer wird in Deutschland zu circa 50 % recycelt,¹⁰¹ weltweit sind es nur circa 33 %. Mit einer durchschnittlichen Lebensdauer der Kupferprodukte von ca. 33 Jahren und den Produktionskapazitäten ergibt sich ein Anteil von wiederverwendetem Kupfer von ca. 80 %.¹⁰²

2.2.5. Mangan (Mn²⁵)

Allgemeine Informationen

Mangan ist ein sprödes Übergangsmetall, das in einigen Eigenschaften dem Eisen ähnelt. Mangan zählt zu den unbekannteren Micronährstoffen und wird z.B. für die Bildung von Enzymen im Körper benötigt. In der Stahlerzeugung wird Ferromangan als Legierungsbestandteil eingesetzt und entzieht dem Stahl Sauerstoff und Schwefel und verbessert hierdurch die Durchhärtung des Stahls. In Alkali-Mangan-Batterien wird Mangan als Kathode

¹⁰⁰ Übersetzung aus S&P_Global, 2022, S. 9.

¹⁰¹ Vgl. Deutsches Kupferinstitut, 2019.

¹⁰² Vgl. Wikipedia, o. J. b

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

verwendet. Aber auch in Li-Ion-Batterien wird Mangan verbaut (siehe Abbildung 68, S. 109). Der Anteil von Mangan bei der Stromerzeugung ist der Abbildung 47 auf S.85 zu entnehmen.

Die Länder mit den höchsten Fördermengen von Mangan werden in Abbildung 64 dargestellt.

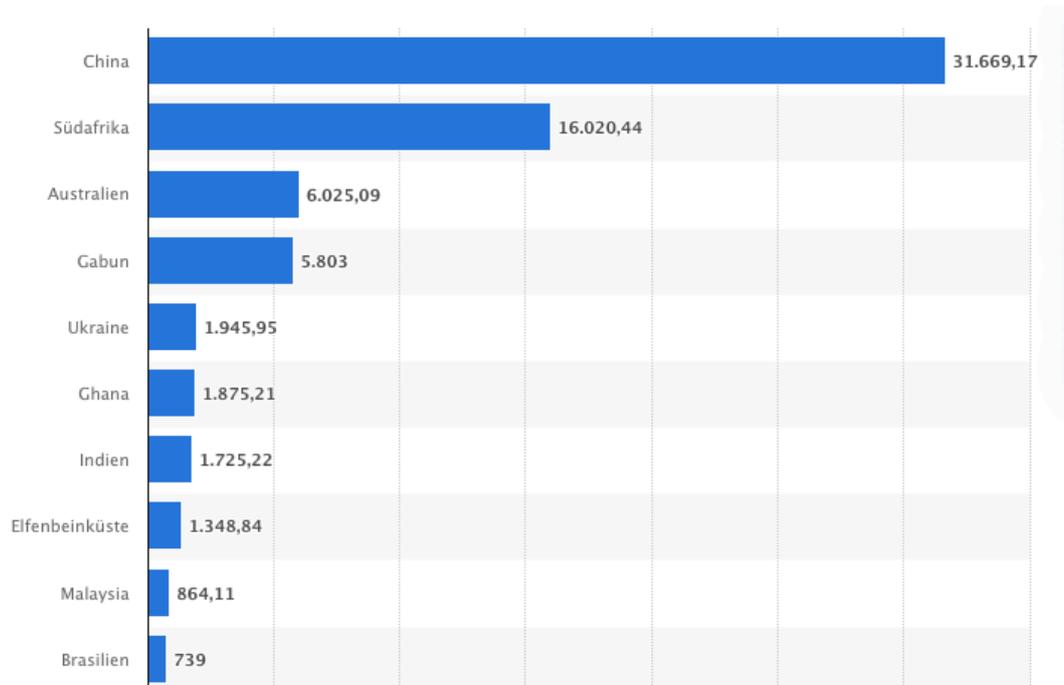


Abbildung 64: Fördermengen von Mangan in 1.000 t (kt) nach Ländern im Jahr 2020.

Quelle: Statista, 2022e.

Auch hier ist schon wieder China der größte Produzent von Mangan.

Etwa 60 % des Meeresbodens ist mit Manganknollen bedeckt.¹⁰³ Das Vorkommen wird auf 10 Gt (Mrd Tonnen) geschätzt. Je nach Lagerort variieren die Mangangehalte bis maximal 34 % (Peru-Becken). Der höchste Eisengehalt von 16 % ist in Knollen des Penrhyn-Beckens (Indischer Ozean) zu finden, in denen auch etwa 0,4 % Kobalt enthalten sind. Aber auch Kupfer und Nickel sowie Spuren von Platin und Tellur können in den kartoffelgroßen Knollen enthalten sein.¹⁰⁴ Die Dichte der Knollen auf dem Meeresboden variiert ebenfalls von 25 kg/m² (Cookinseln) bis 5 kg/m² im Penrhyn-Becken.

Da die Knollen auf dem Boden der Tiefsee in einer Tiefe von etwa 5.000 m liegen, bereitet ihr Abbau bzw. das Aufsammeln erhebliche technische und finanzielle Probleme. Obschon erstmals in den 1970er-Jahren, getrieben durch ein von den Ölkrisen entfachtene Sucheifer nach alternativen Energie- und Mineralquellen, erfolgreiche Versuche

¹⁰³ Vgl. Manganknollen, o. J.

¹⁰⁴ Vgl. Zeitler, 2011.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

unternommen wurden, die Knollen aus großer Tiefe zu bergen, wurden die Bemühungen nicht weitergeführt, da die Auswirkungen auf das Ökosystem Meer bis heute nicht abzuschätzen sind aber wegen der abbaubedingten Zerstörung der Meeresböden sicher erheblich sein werden. Im März 1978 wurden etwa 800 t Manganknollen an die Oberfläche gepumpt. Da einer Abschätzung zufolge etwa 5.000 t/Tag notwendig wären, um die Kosten für die Förderung zu decken, wurden die Aktivitäten eingestellt.¹⁰⁵

Nutzung für die Energieerzeugung

Aus Abbildung 65 ist die besondere Bedeutung von Mangan für den Bau von NMC und LMO-Batterien zu erkennen. Gerade bei den für die Elektromobilität benötigten LMO-Akkus werden ca. 100 kg/BEV verbaut.

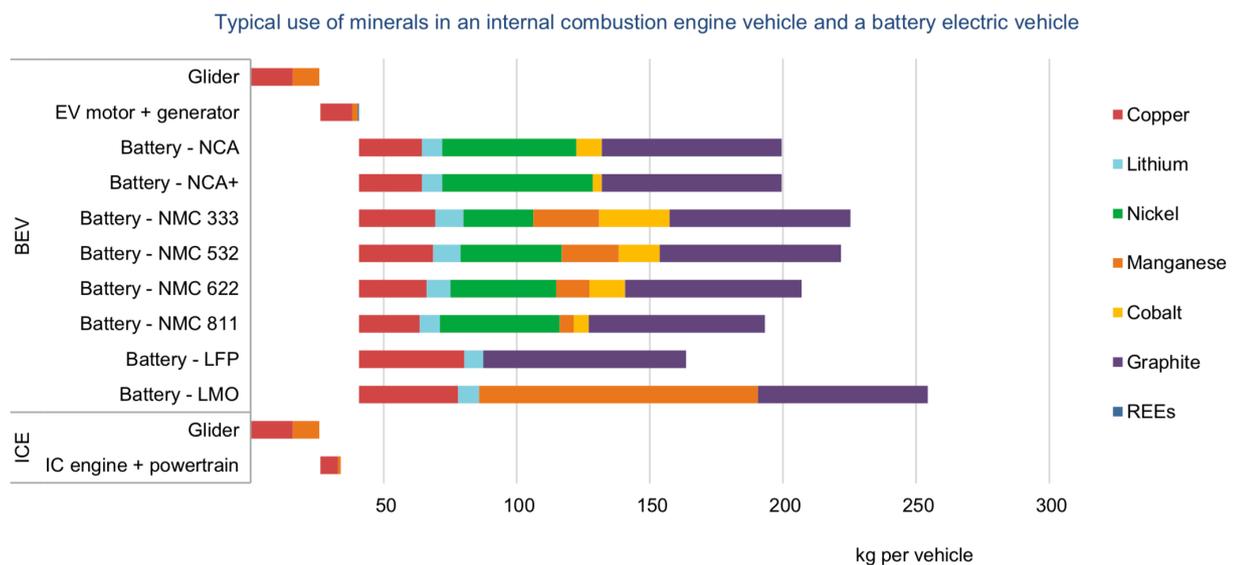


Abbildung 65: Nutzung verschiedener Mineralien für den Bau von Batterien für elektrische Fahrzeuge.

Quelle: IEA, 2021, alle Akkus mit 75 kWh und Graphitelektroden.

Erwartete Engpässe

Im Kapitel 2.13.3.4 wird in Tabelle 18, S. 126 auf den enorm steigenden Bedarf an Mangan im Bereich der Hochleistungsspeicher verwiesen. Der Bedarf im Jahr 2018 von etwa 11.140 t Mangan wird auf prognostizierte 461.300 t – also mehr als das Vierzigfache im Jahr 2040 ansteigen.¹⁰⁶

¹⁰⁵ Vgl. Zeitler, 2011.

¹⁰⁶ Vgl. Statista, 2022h.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Recyclingraten

Bei der Betrachtung der Abbildung 80, S.131 fällt auf, dass Mangan bei den Recyclingraten noch nicht auftaucht. Es ist allerdings damit zu rechnen, dass mit dem Ausbau des Batterierecyclings auch die Recyclingraten von Mangan zunehmen werden.

2.2.6. Lithium (Li³)

Allgemeine Informationen

Lithium ist ein Alkalimetall, das entweder bergmännisch abgebaut wird (Einsatz von hoher Energie und chemischen Prozessen) oder aus einer Sole mit Verunreinigungen von Magnesium und Sulfaten gewonnen wird (z.B. Atacama mit Einsatz von Sonnenenergie).

Der größte Produzent Talison Lithium in Australien baut Lithium im klassischen Bergbau ab. Die Lithiumproduktion verschiedener Länder ist aus Abbildung 66 zu entnehmen. Australien liegt zwar beim Abbau international an erster Stelle, die größten Vorkommen lagern allerdings in Chile (siehe Abbildung 67).

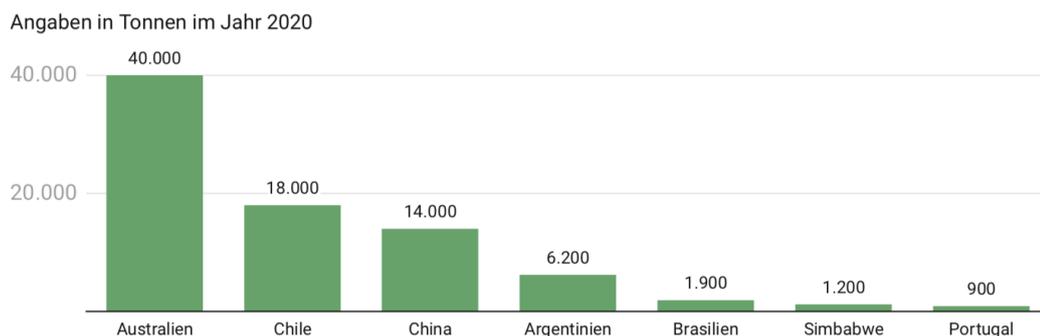


Abbildung 66: Lithiumproduktion nach Ländern.

Quelle: Neitzel, 2021.

Die Verkehrswende hin zu Elektroautos hat den Bedarf nach Materialien, zu denen insbesondere wegen der Akkus auch Lithium gehört, enorm befeuert.

Abbaugelände werden immer wieder neu gefunden und eröffnet. Selbst im Oberrheingraben kann Lithium in geringen Mengen aus dem Thermalwasser gefiltert werden.

Seit dem Jahr 2020 ist auch Lithium in der EU ein kritischer Rohstoff, da einige Kalkulationen für die Jahre 2030 / 2050 einen 18 / 60-mal höheren Lithium-Bedarf für die Herstellung von E-Autos und Energiespeicher vorhersagen als im Jahr 2020. In Abbildung 68 wird für 2025 allerdings „nur“ der doppelte Verbrauch von Lithiumcarbonatäquivalenten gegenüber dem Verbrauch im Jahr 2015 prognostiziert.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

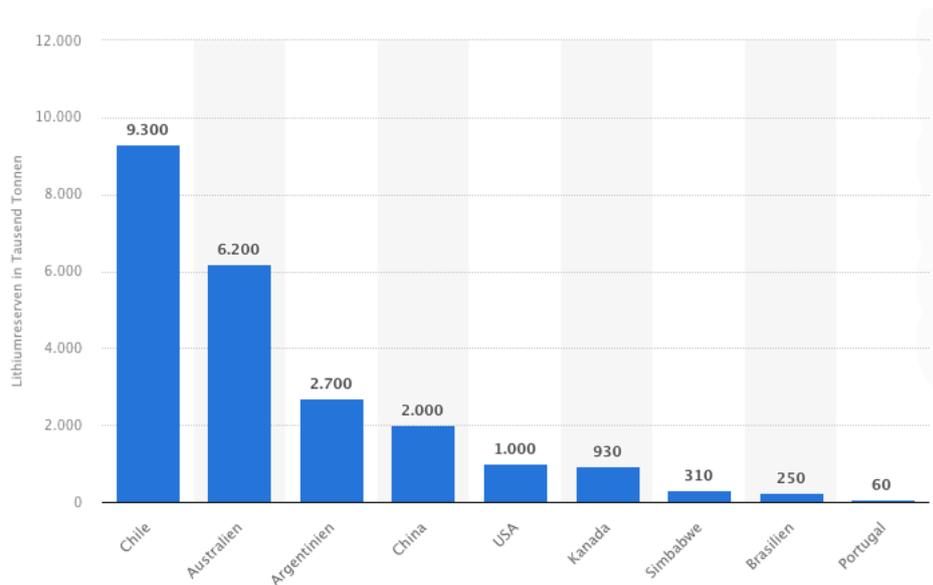


Abbildung 67: Länder mit den größten Lithiumvorkommen im Jahr 2022 in kt.

Quelle: Statista (2022j).

Nutzung für die Energieerzeugung

Lithium wird in Li-Ion-Akkumulatoren eingesetzt mit einem Verbrauch von etwa 120-180 g Li/kWh. Abbildung 68 zeigt, dass für alle Mineralien, die für die Produktion von Akkumulatoren wichtig sind, aber insbesondere für Lithium ein starker Mehrverbrauch erwartet wird.

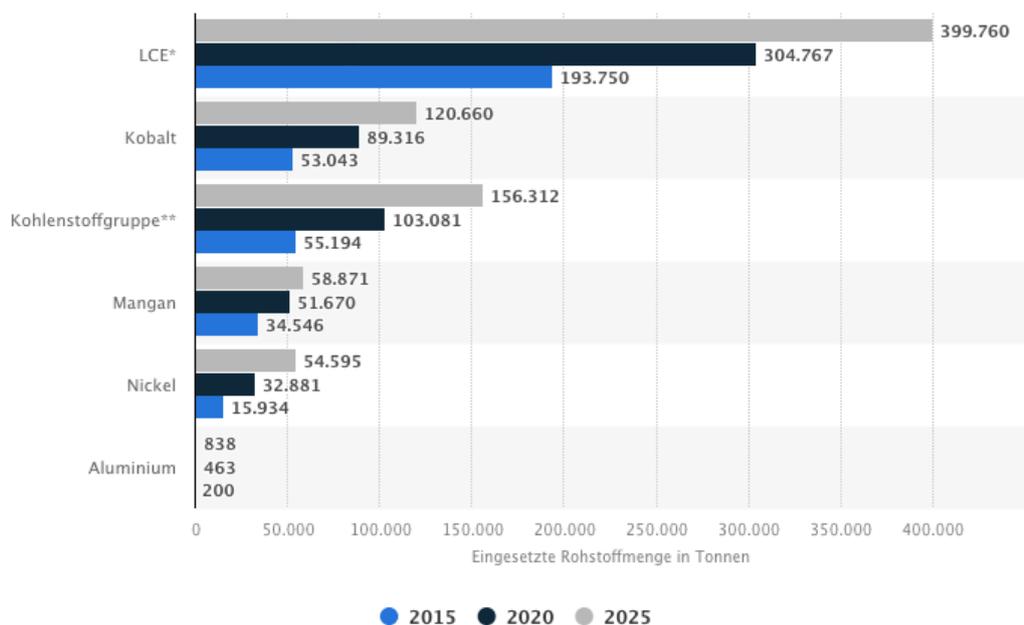


Abbildung 68: Rohstoffmengen in Li-Ion-Batterien nach Rohstoffen im Jahr 2015 und Prognosen für die Jahre 2020 und 2025.

Quelle: Statista, 2022f.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Erwartete Engpässe

Zur Förderung von Lithium werden große Mengen Wasser benötigt. In Chile, dem Land mit einer der größten Fördermengen, herrscht seit der vollständigen Privatisierung der Wasserversorgung ein Wasser-Krieg, da mehr Wasser insbesondere von der Agrarindustrie verbraucht wird als auf natürlichem Wege nachkommt.¹⁰⁷ Die Frage ist, wann die Förderung von Lithium und Kupfer, die größten Wasserverbraucher in Chile, ihre Produktion zurückfahren müssen.

Recyclingraten

Derzeit gibt es noch kein Recycling von Lithium (siehe Abbildung 81, S.131). Mit der Steigerung der Anmeldezahlen für elektrische Fahrzeuge steigt auch der Bedarf, die darin verwendeten Rohstoffe insbesondere Lithium, Nickel und Kobalt aus der Batterie wiederzuverwenden. So baut BWM zusammen mit dem chinesischen Partner Brilliance gerade das Recycling für die in den Fahrzeugen der Marke verbauten Akkus auf mit dem Ziel, aus 100 kWh-Akkus etwa 90 kg Ni, Li und Co zurückzugewinnen, was einem nicht näher bezifferten „hohen Prozentsatz“ entspricht.¹⁰⁸ Da der Markt für elektrische Fahrzeuge in China stärker wächst als in Europa und die Autobauer außerdem gesetzlich verpflichtet sind, die Rückholung der Akkus zu gewährleisten, wird damit gerechnet, dass bis 2025 etwa 780.000 t an ausgemusterten Batterien bei den Recyclingunternehmen anfallen werden.

2.2.7. Kobalt (Cobalt, CO²⁷)

Allgemeine Informationen

Kobalterze sind schon seit langer Zeit bekannt und wurden wegen ihrer blauen Farbe zum Färben von Keramik und Glas verwendet. Im Mittelalter wurden die Erze wegen der schlechten Gerüche beim Verarbeiten als von Kobolden verhext und als wertlos betrachtet. Wie andere Elemente auch hat Kobalt hierdurch seinen Spottnamen erhalten.

Kobalt wird überwiegend aus Kupfer- und Nickelerzen gewonnen. Da Kobalt mit nur etwa 40 ppm in der Erdkruste vorkommt, ist es immer Nebenprodukt bei der Kupfer- und Nickelgewinnung. Dennoch haben Förderung und Produktion im 21. Jahrhundert einen sprunghaften Anstieg genommen (siehe Abbildung 69).

¹⁰⁷ Vgl. Boddenberg, 2020.

¹⁰⁸ Neitzel, 2022a.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

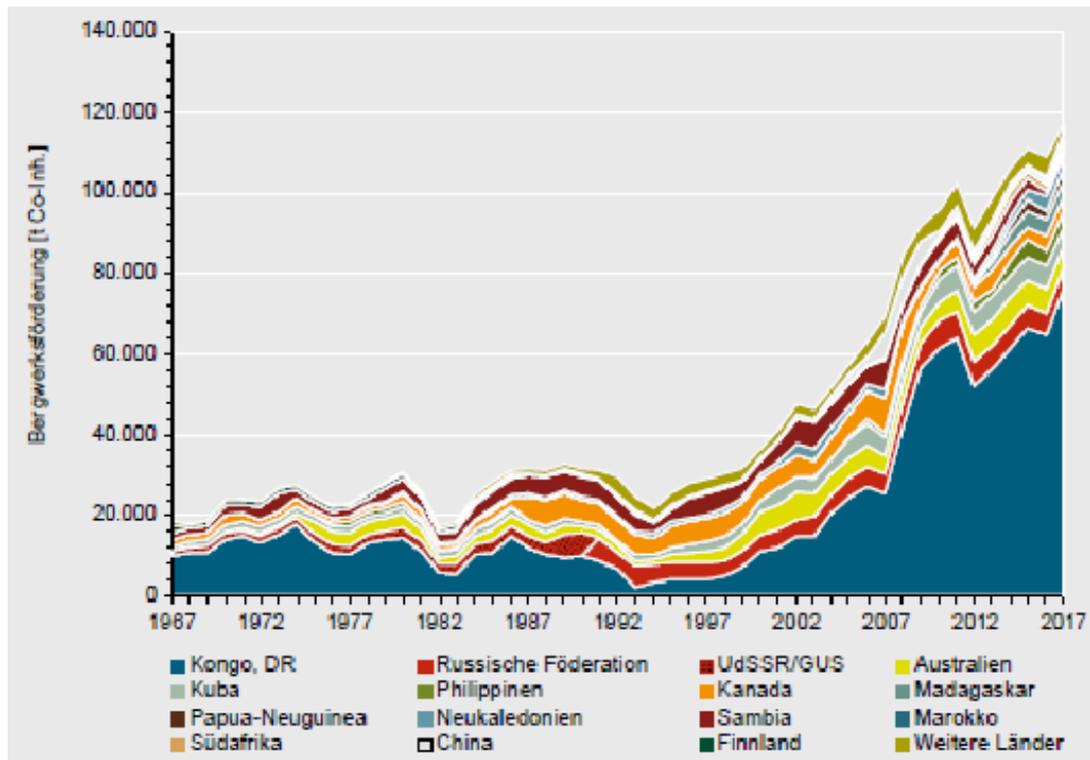


Abbildung 69: Zeitliche Entwicklung der Kobalt-Förderung und -Produktion.

Quelle: BGR, 2018; CRU, 2018.

Kobalt ist ein ferromagnetisches Übergangsmetall und ist im Periodensystem wegen seines Atomgewichts zwischen Eisen und Nickel angeordnet. Es leitet Wärme und elektrischen Strom gut.

Nutzung für die Energieerzeugung

Kobalt ist für die Produktion von Akkus (Batterien) insbesondere von denen mit geringen Abmessungen (z.B. bei Mobiltelefonen) von überaus großer Wichtigkeit und der größte Exporteur von Kobalt ist die Demokratische Republik Kongo (DRK) (siehe Abbildung 70).

Für die Anoden von Lithium-Akkus werden mittlerweile andere Materialien mit geringem Anteil von Kobalt verwendet (NMC Nickel, Mangan, Cobalt mit z.B. nur 2,8 % Co bei den Tesla Akkus), sodass für die Akkus von z.B. Fahrzeugen nicht mehr so viel Kobalt benötigt wird.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

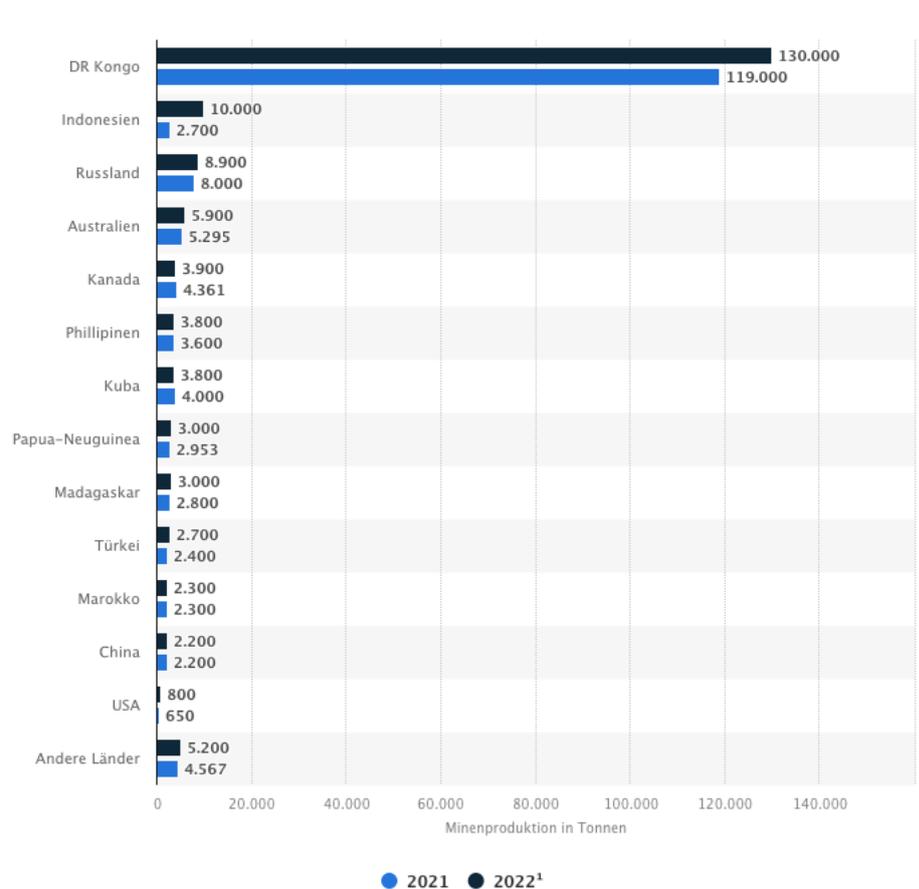


Abbildung 70: Weltweite Verfügbarkeit von Kobalt in ausgewählten Ländern 2021 und 2022) in 1.000 t.

Quelle: Statista (2022k).

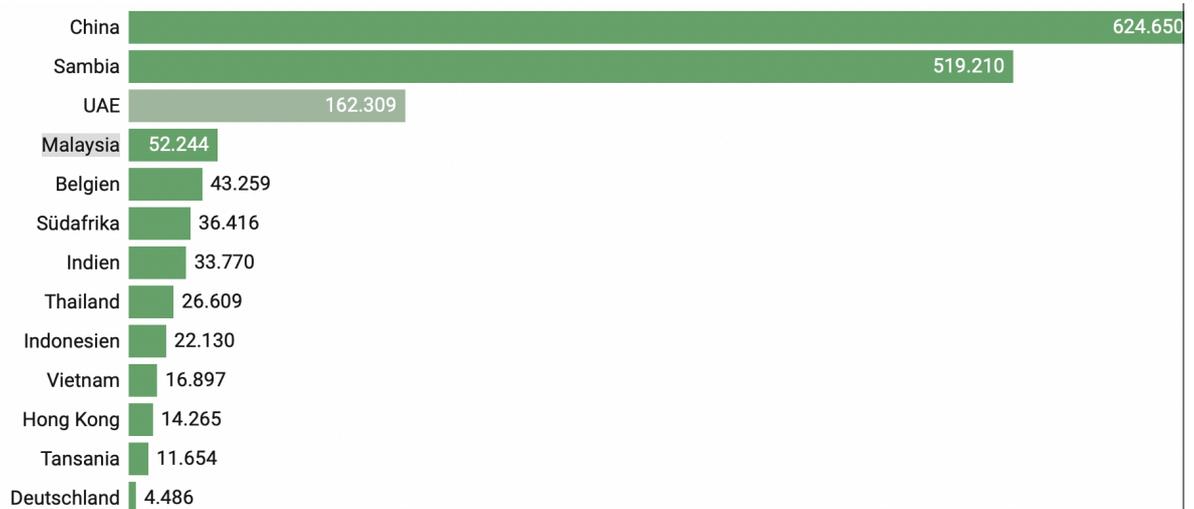
Die Freude darüber, dass ein wichtiger Rohstoff für die Entwicklung der westlichen Welt einmal nicht aus China kommt, verfliegt schnell, wenn man sich die Länder, in die Kongo exportiert, anschaut (siehe Abbildung 71). Die hohen Exportraten von Kongo ins Nachbarland Sambia deuten darauf hin, dass in Sambias Copperbelt die Erze aus dem Kongo zusammen mit der eigenen Produktion verhüttet werden. Kongo ist ein rohstoffreiches Land, dass vor allem Kobalt aber auch eine ganze Palette mit Au, Ag, Cu, Mn, Pb, Zn, Nb, Ta und Uran aber auch Brennstoffe wie Erdöl und Kohle abbaut.

Noch 1995 kauften Europa und die USA rund 80 % der von DRK exportierten Produkte. Dieser Anteil ist bis 2012 auf unter 20 % gefallen mit einem Anstieg der Exporte nach Südostasien von 77 %.¹⁰⁹ Dass sich China um afrikanische Länder insbesondere kurz nach ihrer Selbständigkeit (Kongo wurde 1960 aus der grausamen Herrschaft Belgiens in die Selbständigkeit entlassen) besser gekümmert hat als die ehemaligen Kolonialherren und z.B. durch Kreditvergaben Kongo unterstützt hat, trägt nun Früchte, da das eigene

¹⁰⁹ Vgl. Südwind, 2014.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Industriewachstum durch Verträge mit den Kreditnehmern über die Rohstoffversorgung gesichert werden konnte.¹¹⁰



Grafik: TECHNIK+EINKAUF • Quelle: WITS • Daten herunterladen • Erstellt mit Datawrapper

Abbildung 71: Länder und Mengen, in die DR Kongo wieviel Rohstoffe exportiert, Angaben in 1000 USD.

Quelle: Neitzel, 2021.

Erwartete Engpässe

Obwohl die sicheren Vorräte an Kobalt 25 Mt betragen und unter dem Meer noch einmal 120 Mt vermutet werden,¹¹¹ betrachtet die Wirtschaftswoche die Verfügbarkeit von Kobalt als dramatisch, da die Lagerstätten im politisch „extrem instabilen Südostkongo“ liegen, die Exploration Milliarden verschlingt und zudem risikoreich ist. Die Jahresproduktion des Kongo beträgt 124 Mt Kobalt und der Jahresbedarf für 30 Mio BEV mit 90 kWh Akku (Plan der Autoindustrie für die Jahresproduktion in naher Zukunft) beträgt 400 Mt. D.h. der Bedarf ist mehr als doppelt so hoch wie das aktuelle Angebot. Wenn es nicht gelingt, Kobalt durch andere Materialien im Akku zu ersetzen, dann ist die Energiewende ernsthaft gefährdet.

Immerhin gelang es Tesla/Panasonic, den Kobaltanteil in der Kathode von 33 % auf 15 % zu senken. Dennoch geht die Schere zwischen Angebot und Nachfrage weiter auseinander, was den Preis für Kobalt in die Höhe trieb.

¹¹⁰ Vgl. Saam, 2008.

¹¹¹ Vgl. Wirtschaftswoche, o. J.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Recyclingraten

Nachstehende Abbildung zeigt, dass es um das Recycling der Ferrometalle, zu denen auch Kobalt gehört, nicht so schlecht bestellt stellt verglichen mit den Seltenen Erden in der Gruppe der Lanthaniden und der leichten Elemente Lithium und Beryllium.

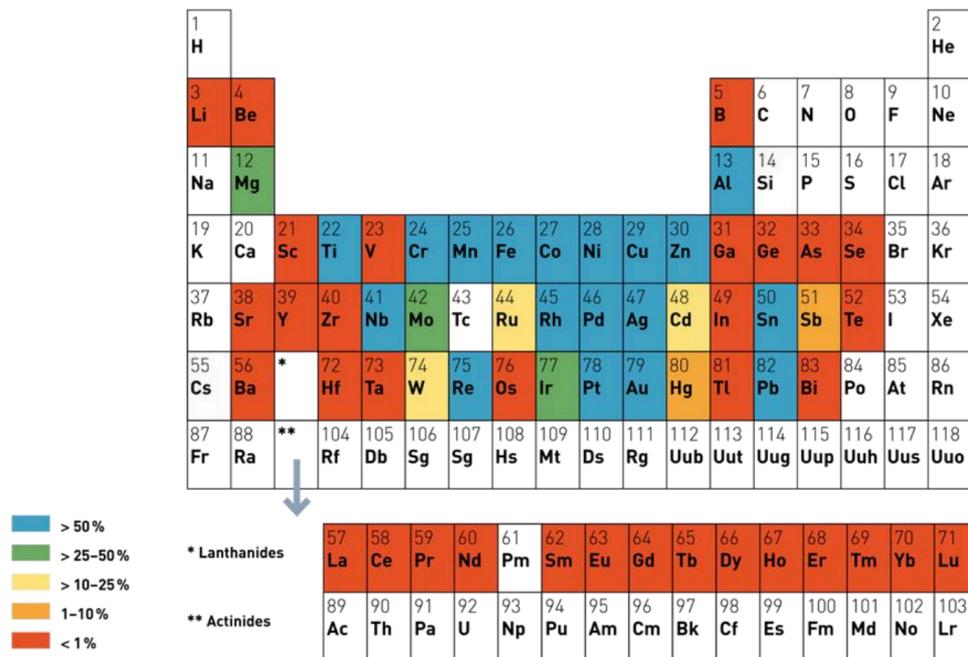


Abbildung 72: Globale End-of-Life-Recyclingraten von 60 Metallen.

Quelle: Buchert, 2018.

Das Recycling von Kobalt wird schon seit Jahren mit verbrauchten Katalysatoren, Hartmetall- und Superalloy-Schrott durchgeführt. Wie schon in Kapitel 2.2.4. erwähnt wurde, haben bereits einige Unternehmen wie Umicore in Belgien und Accurec in Krefeld mit dem Recycling von Batterien im großen Maßstab begonnen.

2.2.8. Iridium (Ir⁷⁷)

Allgemeine Informationen

Iridium⁷⁷ gehört zu den Platingruppenmetallen (PGM), zu den neben Platin⁷⁸ auch Palladium⁴⁶, Rhodium⁴⁵, Ruthenium⁴⁴ und Osmium⁷⁶ gehören, die in den Gruppen 8, 9 und 10 und Perioden 5 und 6 im Periodensystem angesiedelt sind, und die sich durch hohe Dichten (Iridium und Osmium sind die dichtesten Elemente) und ähnliche chemische und physikalische Eigenschaften auszeichnen. Die Elemente fallen bei der Gewinnung von Nickel und Kupfer als Nebenprodukt an.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

Da Iridium als das korrosionsbeständigste Element gilt, sind das Ur-Kilogramm und das Ur-Meter aus diesem Edelmetall gefertigt. Gleichzeitig ist Iridium auf der Erde auch eines der seltensten nicht-radioaktiven Elemente mit einem Massenanteil an der Erdkruste von 1 ppb. Da Iridium im Universum recht häufig vorkommt, wird vermutet, dass der Eisenkern der Erde deutlich mehr Iridium als die Kruste enthält.

Die Vorkommen von Iridium liegen in Südafrika, im Ural, Nord- und Südamerika, in Tasmanien, Borneo und Japan.

Im Jahr 2020 wurden weltweit circa 9 t abgebaut, wobei 7 t alleine in den Platinminen Südafrikas gewonnen wurden. Die Seltenheit von Iridium drückt sich auch in seinem hohen Marktpreis von 6.100 USD/oz (zum Vergleich Gold in Juni 2022: 1.747 USD/oz) aus.

Nutzung für die Energieerzeugung

Wegen seiner Härte wird Iridium neben Anwendungen in der Schmuckindustrie sowie der Medizin- und Dentaltechnik in der Herstellung von Zündkerzen für Flugzeugmotoren verwendet. Iridium wird bei Temperaturen unterhalb 0,11 K supraleitend, ist in diesem Zusammenhang aber nicht unersetzlich, da es Elemente gibt, die schon bei höheren Temperaturen supraleitend werden.

Iridiumoxid wird bei der PEM-Elektrolyse (siehe Abbildung 73) dazu genutzt, die Cell Reversal Tolerance zu erhöhen.



IEA. All rights reserved.

Notes: PEM = proton exchange membrane; SOEC = solid oxide electrolysis cells; SOFC = solid oxide fuel cell. Normalisation by output accounts for varying efficiencies of different electrolysis technologies. Full load hours of electrolyzers assumed to be 5 000 hours per year.
Sources: Bareiß et al. (2019); Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (2018); James et al. (2018); Kiemel et al. (2021); Koj et al. (2017); Lundberg (2019); NEDO (2008); Smolinka et al. (2018); US Department of Energy (2014; 2015).

Abbildung 73: Einsatz von Elementen bei der Konstruktion von Elektrolyseuren verschiedener Bauart und Brennstoffzellen.

Quelle: IEA, 2020b.

Anwendungen sind:

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

- Katalysator für die Zersetzung von Hydrazin (N_2H_4) als Brennstoff zur Steuerung von Satelliten
- Katalysator für Brennstoffzellen
- Multifunktionaler iridiumbasierter Katalysator¹¹²

Erwartete Engpässe

Die statische Reichweite von Iridium beträgt 431 Jahre.¹¹³ Dennoch könnte sich Iridium beim Aufbau von Elektrolyseurkapazitäten als Engpass erweisen, wenn es einerseits nicht gelingt, die Iridiumkatalysatorbeladung in PEM-Elektrolysezellen drastisch zu verringern und andererseits die Entwicklung einer Recycling-Infrastruktur für Iridiumkatalysatoren mit technischen End-of-Life-Recyclingraten von mindestens 90 % aufzubauen.¹¹⁴

Recyclingraten

50 % des in der Industrie verarbeiteten Iridiums werden recycelt (Mis22). In der Literatur werden vielfältige Verfahren beschrieben z.B. für das Recycling von CCMs (catalyst coated membranes), die in PEM-Elektrolyseuren eingesetzt werden.¹¹⁵ Nach Ansicht von Experten sollte ein Recyclinginfrastruktur für Membranen leicht aufzubauen sein.¹¹⁶

2.2.9. Platin (Pt⁷⁸)

Allgemeine Informationen

Platin ist ein Edelmetall aus der Nickelgruppe, das stets gediegen vorkommt. In Südafrika wird das bei weitem meiste Platin produziert. Die Produktion beträgt fast $\frac{3}{4}$ der Weltproduktion wie Abbildung 74 zeigt.

¹¹² Vgl. Frontis Energy, 2021.

¹¹³ Vgl. Mischler, 2020.

¹¹⁴ Vgl. Minke et al., 2021.

¹¹⁵ Vgl. Carmo et al., 2019; Müller et al., 2018; Neitzel, 2022b.

¹¹⁶ Kommunikation mit Mitarbeitern von Fa. Heraeus.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

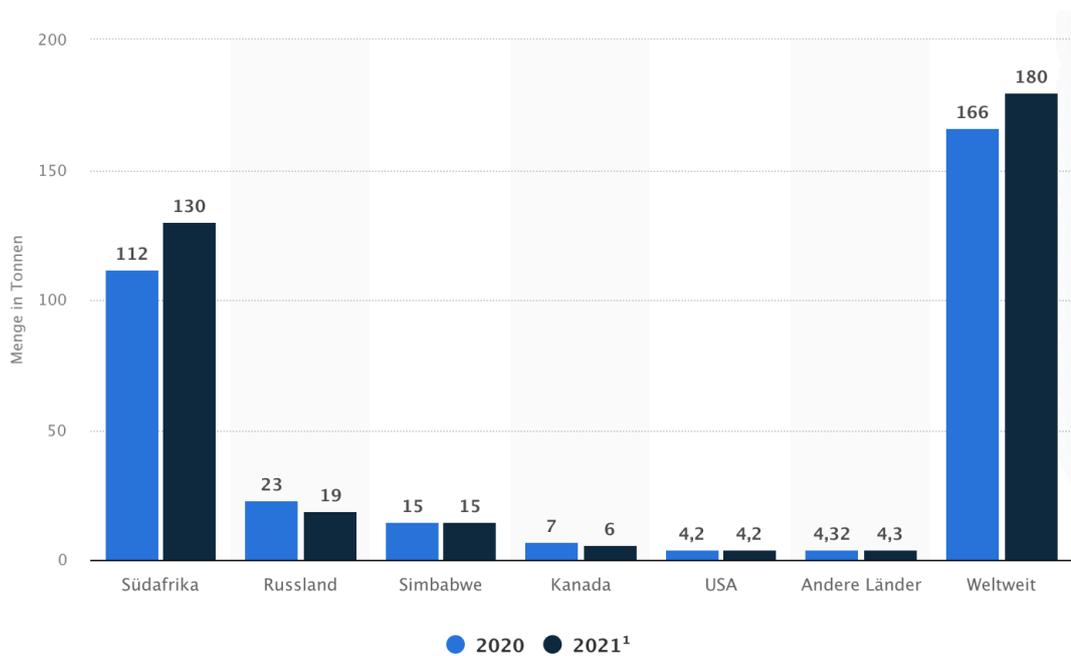


Abbildung 74: Die Minenproduktion von Platin aus fünf Ländern in den Jahren 2020 und 2021.

Quelle: Statista, 2023a.

Platin (von Platina, das kleine Silber) ist derzeit etwa fünfzigmal teurer (32.690 EUR/kg) als Silber aber nur etwa etwas mehr als halb so teuer wie Gold (56.170 EUR/kg).

Neben der Verwendung in der Schmuckindustrie wird Platin in der Technik zur Ausführung von Thermoelementen oder Widerstandsthermometer (Pt100) eingesetzt. Auch ist der vielseitige Einsatz als Katalysator z.B. als Abgaskatalysator in den Auspuffanlagen, bei der Verbrennung von Wasserstoff mit Sauerstoff (Döbereiner-Feuerzeug), im Kontaktverfahren zur Herstellung von Schwefelsäure oder bei der Ammoniak-Oxydation zu Salpetersäure (Ostwald-Verfahren) von großer Bedeutung.

Der Nachteil von Platinkatalysatoren ist, dass sie relativ schnell durch Verunreinigungen „vergiftet“ und damit unbrauchbar werden. Eine Regenerierung kann sie wieder einsatzfähig machen.

Nutzung für die Energieerzeugung

Wie schon erwähnt kann Platin sowohl bei der Elektrolyse als auch beim umgekehrten Prozess der Verbrennung von Wasserstoff z.B. in der Brennstoffzelle als Katalysator eingesetzt werden. Um möglichen Engpässen vorzubeugen oder die Kosten durch Verwendung billigerer Materialien zu senken, wird am Ersatz von Platin in der Brennstoffzelle gearbeitet.¹¹⁷

¹¹⁷ Vgl. Solarsserver, 2021.

2. Kritische Rohstoffe / Ausgewählte kritische Rohstoffe

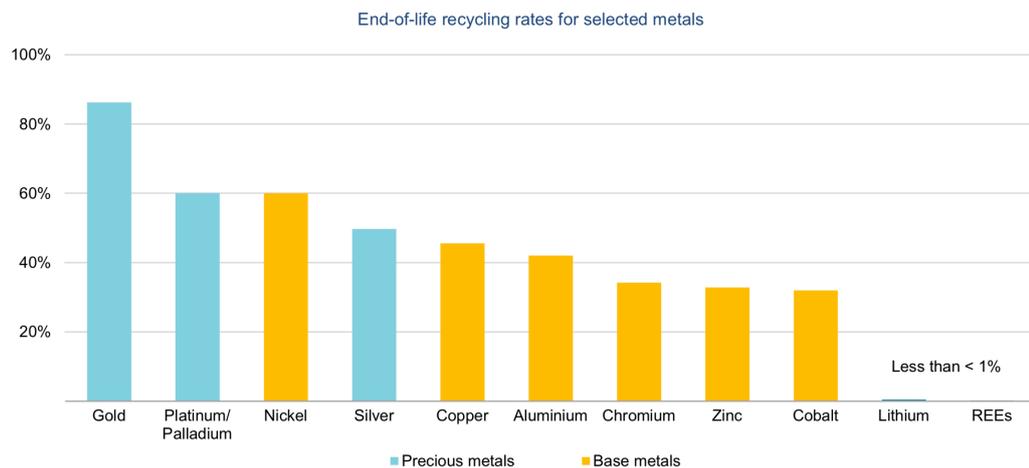
Die bei einem Elektrolyseur und in der Brennstoffzelle verwendeten Mengen pro GW elektrischer Leistung können der Abbildung 73 auf Seite 115 entnommen werden.

Erwartete Engpässe

Auf dem Markt kann derzeit ein Überangebot an Platin beobachtet werden, da die Automobilindustrie und auch die Schmuckindustrie, die zusammen 70 % der Nachfrage ausmachen, schwächeln. Die Nachfrage als Katalysatormaterial in Ö raffinerien und in der chemischen Industrie dürfte anhalten. Heraeus sieht insgesamt aber keinen aktuellen Engpass.¹¹⁸

Recyclingraten

Today's recycling rates vary by metal depending on the ease of collection, price levels and market maturity



IEA. All rights reserved.

Sources: Henckens (2021); UNEP (2011) for aluminium; Sverdrup and Ragnarsdottir (2016) for platinum and palladium; OECD (2019) for nickel and cobalt.

Abbildung 75: Derzeitige (2021) Recyclingraten.

Siehe hierzu auch Abbildung 72 auf S. 114.

In Deutschland ist Heraeus ein wichtiges Unternehmen für das Recycling von Edelmetallen wie Gold, Silber, Platin, Palladium, Rhodium, Ruthenium, Iridium, Osmium und Rhenium.

¹¹⁸ Vgl. Heraeus, 2020.

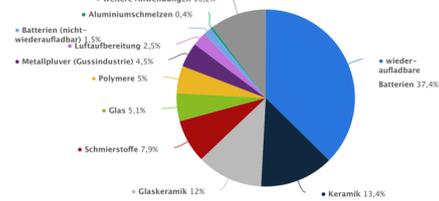
2. Kritische Rohstoffe / Anwendungsfelder

2.3. Anwendungsfelder

2.3.1. Überblick der Rohstoffe und ihrer Anwendungsfelder

In der nachstehenden Tabelle sind für einige der als kritisch eingestuften Rohstoffe deren Anwendungsfelder kurz beschrieben und die im Mai 2022 recherchierten Marktpreise zur Information hinzugefügt.

Tabelle 17: Verwendung von ausgewählten kritischen Elementen inklusive der Seltenen Erden, Tabelle sortiert nach Ordnungszahlen.

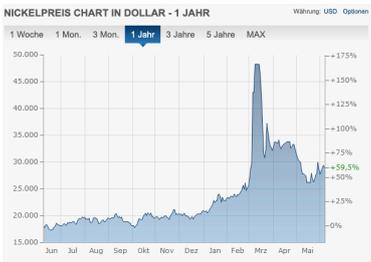
Element	Beschreibung	Marktpreis REO aus China ¹¹⁹
Lithium (Li ³)	<p>Lithium-Ionen Akkus, Glas- und Keramikprodukte¹²⁰</p> 	<p>6 EUR, nach Peak fallende Preis</p> 
Scandium (Sc ²¹)	<p>Beleuchtung, Brennstoffzellen, Röntgentechnik, Laser, Legierungselement für Aluminium, Marktpreis von 4600 USD/kg im Jahr 2018 gefallen</p>	836 USD/kg
Mangan (Mn ²⁵)	<p>Als Legierungsbestandteil mit Al und Cu erhöht Mn die Festigkeit, Korrosionsbeständigkeit und Verformbarkeit. In der Legierung mit Fe erhöht es die Härtebarkeit. In Konstantan verringert es die Abhängigkeit der Leitfähigkeit von der Temperatur.</p> <p>Vorkommen in der Erdkruste: 0,085 %</p>	
Kobalt (Co ²⁷)	<p>Kobalt ist ein sehr hartes ferromagnetisches Übergangsmetall, das vor seiner Nutzung in der Elektrik und Elektronik zum Färben (Kobaltblau) von Glas und Keramik verwendet wurde. Einsatz von ⁶⁰Co in der Krebstherapie.</p> <p>In Akkus ermöglicht Co hohe Energie-</p>	220 - 320 EUR/kg je nach Meng

¹¹⁹ Werte aus Statista, 2022c; Werte aus IRENA, 2022.

¹²⁰ Vgl. Statista, 2022a.

¹²¹ Vgl. MyMetals, o. J.

2. Kritische Rohstoffe / Anwendungsfelder

Element	Beschreibung	Marktpreis REO aus China ¹¹⁹
	dichten und schnelles Laden. Anteil in der Erdkruste: 0,04 %	
Nickel (Ni ²⁸)	Legierungsanteil in nichtrostenden Stählen, Alnico-Magnete, Elektrodenmaterial in Akkus, Saiten für E-Gitarren, Plattierung für Sanitärarmaturen. Weltweiter Verbrauch stark steigend siehe Abbildung 60. Anteil in der Erdkruste: 0,015 % ¹²²	399 EUR/kg ¹²³ 28.856 USD/t ¹²⁴ 
Kupfer (Cu ²⁹)	Cu ist ein hervorragender Leiter von Wärme und Strom und ist daher für die Transformation in der Energiewirtschaft unerlässlich.	
Zink (Zn ³⁰)	47 % der Produktion in 2018 wurden für das Verzinken als Rostschutz von Eisen und Stahl verwendet. Rest in Legierungen mit Cu (Messing), Al, Mg. Vorkommen in der Erdkruste: 76 ppm	 ca 3500 EUR/t (juni 22)
Gallium ³¹	Ga ist in der Erdkruste ähnlich selten wie Lithium und Blei und kommt nur als Verbindung mit Al, Zn oder Ge-Erzen vor. Als Galliumarsenid wird Ga in der HF-Technik für die Herstellung von Transistoren verwendet, auch zur Herstellung von Leuchtdioden. Es wird bei Halbleitern zur Dotierung von Silicium (p-Dotierung) verwendet.	822 EUR/kg
Germanium ³²	Bis in die 70er Jahre führendes Element in der Elektronik für die Herstellung von Dioden	2261 EUR/kg

¹²² Zum Vergleich: der Anteil von Fe in der Erdkruste beträgt 4,7 %, der von O₂ 49,4 %

¹²³ Vgl. MyMetalls, o. J.

¹²⁴ Vgl. Börse Online, o. J.

2. Kritische Rohstoffe / Anwendungsfelder

Element	Beschreibung	Marktpreis REO aus China ¹¹⁹
	<p>und Transistoren bis es vom Silicium verdrängt wurde. Heute wird es für die Herstellung von Linsen für Nachtsichtgeräte und Wärmebildkameras verwendet.</p> <p>Ge ist auch Katalysator bei der Herstellung von Polyesterfasern und -granulaten für z.B. PET-Flaschen. Die Anwendung in Nahrungsergänzungsmitteln zur Bekämpfung von Krebs und Fatigue-Syndrom ist umstritten.</p>	
Yttrium (Y ³⁹)	Leuchtstofflampe, LCD- und Plasmabildschirme, LEDs, Brennstoffzelle, YAG-Laser, steigert die Aktivität von Ceroxid in Katalysatoren zur Senkung der NO _x -Werte, steigert die Effizienz des Elektrolyts in Brennstoffzellen → Absenken der Temperatur der BSZ	11,9 USD/kg
Rhodium (Rh ⁴⁵)	Ähnlichkeit mit Edelmetallen: geringe Reaktivität, hohe katalytische Wirkung (→ NO _x -Katalysatoren in PKW)	500.000 USD/kg ¹²⁵ Börsianer-Sprech: „Multibagger“
Indium (In ⁴⁹)	Wg des niedrigen Schmelzpunktes wird es Sprinkleranlagen, Thermostaten und für Sicherungen eingesetzt. Als Legierung mit Zinn wird es als transparenter Leiter für Flat- und Touchscreens verwendet. Häufigkeit in der Erdkruste ähnlich wie Silber.	160.771 USD zum Silber: 656 EUR/kg Ver
Lanthan (La ⁵⁷)	In Legierungen Einsatz in Akkumulatoren, Einsatz als Katalysator in Fluid Catalytic Cracking (FCC)	2 USD/kg
Cer (Ce ⁵⁸)	Auto-Katalysatoren, Rußpartikelfilter, Halbleitertechnik, LED	1,48 – 1,5 USD/kg
Praseodym (Pr ⁵⁹)	Dauermagnete, Elektromotoren, Glas- und Emaillefärbung, Praseodym und Neodym kommen gemeinsam in Erzen vor und haben	140 USD/kg

¹²⁵ Vgl. Onvista, o. J.

¹²⁶ Vgl. Onvista, o. J.

2. Kritische Rohstoffe / Anwendungsfelder

Element	Beschreibung	Marktpreis REO aus China ¹¹⁹
	auch ähnliche Eigenschaften und sind daher auch schwer zu trennen.	
Neodym (Nd ⁶⁰)	In Legierung mit Eisen und Bor werden <u>Dauermagnete</u> hergestellt, die z.B. in den Generatoren von Windenergieanlagen angesetzt werden. Neodym macht etwa 20 % der Vorkommnisse aus.	104,6 – 143 USD/kg ¹³
Promethium (Pm ⁶¹)	Alle Isotope sind radioaktiv, kommen nur als Spaltprodukte von Uran und eines Europium-Isotops vor. Technische Verwendung nur als β -Strahler z.B. auch in Leuchtfarben	n.a.
Samarium (Sm ⁶²)	Dotieren von CaFl-Einkristallen für Maser und Laser, Neutronenabsorber („Neutronengift“ in Kernreaktoren) SmCo ₅ starke Permanentmagnete für z.B. Quartzuhren, Schrittmotoren (Festplattenlaufwerke), SM-Oxid ist Katalysator für Hydrierung und Dehydrierung von Ethanol Medizin: palliative Therapie von Knochen- und Skelettmetastasen	2,45 – 4,5 USD/kg ¹³
Europium (Eu ⁶³)	Erzeugung der Rotkomponente des RGB-Farbraums in Röhren- und Plasmabildschirmen, Halbleitertechnik, LED	32 USD/kg
Gadolinium (Gd ⁶⁴)	Halbleitertechnik, LED, Kontrastmittel in der Kernspintomographie	76,2 2940 EUR/kg ¹⁶
Terbium (Tb ⁶⁵)	Zusatz bei Permanentmagneten, um die thermische Stabilität zu verbessern, Zusatz bei fluoreszierenden Leuchtmitteln CFL	1720 USD/kg
Dysprosium (Dy ⁶⁶)	<u>Dauermagnete, ggf Samarium und Kobalt als Substitut</u> , um die thermische Stabilität der Magnete zu verbessern der Gewichtsanteil von Dy an Magneten für	417,8 – 452 USD/kg ¹³

2. Kritische Rohstoffe / Anwendungsfelder

Element	Beschreibung	Marktpreis REO aus China ¹¹⁹
	elektrische Antriebe beträgt 8,7 %, für Generatoren 6,4 % ¹²⁷	
Holmium (Ho ⁶⁷)	Starke Ferromagnetische Eigenschaften, besitzt zusammen mit Dy das höchste magnetische Moment aller natürlich vorkommenden Elemente.	n.a.
Erbium (Er ⁶⁸)	Erbium-dotierte Lichtwellenleiter werden für optische Verstärker eingesetzt, da eine Umwandlung in ein elektrisches Signal entfällt. Gold mit geringer Dotierung von Er werden als Sensoren für magnetische Kalorimeter verwendet. Zusammen mit Y Verwendung im YAG-Laser, Isotop ¹⁶⁹ Er wird in der Nuklearmedizin eingesetzt, ErCl ₃ ist rosafarben und wird als Färbemittel in der Töpferei und Glasbläserei verwendet.	38,7 USD/kg
Thulium (Tm ⁶⁹)	Abgesehen vom Promethium ist Tm das seltenste Lanthanoid, dennoch häufiger als Iod oder Silber. Aktivierung von Leuchtstoffen auf der Bildschirmfläche. Einsatz durch Dotierung von CaSO ₃ als Personendosimeter für niedrige Dosen, Einsatz durch Dotierung von LaOBr als Szintillator in der Röntgentechnik.	n.a.
Ytterbium (Yb ⁷⁰)	Nur geringe technische Anwendungen, z.B. als Dotierung im YAG-Laser oder bei Faselasern, in der Atomuhr mit vervierfachter Genauigkeit ggü Cs.	61 EUR/kg ¹²⁸
Iridium ⁷⁷		Mischler, 2020

In Abbildung 87 auf Seite 155 ist der Einfluss von Rohstoffen mit Versorgungsrisiko auf neun Technologiebereiche dargestellt. Gerade das hohe Versorgungsrisiko bei Seltenen Erden wirkt sich auf den Bereich Motoren bei Windmühlen und Antriebsmotoren aus, was

¹²⁷ Vgl. DOE, 2011.

¹²⁸ Vgl. HMW-Hanauer, o. J.

2. Kritische Rohstoffe / Anwendungsfelder

direkt in den Sektoren erneuerbare Energien und e-Mobilität zu Behinderungen führen kann.

Aber auch die Rohstoffe mit moderatem Versorgungsrisiko wie z.B. Kobalt, Metalle aus der PGM-Gruppe und Graphit, haben massiven Einfluss auf die Produktion von Akkus, Brennstoffzellen und, wie schon im Kapitel 2.2 zu lesen war, auf den dringend notwendigen Aufbau einer Elektrolyseur-Produktion, um mit Hilfe des erneuerbar erzeugten Stroms insbesondere des Überschussstroms und Wasser grünen Wasserstoff zu erzeugen. Die Erzeugung erneuerbaren Stroms ist nicht nur auf der Linie Windkraft sondern auch auf der Linie Photovoltaik gefährdet, da Materialien zum Bau der PV-Module mit einem wenn auch noch geringem Versorgungsrisiko versehen sind.

2.3.2. Produktion von Magneten

Überall dort wo Strom durch Drehbewegungen erzeugt oder mit seiner Hilfe Drehbewegungen erzeugt werden, werden starke Magnete benötigt, die auch bei Erhitzung des Aggregats während des Einsatzes ihr magnetisches Moment nicht verlieren. Die Hersteller von Elektrofahrzeugen (EV) haben die starke Abhängigkeit von Seltenen Erden erkannt und versuchen diese bei der Motorenentwicklung durch modifiziertes Design zu verringern. Bislang nur auf Kosten der Reichweite von EVs, sodass die Suche nach Ersatzwerkstoffen für die Lanthanide weitergeht.

Bislang lagen die wichtigsten Patente für die Produktion von Magneten (bonded magnets und sintered magnets) bei japanischen Entwicklern. Im vergangenen Jahrzehnt wurden mehr als 500 neue Patente für gesinterte Magnete angemeldet, was als Indikator für die Bedeutung dieses Marktes angesehen werden kann.¹²⁹

2.3.3. Produktion von Brennstoffzellen

Da Brennstoffzellen (FCC) im Gegensatz zu Wärmekraftmaschinen in der Lage sind, Energie aus Brennstoffen, ohne den Umweg der Erzeugung von Wärme in elektrischen Strom umzuwandeln, sind sie potenziell effizienter als Wärmekraftmaschinen. Es wird seit ihrer Erfindung 1838 von C.F. Schönbein an ihrer Verbesserung geforscht und experimentiert, sodass schon 1875 Jules Verne in seinem Buch „Die geheimnisvolle Insel“ die Hoffnung äußerte, dass die Brennstoffzellen auf unabsehbare Zeit die Energieversorgung der Erde sichern werden.

¹²⁹ Vgl. IRENA, 2022, S. 7.

2. Kritische Rohstoffe / Anwendungsfelder

Offensichtlich hat es mit der Weiterentwicklung etwas länger gedauert. Bei netzfernen elektrischen Anlagen werden heute sehr häufig Methanolbrennstoffzellen zur elektrischen Versorgung eingesetzt, zahlreiche Kleinfahrzeuge wie Hubstapler werden mit Brennstoffzellen ausgerüstet und auch für die Stromversorgung in Netzwerken sind sie vorgesehen, z.B. durch Elektrolyseure erzeugten Wasserstoff katalytisch zu verbrennen und mit dem erzeugten Strom Stromengpässe z.B. in den Dunkelflauten eines Netzes mit Erneuerbaren zu überbrücken.

Damit in Brennstoffzellen elektrochemische Reaktionen stattfinden können sind beide Elektroden mit Katalysatoren beschichtet, vorwiegend Platin, Ruthenium oder Palladium bzw. Gemische von diesen Elementen. Auch Nickel, Nickeloxide, Wolframcarbide und -sulfid werden eingesetzt.

Bei den SOFC (Solid Oxid Fuel Cell) besteht der Elektrolyt aus mit Yttrium stabilisiertem Zirkonoxid $Zr(Y)O_2$.

2.3.4. Bau von Hochleistungsspeichern

Falls es im Rahmen der Energiewende zu einer Überproduktion von Strom kommt, die durch hohe installierte Kapazitäten von Wind- und Solaranlagen hervorgerufen werden und die zeitgleich keine Abnehmer im Netz findet (siehe hierzu das Kapitel 2 des Gesamtberichtes „Erzeugung und Speicherung von grünem Strom“), ist das kurz- und mittelfristige Speichern von Strom notwendig. Eine Möglichkeit hierzu besteht im Aufbau von Lithium Ionen-Speichern. Tabelle 18 zeigt, dass für die Elemente Nickel, Mangan, Lithium und Kobalt und besonders für Graphit ein enormer Bedarf auftreten wird.

2. Kritische Rohstoffe / Vorkommen, Reichweiten, Abbaurisiken

Tabelle 18: Weltweiter Bedarf an Rohstoffen in Tonnen für die Produktion von Lithium-Ionen-Speichern im Jahr 2018 und die Prognose für das Jahr 2040.

Quelle: Statista, 2022h.

Merkmal	2018	2040 ¹
Nickel	32.320	1.742.000
Graphit (natürlich und synthetisch)	21.900	886.400
Mangan	11.140	461.300
Lithium	7.460	328.100
Kobalt	12.750	270.400

Schaut man auf die Liste der Hersteller von Lithium-Ionen-Batterien, dann fällt auf, dass im Jahr 2017 ausschließlich Hersteller aus Fernost und namentlich LG und Samsung aus Südkorea, BYD, CATL und Lishen aus China und Panasonic aus Japan auf dieser Hitliste zu finden sind.

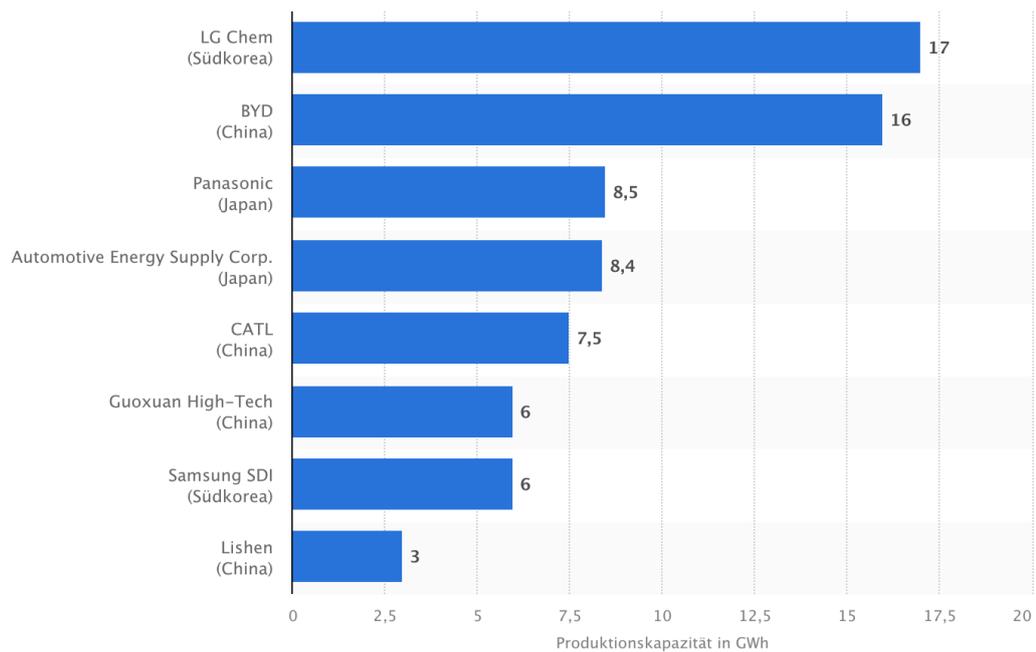


Abbildung 76: Installierte Produktionskapazität für Lithium-Ionen-Batterien von ausgewählten Herstellern weltweit im Jahr 2017.

Quelle: Statista, 2022m.

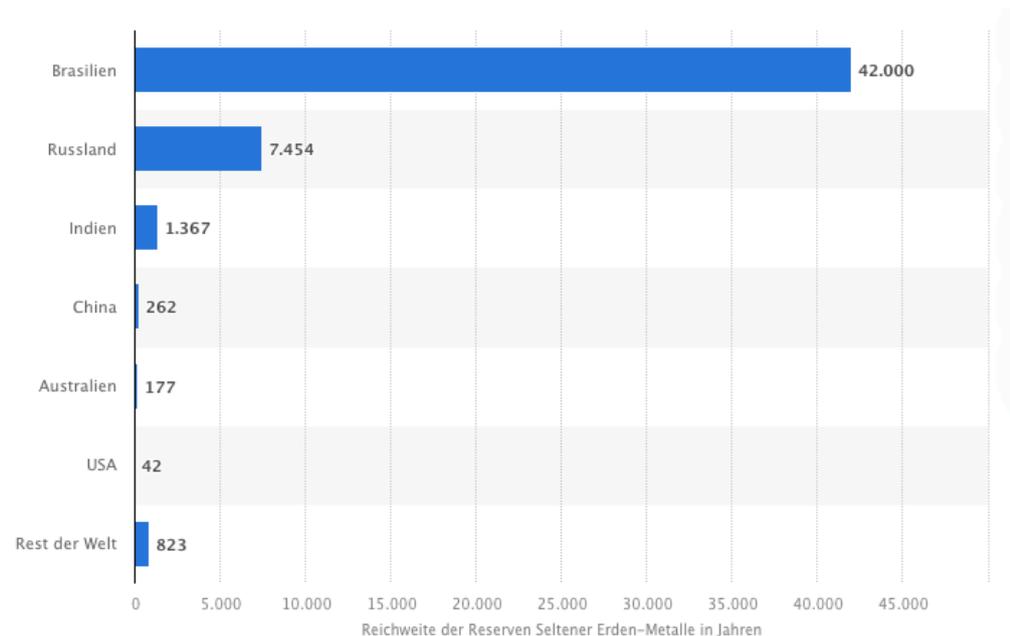
2.4. Vorkommen, Reichweiten, Abbaurisiken

Zu den Vorkommen der kritischen Rohstoffe wurden hinreichende Informationen bereits in den einzelnen Kapiteln, die die Substanzen im Detail behandeln, gegeben.

2. Kritische Rohstoffe / Vorkommen, Reichweiten, Abbaurisiken

2.4.2. Grundsätzliches zu Reichweiten

Beim **statischen Paradigma** für die Berechnung der Reichweiten wird davon ausgegangen, dass die Ressourcen auf der Erde fix sind und ihre Größe in der Regel gut geschätzt werden kann. Der ständige Abbau und die Nutzung der Ressourcen führen allerdings früher oder später zu ihrer Verknappung, die unvermeidlich zur Erhöhung ihrer Stückkosten führt. Die statische Zeitdauer bis zur Verteuerung kann durch Maßnahmen wie Rückgewinnung aus Abfällen, Auffinden von Ersatzstoffen, Restriktionen bei ihrer Verwendung verlängert werden. Unsicherheit bei der Bestimmung der statischen Reichweite bestehen beim statischen Paradigma lediglich durch die Unkenntnis von zukünftigen Preis- und Nachfrageentwicklungen. Im statischen Paradigma kann nicht geklärt werden, warum über der Zeit die geschätzten Ressourcengrößen gleichbleiben oder gar zunehmen, obwohl sie eigentlich abnehmen müssten. Statische Reichweiten sagen daher eher etwas über die Charakteristik der Bergbauexplorationszyklen denn die physische Verfügbarkeit der Rohstoffe aus.



Details: Weltweit; US Geological Survey

Abbildung 77: Statische Reichweite von Metallen der Seltenen Erden für einige Ländern im Jahr 2021.

Quelle: Statista, 2021a.

Abbildung 77 zeigt die statische Reichweite als Anzahl von Jahren, die sich als sog. R/P-Verhältnis aus den bekannten Reserven und der Produktion unter den Randbedingungen der konstanten Produktion und der unveränderten statischen Reserven ergibt.

2. Kritische Rohstoffe / Vorkommen, Reichweiten, Abbaurisiken

Die im Vergleich zu Brasilien relativ geringe Reichweite der chinesischen Seltenen Erden lässt nicht auf die Größe der Reserven schließen, wie die Abbildung 78 verdeutlicht, sondern eher auf das geringen Abbaumengen in Brasilien.

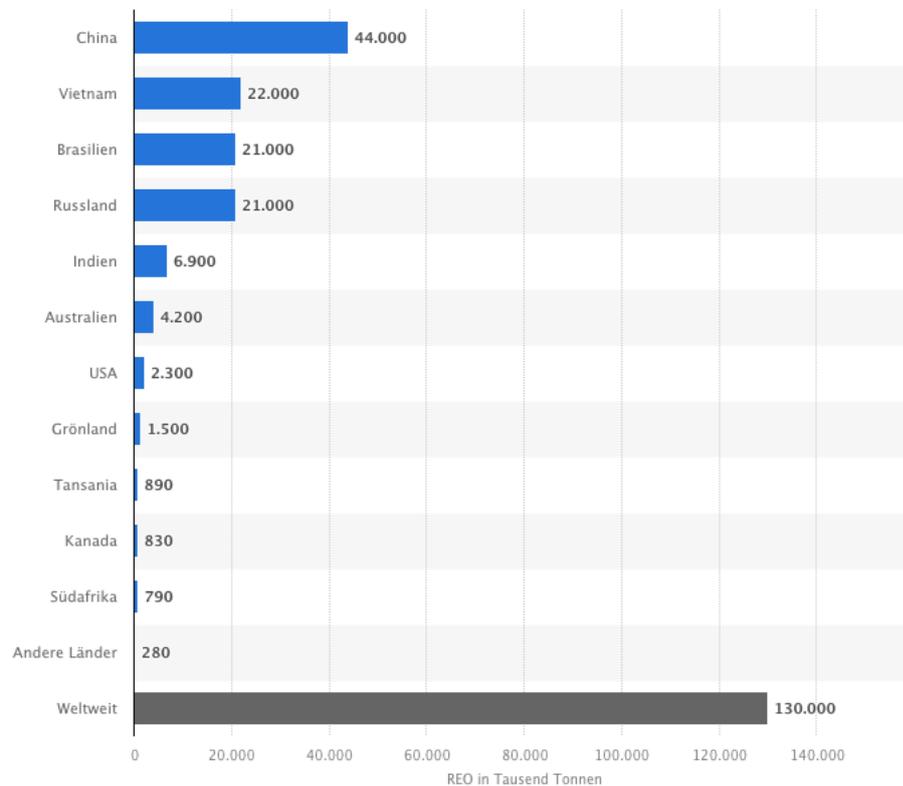


Abbildung 78: Reserven an Seltenen Erden in ausgewählten Ländern im Jahr 2022.

Quelle: Statista, 2022l.

Beim **dynamischen Paradigma** wird versucht, sich von den statischen Randbedingungen zu lösen. Seit jeher wird die Verfügbarkeit von mineralischen Vorkommen auf der Basis lokaler Vorkommen mit Extrapolation auf die irdische Gesamtheit geschätzt. Die Schätzungen sind teilweise sehr spekulativ und ihre Genauigkeiten variieren von Element zu Element. Berücksichtigt man nur das Vorkommen von Aluminium und Gold in der Erdkruste, dann könnte abgeschätzt werden, dass unter Beibehaltung der Abbauraten des 20-tes Jahrhunderts Aluminium noch für 57 Milliarden Jahre und Gold noch für 5 Millionen Jahre verfügbar sind.¹³⁰ Hiermit wäre der Nachschub an Mineralien aus der Erdkruste offensichtlich kein Thema mehr.

Tatsächlich werden permanent neue Vorkommen gefunden oder bekannte durch zwischenzeitlich entwickelte Technik oder veränderten Marktpreis plötzlich abbaubar und können den Ressourcen zugerechnet werden. Eine dynamische Analyse der Verfügbarkeiten oder Reichweiten von Ressourcen muss daher deutlich mehr Parameter wie z.B.

¹³⁰ Vgl. HCSS & TNO, S. 13.

2. Kritische Rohstoffe / Vorkommen, Reichweiten, Abbaurisiken

Regularien in Geschäfts- und umweltrelevanten Prozessen, Entwicklung von Recycling-Verfahren berücksichtigen als für die statische Analyse notwendig wäre.

Auch wenn die Häufigkeit der Seltenen Erden in der Erdkruste teilweise nicht seltener als andere Elemente wie Blei, Kupfer oder Arsen ist, sind die Lagerstätten aber doch in der Regel klein und waren vor dem Boom ihrer Verwendung oft zu klein, um wirtschaftlich ausbeutbar zu sein. Da die Seltenen Erden aber meist in Verbindung mit anderen Erzen und Mineralien und vor allem mit anderen REE (Rare Earth Elements) auftreten, ist ihre Gewinnung teilweise ein Nebenprodukt bei der chemischen Aufbereitung und Ausbeutung einer Lagerstätte.

Die Gewinnung von Seltenen Erden erfolgt überwiegend durch Schmelzflusselektrolyse der in Chloride oder Fluoride umgewandelten Oxide. Die so entstandenen Salze können durch verschiedene Verfahren wie Fällung, Kristallisation, Ionentausch mit Elution, Flüssig-Flüssig-Extraktion im Gegenstrom gewonnen werden. Letztgenanntes Verfahren ist das effektivste, obwohl die Überführung der Seltenen Erden in eine organische Phase mit anschließender Extraktion und Fällung der gebildeten Oxalate, Hydroxide und Carbonate mit nachfolgender Verglühung zu Oxiden sehr aufwendig ist (siehe Abbildung 79).

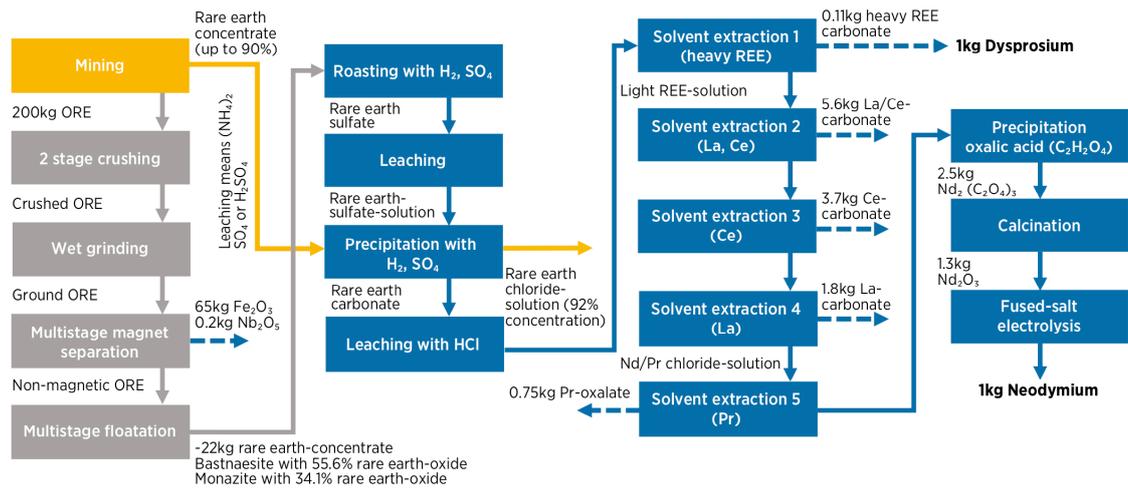
Im Bericht des Umweltbundesamtes werden die Gewinnungsverfahren für LREE durchwegs mit dem Attribut „high aUGP“ (hohes aggregiertes Umweltgefährdungspotential) und die der Gruppe HREE mit dem Attribut „h-m aUGP“ d.h. hohes bis mittleres Potential bezeichnet.¹³¹

Um die Nachhaltigkeit der Seltenen Erden zu erreichen, sind eine sorgfältige wirtschaftliche Bewertung und eine Bestimmung der ökologischen und gesellschaftlichen Auswirkungen erforderlich. Um dieses Ziel zu erreichen, sind neue chemische und technische Technologien erforderlich, beginnend mit dem Recycling und der Wiederverwendung der vielen Produkte, in denen Seltene Erden derzeit verwendet werden. Letztlich sollten Produkte und Anwendungen so konzipiert werden, dass Seltene Erden sofort und wirtschaftlich wiederverwendet werden können.“¹³²

¹³¹ Vgl. Dehoust et al., 2020.

¹³² Übersetzung aus Atwood, 2012; Mischler, 2020.

2. Kritische Rohstoffe / Recyclingverfahren und -raten



Source: BGR, 2021.

Note: Ce = Cerium; Fe_2O_3 = ferric oxide; HCl = hydrochloric acid; H_2SO_4 = sulphuric acid; kg = kilogramme; La = lanthanum; Nd = neodymium; Nb_2O_5 = niobium pentoxide; NdCl_3 = neodymium(III) chloride; Nd_2O_3 = neodymium oxide; $\text{Nd}_2(\text{C}_2\text{O}_4)_3$ = neodymium oxalate; $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ = ammonium sulphate; Pr = praseodymium.

Abbildung 79: Prozessschema für die Produktion von Neodym.

Quelle: IRENA, 2022.

2.5. Recyclingverfahren und -raten

2.5.2. Allgemeine Bemerkungen zum Recycling kritischer Rohstoffe

Der Istzustand in der EU beim Recycling kritischer Rohstoff wird in Abbildung 80 dargestellt. Nach Angaben der EU sind mittlerweile die Raten für Eisen, Zink und Platin grösser als 50 % und die Sekundärrohstoffe dieser Metalle decken über ein Viertel des Verbrauchs in der EU.

2. Kritische Rohstoffe / Recyclingverfahren und -raten

Die Recycling-Einsatzquote ist der Prozentsatz der Gesamtnachfrage, der durch Sekundärrohstoffe gedeckt werden kann.

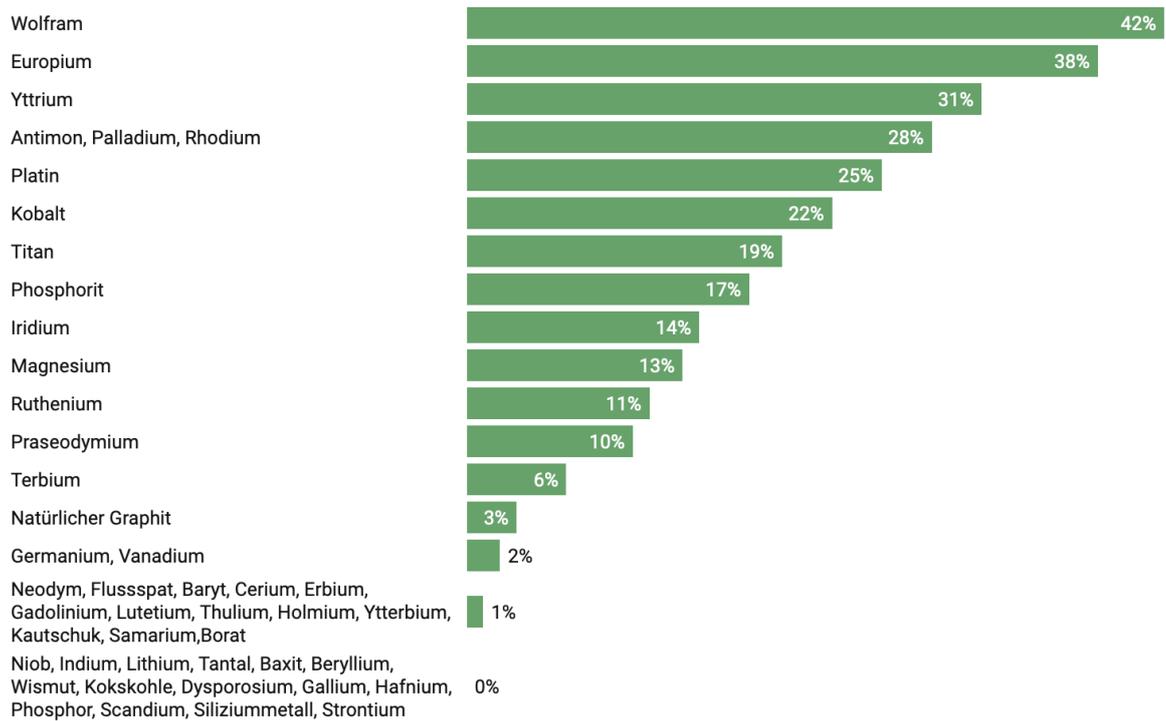


Abbildung 80: Recycling-Einsatzquote in der EU.

Quelle: Neitzel, 2021.

Betrachtet man die Massen von Akkumulatoren und Batterien, die innerhalb der EU recycelt wurden in Abbildung 81, so erkennt man eigentlich nur bei den spanischen Werten eine deutliche Zunahme. Leider sind in Eurostat hierfür keine Recyclingraten verfügbar. Fortschritte beim Ausbau der Recycling-Branche werden seltener vermeldet.¹³³



Abbildung 81: Recycling von Batterien und Akkumulatoren in der Zeit von 2011 bis 2019 für einige Länder der EU in Tonnen/a.

Quelle: eurostat (2023).

¹³³ Vgl. Baumann (2022a), Baumann (2022b), Lewicka (2021)

2. Kritische Rohstoffe / Recyclingverfahren und -raten

Es sollte nicht außer Acht gelassen werden, dass in vielen Ländern informell arbeitende Abfallsammler (z.B. „pepenadores“, „catadores“, „waste pickers“) unterwegs sind, die, um ihren Lebensunterhalt zu sichern, den Müll sortieren und recyceln. Ihre Anzahl wird auf 15 – 50 Millionen Menschen geschätzt, die zwar keine komplexe Hydrorafination durchführen können, aber mit sicherem Blick schon einmal die wertvollen Abfälle vorsortieren und der professionellen Aufarbeitung zuführen können.

Die deutsche GIZ unterstützt in Projekten die Erarbeitung von nationalen und lokalen Plänen zur Abfallwirtschaft,¹³⁴ die Einbindung der informellen Abfallsammler und den Aufbau von Know-how für die Abfall- und Kreislaufwirtschaft.

2.5.3. Urban Mining

In den letzten Jahren hat sich der Begriff „Urban Mining“ für die Bemühung etabliert, aus den „anthropogenen Lager“ von etwa 50 Gt in Deutschland mit einer Zuwachsrate pro Kopf von 10 t/a wertvolle Rohstoffe gemäß des Diktums „Abfall ist Rohstoff“ zurückzugewinnen.¹³⁵

Mit einer Recyclingrate von 30 % bei Kupfer und über 50 % bei Eisen und Stahl lässt sich die Abhängigkeit von Importen deutlich reduzieren. Ohne Recycling würde die steigende Nachfrage z.B. bei Gold, Zinn oder Antimon die derzeit als abbauwürdig betrachteten Lagerstätten in wenigen Jahrzehnten überschreiten.

Abbildung 82 stellt die Zunahme der weltweiten Rohstoffgewinnung pro Kopf dar, die sich ggü. dem Jahr 1990 mehr als verdoppelt hat.

¹³⁴ Vgl. GIZ https://www.giz.de/de/html/suchergebnisse.html?query=abfallwirtschaft&send_button_search=Suchen

¹³⁵ Umweltbundesamt, 2017.

2. Kritische Rohstoffe / Recyclingverfahren und -raten

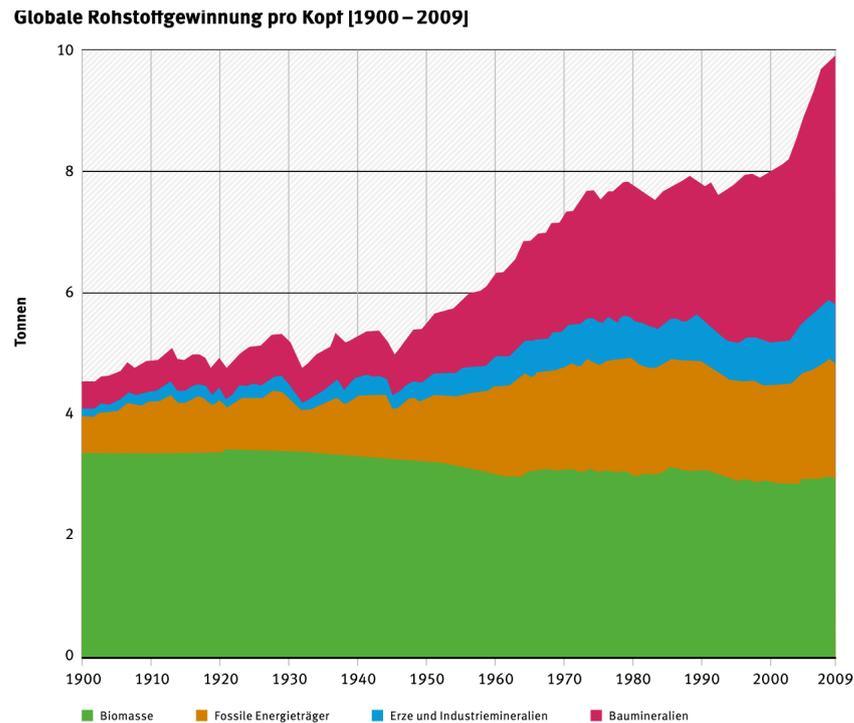


Abbildung 82: Globale Rohstoffgewinnung pro Kopf zwischen 1900 und 2009.

Quelle: Umweltbundesamt, 2017.

Während die Produktion von Biomasse pro Kopf über der Zeit leicht abgenommen hat, sind die Gewinnung von Erzen und Baumineralien massiv gestiegen. Zu berücksichtigen ist auch, dass von diesen gewonnen Rohstoffen der weitaus größte Anteil von den Industrienationen beansprucht wird ($\frac{1}{3}$ der Rohstoffe für 15 % der Bevölkerung).¹³⁶

Die Verwendung von Sekundärrohstoffen reduziert nicht nur die Erzeugungskosten (im Jahr 2007 wurde für 8,6 Mrd EUR Kupfer und Stahl durch Recycling gewonnen mit einer Ersparnis ggü. der Erzeugung aus Primärrohstoffen von 1,5 Mrd EUR) sondern die Reduzierung des Primärrohstoffbedarfs kann z.B. Schwellenländern den Zugriff auf Primärrohstoffe erleichtern, sodass Recycling und Urban Mining einen Beitrag zur globalen Verteilungsgerechtigkeit liefert. Recycling spart auch Energie wie man am Beispiel von Kupfer und Stahl deutlich erkennt: gegenüber dem Primäraufwand wurden 406 PJ eingespart, das entspricht dem jährlichen Energieverbrauch von zwei großen Braunkohlekraftwerken.

Die Energieeinsparung zeigt sich z.B. auch im Bereich Kunststoffe: Im Vergleich zu Primärkunststoffen aus Rohöl spart etwa die Nutzung hochwertiger Recyclingkunststoffe mehr als 50 % Treibhausgasemissionen ein.¹³⁷

Die Voraussetzungen für Urban Mining sind sehr gut, da:

¹³⁶ Vgl. Umweltbundesamt, 2017, S. 13.

¹³⁷ Vgl. Umsicht, 2021.

2. Kritische Rohstoffe / Recyclingverfahren und -raten

- der Prospektionsaufwand ggü. dem klassischen Abbau von geologischen Lagerstätten deutlich geringer ist,
- die anthropogenen Lager sich in der Regel deutlich näher an Wirtschaftszentren und in einer gut erschlossenen Umgebung befinden, sodass Kosten für den Transport zur Weiterverarbeitung geringer sind.
- der Wertstoffgehalt der anthropogenen Lager deutlich höher als in natürlichen Erzlagerstätten ist. So entspricht der Goldgehalt eines durchschnittlichen Mobiltelefons dem von 16 kg Golderz.

Abbildung 83 stellt die Nutzung einer Hausmülldeponie als Lagerstätte für Eisen, Kupfer, Aluminium und als Energiequelle dar. Die angegebenen Mengen wurden beim Rückbau einer Deponie in der Schweiz ermittelt.

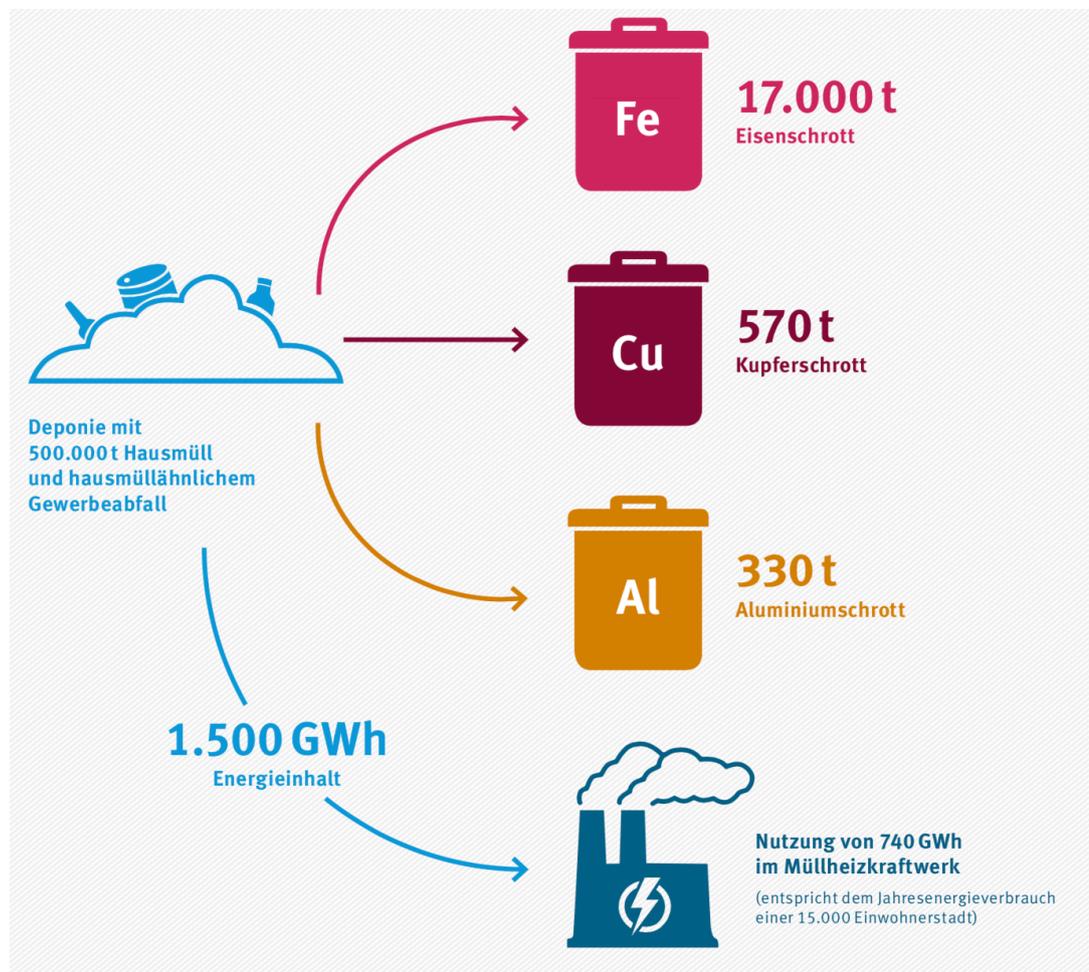


Abbildung 83: Rohstoffpotenzial hinsichtlich Ausbeute von Eisen, Kupfer und Aluminium einer Deponie mit 500 kt Hausmüll.

Da es vor 1972 kaum geordnete Deponien in Deutschland gab, sind in alten Deponien viele interessante Materialien zu finden. Für die Deponien der Jahre 1975 bis 2005 wird vermutet, dass dort Material mit einem Heizwert von 60 Mrd EUR gelagert ist und 26 Mio

2. Kritische Rohstoffe / Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

t Eisenschrott, 1,2 Mio t Kupferschrott und 0,5 Mio t Aluminium gehoben werden können. Außerdem wird geschätzt, dass dort 0,65 Mio t Phosphor mit einem Wert von 14 Mrd EUR lagern.

Die Demontage der gesammelten Güte ist in der Regel sehr aufwendig bzw. Technologien, dies automatisiert zu betreiben, befinden sich in der Entwicklung. „Der Gehalt an kritischen/wertvollen Rohstoffen in den einzelnen Produkten ist oft nicht bekannt. Das macht ein Recycling teuer und Unternehmen beziehen lieber Rohstoffe aus Primärquellen. Daher fehlt oft der ökonomische Anreiz, ein entsprechendes Recycling zu entwickeln und betreiben. Zudem werden oft entsprechende Rohstoffe exportiert und stehen so nicht mehr der lokalen Recyclingwirtschaft zur Verfügung.“¹³⁸

2.5.4. Weltweite Suche nach Substituten für REE

Das amerikanische Department of Energy (DOE) hat in der Vergangenheit erhebliche F&E-Anstrengungen auf verschiedene Batteriechemikalien und PV-Materialien konzentriert. Ab 2010 hat das DOE seine Investitionen in Ersatzstoffe für Magnete, Motoren und Generatoren erhöht nicht zuletzt deswegen, weil China ab 2005 angefangen hat, die Exportquoten von REO zu reduzieren und die Reduktion im Jahr 2009 um 12 % und im Jahr 2011 sogar um 40 % deutlich reduziert hat.¹³⁹ China legt darüber hinaus strategische Lager von REO an.

Auch in der EU ist die Suche nach Substituten für REEs und anderen chemischen Elementen, die drohen knapp zu werden, Gegenstand der R&D Policies geworden.

2.6. Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

Nachfolgend werden zusammenfassend die Grundzüge der Rohstoffstrategien von ausgewählten Ländern und Staatenbündnissen dargestellt, um einen internationalen Überblick darüber zu geben, dass strategische Überlegungen hierzu teilweise schon im vorherigen Jahrhundert angestellt worden sind und dass die prinzipiellen Strategien international ähnlich sind. Detailinformationen werden nachfolgend für Deutschland, die EU, UK,

¹³⁸ Private Kommunikation mit A. Buckow/Heraeus.

¹³⁹ Vgl. DOE, 2011, S. 67.

2. Kritische Rohstoffe / Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

Japan, China und USA zusammengestellt. Bei der Auswahl werden die westlichen und asiatischen Industrienationen berücksichtigt. Von den Strategien Chinas und Russlands ahnen wir nur, dass sie zum Ziel haben, den Rest der Welt von ihren Rohstoffen abhängig zu machen. Auch hierzu werden wir in diesem Kapitel Informationen geben.

2.6.2. Die deutsche Rohstoffstrategie

Deutschland hat seine erstmals 2010 erarbeitete Rohstoffstrategie im Januar 2020 erneuert. Bis dahin war das Leitmotiv, dass in erster Linie die Unternehmen selbst dafür verantwortlich sind, ihre Rohstoffversorgung auf eine sichere Basis zu stellen. Die Hauptaufgabe der Bundesregierung lag in der politischen Flankierung von Maßnahmen der Unternehmen zur Rohstoffversorgung – sowohl bei heimischen Rohstoffen als auch beim Import von Rohstoffen. Dieser marktwirtschaftliche Ansatz auf Basis eines freien und fairen Welt Handels wird auch weiterhin den ordnungspolitischen Rahmen der deutschen Rohstoffpolitik bilden.¹⁴⁰ Allerdings ist in der deutschen Strategie zu wenig berücksichtigt worden, dass nicht alle Länder, die uns mit Rohstoffen versorgen, sich immer und in ausreichendem Maße an die Gepflogenheiten des Welthandels halten wollen, dass es durchaus sein kann, dass Lieferanten ihre Schlüsselposition ausnutzen, um den Lieferempfänger zu erpressen.

Da nicht alle Staaten den Ansatz des freien Handels verfolgten und verfolgen, muss es die Aufgabe der Politik sein, ein „Level Playing Field“ in der Rohstoffversorgung zu schaffen, d.h. gleiche Wettbewerbsbedingungen und -regeln herzustellen und „dabei auch gegebenenfalls die Rolle des Staates zu überdenken“,¹⁴¹ was auch immer damit genau gemeint ist.

„Ziel ist es, Maßnahmen auf den Weg zu bringen, um Unternehmen bei einer sicheren, verantwortungsvollen und der Nachhaltigkeit verpflichteten Rohstoffversorgung zu unterstützen, die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie zu stärken, durch einen effizienten Umgang mit Rohstoffen den Einsatz von Primärrohstoffen möglichst niedrig zu halten und somit den gesellschaftlichen Nutzen für Bürgerinnen und Bürger zu mehren.“⁵⁰

Die Bundesregierung sieht ihre Rohstoffstrategie im Zusammenhang mit der Nationalen Industriestrategie, den Zielen des Pariser Klimaabkommens, dem Klimaschutzplan 2050 und dem Klimaschutzprogramm 2030 sowie den globalen Zielen der Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung (SDGs).

¹⁴⁰ Vgl. BMWi, 2019.

¹⁴¹ BMWi, 2019, S. 3.

2. Kritische Rohstoffe / Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

Als neue Herausforderung bei der Rohstoffbeschaffung hat die Bundesregierung erfasst, dass in Folge technologischer Entwicklungen wie z.B. der Energiespeicherung die Nachfrage nach Rohstoffen, in diesem Fall Lithium, Kobalt, Nickel, sich extrem verändert. Aufgrund der geringen Anteile Deutschlands und Europas an der Rohstoffgewinnung und -weiterverarbeitung gefährdet die Abhängigkeit von den Rohstoffen die Wettbewerbsfähigkeit dieser Zone.¹⁴²

Organisatorisch ist die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) im BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klima) mit dem Fachbereich DERA (Deutsche Rohstoffagentur) in der Außenstelle in Berlin für die Maßnahmen der Rohstoffstrategie verantwortlich.¹⁴³

Die Bundesregierung hat in der Neuauflage der Rohstoffstrategie 17 konkrete Maßnahmen beschlossen,¹⁴⁴ die von der Förderung des Recyclings und dem Einsatz von Sekundärrohstoffen, Unterstützung der Bundesländer bei der Transformation von Bergbauregionen bis zur Weiterführung der Ungebundenen Finanzkredite (UFK) reicht,¹⁴⁵ mit denen Projekte deutscher Firmen zur Exploration und Förderung von Rohstoffen gegen politische und wirtschaftliche Ausfallrisiken abgesichert werden. Weiterhin werden Maßnahmen zur heimischen Rohstoffsicherung und der in Entwicklungs- und Schwellenländern sowie der Sicherung und Offenlegung geologischer Daten, Monitoring der Rohstoffe gefördert. Ziele der Strategie sind die Förderung von Kreislaufwirtschaft, Rückgewinnung und Wiederverwendung durch konkrete F&E-Projekte.

Eine Studie zur Wirksamkeit der Maßnahmen liegt vor.¹⁴⁶

Im Rahmen eines runden Tisches mit Vertretern der Wirtschaft, Wissenschaft und Verwaltung soll der Einsatz von Sekundärrohstoffen, die aus Abfällen und Recycling gewonnen werden, gefördert werden. Die Rohstoff- und Ressourceneffizienz kann durch ein BMWi-Technologietransfer-Programm Leichtbau gefördert werden.

Natürlich erfolgt die Durchführung der deutschen Maßnahmen in Zusammenarbeit mit der EU-Kommission zur nachhaltigen Rohstoffversorgung.

Speziell in Baden-Württemberg waren die Ziele der Landesstrategie:

¹⁴² Vgl. Bundesregierung, 2020.

¹⁴³ Vgl. DERA, 2022.

¹⁴⁴ Vgl. Bundesregierung, 2020.

¹⁴⁵ Vgl. BMWK, o. J.

¹⁴⁶ Vgl. DERA, 2022.

2. Kritische Rohstoffe / Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

- Entkopplung des wirtschaftlichen Wachstums vom Ressourcenverbrauch (siehe Abbildung 84, orange und blaue Kurve) unter Beibehaltung und Ausbau des produzierenden Gewerbes
- Verdopplung der Rohstoffproduktivität bis 2020 (siehe Abbildung 84, orange Kurve)¹⁴⁷
- Die sichere Versorgung der Wirtschaft mit Rohstoffen durch effizientere Gewinnung von Primärrohstoffen und die Erhöhung des Anteils an Sekundärrohstoffen.

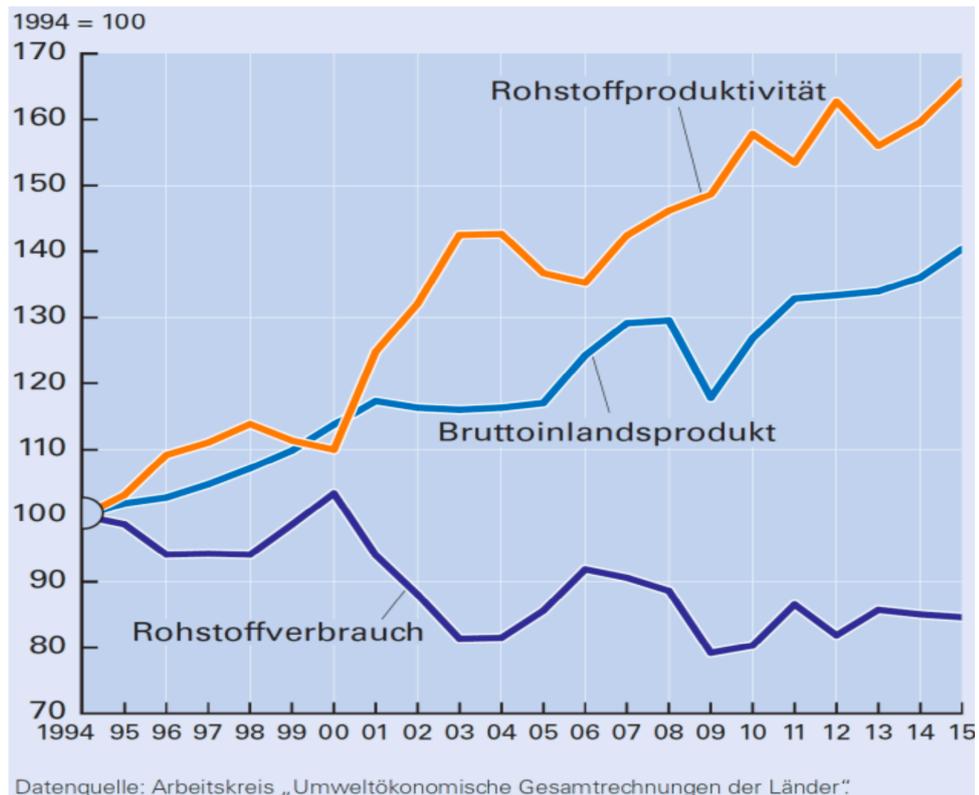


Abbildung 84: Rohstoffverbrauch, Bruttoinlandsprodukt (BIP) und Rohstoffproduktivität in Baden-Württemberg.

Quelle: Steinmüller, 2020.

In Abbildung 85 werden für Metalle und Industriemineralien die gewichteten Länderrisiken (GLR, siehe Abkürzungsverzeichnis) über den Länderkonzentrationen (HHI, siehe Abkürzungsverzeichnis) für Deutschland aufgetragen. Der rot hinterlegte Bereich enthält Rohstoffe, für die es nur wenige Lieferanten gibt und die aus Ländern importiert werden, für

¹⁴⁷ „Die Rohstoffproduktivität drückt aus, wie viel wirtschaftliche Leistung (dargestellt als BIP) durch den Einsatz einer Einheit Rohstoffe „produziert“ wird. Die Gewinnung und Nutzung eines Rohstoffs geht stets mit Flächen-, Material- und Energieanspruchnahme, Stoffverlagerung sowie Schadstoffemissionen einher. Im Rahmen der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie ist es das Ziel der Bundesregierung, die Rohstoffproduktivität bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 1994 etwa zu verdoppeln. Dahinter steht das Ziel, wirtschaftliches Wachstum mit einer so geringen Umweltanspruchnahme zu erreichen, dass der Naturhaushalt nicht überbeansprucht wird“ (LAU Sachsen-Anhalt, 2015).

2. Kritische Rohstoffe / Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

die die Weltbank ein höheres Risiko und schlechtere Governance Indices ermittelt hat. Als Beispiel sei hier Kobalt genannt, für das es nur wenige Lieferanten gibt und die in Ländern wie z.B. Kongo (DRK) mit instabilen politischen Verhältnissen und geringer Governance gefördert werden.

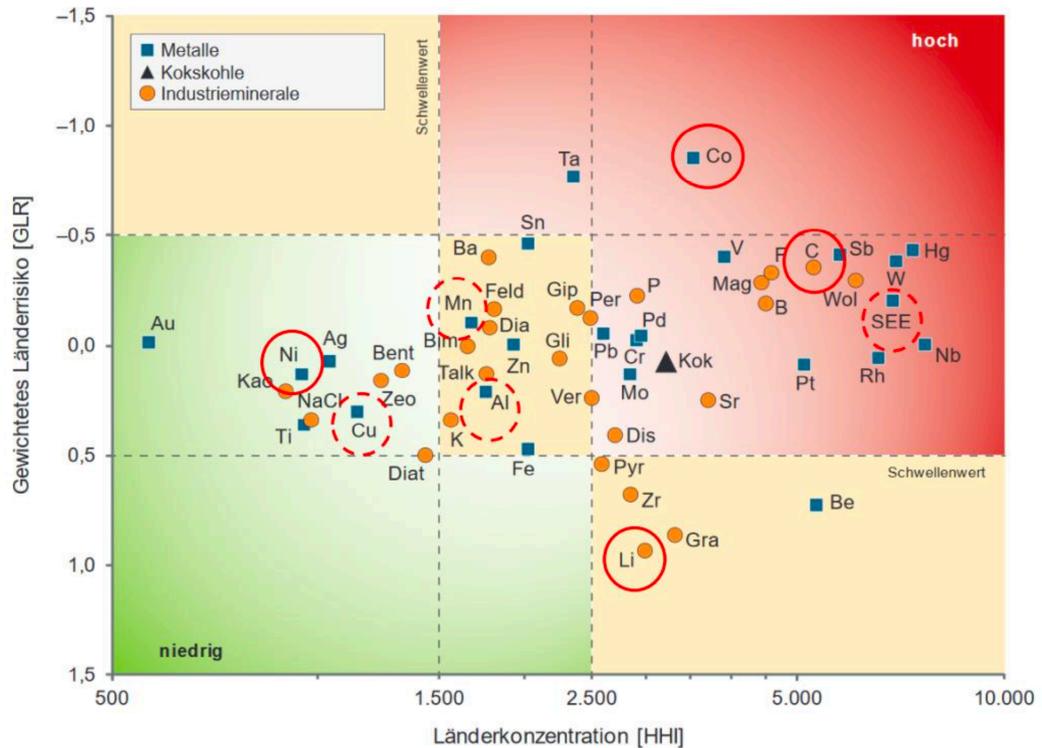


Abbildung 85: Die kritischen Rohstoffe für Deutschland (Batterierohstoffe sind rot eingekreist).

Quelle: Steinmüller, 2020.

2.6.3. Die Europäische Rohstoffstrategie

Die Europäische Kommission hat 2020 erkannt, dass es sich kein Land leisten kann, die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen gegen die Abhängigkeit von kritischen Materialien einzutauschen. Ihre Definition, was kritische Rohstoffe sind, wurde bereits eingangs im Kapitel 2.13.1. beschrieben. Ihre Beurteilung, welches die kritischen Rohstoffe sind, unterscheidet sich von der deutschen Einschätzung in Abbildung 85.

2. Kritische Rohstoffe / Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

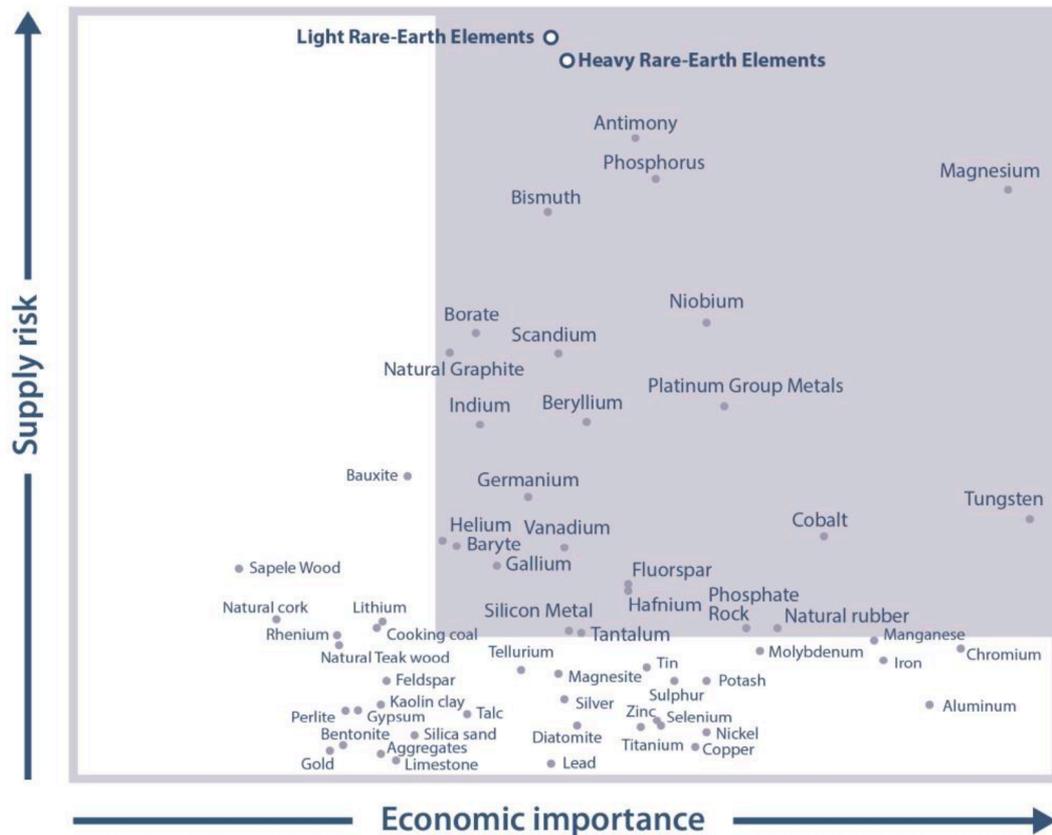


Abbildung 86: Die kritischen Rohstoffe (hellblaues Rechteck) für die EU im Jahr 2017.

Quelle: Steinmüller, 2020.

In ihrer Strategie stützt die EU sich auf drei Säulen:¹⁴⁸

- Rohstoffdiplomatie durch strategische Partnerschaften und Gespräche zur Sicherung des Zugangs zu Rohstoffen.
- Förderung einer nachhaltigen Versorgung in der EU:
 - Festlegung einer nationalen Mineralienpolitik zur Gewährleistung einer wirtschaftlich vertretbaren Rohstoffgewinnung.
 - Festlegung einer Raumordnungspolitik für Rohstoffe mit dem Erstellen einer geologischen Datenbank, einer transparenten Methode zur Erkundung mineralischer Rohstoffe, Schätzung der langfristigen Verbräuche, Erkundung und Sicherung mineralischer Rohstoffvorkommen.
 - Einführung eines verständlichen Verfahrens zur Genehmigung der Exploration und Gewinnung mineralischer Rohstoffvorkommen.
 - Steigerung der Ressourceneffizienz und Förderung des Recycling. Insbesondere die „Rückgewinnung nützlicher Stoffe aus Siedlungsabfall“ (Urban

¹⁴⁸ Vgl. Europäische Kommission, 2011.

2. Kritische Rohstoffe / Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

Mining), stellt für die europäische Industrie eine der wichtigsten Quellen von metallischen und mineralischen Rohstoffen dar. Durch die Verwendung von Sekundärrohstoffen wird ein Beitrag zur Ressourceneffizienz, zur Verringerung der Treibhausgasemissionen und zum Umweltschutz geleistet. Das Potenzial von vielen dieser Ressourcen wird jedoch nicht in vollem Umfang genutzt. So sind zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten beträchtliche Unterschiede festzustellen, obwohl sich die Werte für das Recycling von Siedlungsabfällen in der EU in den letzten zehn Jahren verdoppelt haben. Angesichts der Notwendigkeit, die CO₂-Emissionen einzudämmen, die menschliche Gesundheit zu schützen und die Einfuhrabhängigkeit zu reduzieren, gilt es, verstärkt der Frage nachzugehen, was das Abfallrecycling behindert¹⁴⁹.

Die Kommission plant hierzu:

- Überarbeitung der Strategie für Abfallvermeidung und -recycling.
- Förderung von Forschungs- und Pilotmaßnahmen zur Ressourceneffizienz, Schaffung wirtschaftlicher Anreize für die Einrichtung von Recycling- und Pfandsystemen.

Überarbeitung des Aktionsplans für nachhaltigen Konsum und nachhaltige Produktion aus dem Jahr 2012.

2.6.4. Die US-amerikanische Rohstoffstrategie

Die Vereinigten Staaten sind nach China der zweitgrößte Verbraucher von metallischen Rohstoffen für seine Industrieproduktion. Obwohl die USA über ausgiebige Bodenschätze verfügen, sind sie bei zahlreichen Rohstoffen vollständig von Importen abhängig und die Regierung hatte bereits 1939 im Rahmen eines Programmes zur Sicherung der nationalen Verteidigungsbereitschaft über Qualität und Quantität von zu bevorratenden Mineralien nachgedacht und diese umgesetzt. Das Programm wurde von der Hoffnung getragen, dass dieser ‚National Defense Stockpile‘ Aggressoren davon abhalten würde, den Versuch zu unternehmen, die USA von Nachschub abzuschneiden, um die Verteidigungsindustrie lahmzulegen. Die hohen Kosten der Bevorratung waren in der Geschichte mehrmals Anlass, über ihren Sinn und Umfang zu beraten. Aus den Nachschubproblemen während des Korea-Krieges entstand z.B. die ‚Defense Production Act‘, die die

¹⁴⁹ Europäische Kommission, 2011.

2. Kritische Rohstoffe / Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

Subventionierung heimischer Minen und Hütten zur Produktion von Aluminium, Kupfer, Wolfram vorsah. Nach dem Ende des Kalten Krieges entschied das DOD allerdings, die Bestände des National Defense Stockpile aufzulösen. Der Verkauf, zu dem auch die Veräußerung von Mineralien der Seltenen Erden gehört, hält noch bis heute an.¹⁵⁰

Die USA waren immer darüber besorgt, dass Unruhen in z.B. Südafrika die Versorgung ihres Landes in diesem Beispiel mit Platin gefährden könnten. Tatsächlich drückten sich politische Konflikte in Zaire (heute DR Kongo) der Jahre 1978 und 1979 in einem hohen Rückgang der Kobalt-Produktion aus, die zu Engpässen in den USA führten. Als Großmacht neigte USA auch dazu, in politische Konflikte oder Krisenherde militärisch einzugreifen, um die Versorgung mit kritischen und/oder strategischen Rohstoffen zu sichern.

In der US-Policy sind die Begriffe ‚kritische Mineralien‘ und ‚strategische Mineralien‘ nicht deutlich voneinander zu trennen. Bei ihrer Definition werden gleichsam militärische und zivile Nutzung benannt, bei denen eine Unterbrechung der Versorgung durch US- und ausgewählter nicht-US-Unternehmen nicht akzeptabel wäre und für die es keinen ökonomisch sinnvollen Ersatz gibt.¹⁵¹

In den USA gehörten in den Reports des DOD und DOE in den Jahren der 1970-er und 1980-er als besonders kritische Metalle Al, Cr, Co, Mn, Ni und die Elemente der PGM (Platin-Metall-Gruppe). Das NRC entwickelte eine Methode, die Kritikalität von Mineralien zu bestimmen, die keine Brennstoffe sind. Tabelle 19 verdeutlicht den Wandel der Einschätzung bei der Bestimmung der Kritikalität.

Die Wichtigkeit von REE zur Produktion von z.B. Magneten war im Jahr 2010 bekannt, die Kritikalität damals aber noch nicht als hoch eingestuft worden. Die Verfügbarkeit von Beryllium für die Herstellung von Sensoren, Raketen, Satelliten, Flugzeugen und Atomwaffen wurde damals als wichtiger eingeschätzt.

Im Jahr 2010 lief gerade eine Abstimmung im amerikanischen Congress, die REEs als Stoffe, die strategisch oder kritisch für die nationale Sicherheit sind, einzustufen. Der Zwischenfall, bei dem ein chinesisches Schiff mit einem japanischen kollidierte, und China den Export von REE nach Japan verringerte, war ausschlaggebend für den „Rare Earths and Critical Revitalization Act“ aus dem Jahr 2010, in dem unter anderem die Einrichtung eines Informationszentrums beschlossen wurde, in dem Berichte über REE für den Congress erstellt werden sollten. In weiteren Acts wurden z.B. auch Untersuchungen darüber initiiert, welche militärischen Systeme von REE abhängen und die Unterstützung der US-Produktion von Magneten unterstützt.

¹⁵⁰ Vgl. HCSS & TNO, 2010, S. 22.

¹⁵¹ Vgl. HCSS & TNO, 2010, S. 23.

2. Kritische Rohstoffe / Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

Um die Fähigkeit der US zu verbessern, Entwicklungen auf dem Markt der strategischen Materialien zu beobachten und darauf reagieren zu können, wurde das SMSP (Strategic Material Security Program) gegründet. Die US-Regierung strebte an, die Produktion von REE in der Mountain Pass Min (Süd-Kalifornien) 2012 wieder zu beginnen, wo das Gneiss-Gestein etwa 8 % - 12 % Seltene Erden (Ce, La, Nd und Eu) enthält.

Im Jahr 2017 forderte die US-Regierung das Handelsministerium auf, eine nationale Strategie zur Versorgungssicherheit von kritischen Metallen zu erarbeiten („A Federal Strategy to Ensure Secure and Reliable Supplies of Critical Minerals“) das die Maßnahmen der „Critical Materials Strategy“ von 2010/2011 erweiterte. Die Liste der kritischen Minerale aus 2018 befindet sich im Anhang auf S.154 als A-2 Liste der US-amerikanischen kritischen Minerale

Tabelle 22: Liste der kritischen Minerale der US-amerikanischen Industrien.

Quelle: Steinmüller, 2020.

Tabelle 19: Strategische und kritische Mineralien in Reports des DOD, die in verschiedenen Jahren zur Aufnahme in den National Defense Stockpile empfohlen wurden.

Quelle: HCSS & TNO, 2010, S. 25.

1970s-80s Strategic Minerals (W.C.J. van Rensburg)	2008 Critical Minerals (National Research Council)	2010 DOD Recommended Materials for National Defense Stockpile (Report to Congress)
Aluminium	Platinum Group Metals	Beryllium Metal
Chromium	Rare Earth Elements	Chromium Metal
Cobalt	Indium	Cobalt
Manganese	Manganese	Columbium (Niobium)
Nickel	Niobium	Ferro Chromium
Platinum Group Metals		Ferro Manganese
Titanium		Germanium
		Iridium
		Platinum
		Tantalum
		Tin
		Tungsten
		Zinc

2.6.5. Die britische Rohstoffstrategie

Als die Position des Vereinigten Königreichs als wichtiger Exporteur von Mineralien ins Wanken geriet – UK war bis Mitte des 19ten Jahrhunderts führender Exporteur von Eisen, Zinn, Kupfer und Blei - und Verknappungen an einigen Rohstoffen im ersten und zweiten

2. Kritische Rohstoffe / Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

Weltkrieg spürbar geworden waren, beschloss die Regierung den Export von kritischen Rohstoffen zu reduzieren, das Recycling von Metallen zu verbessern und die heimische Industrie hierbei zu unterstützen. Das British Geological Survey (BGS) erkannte während des kalten Krieges, dass die Verfügbarkeit von Metallen und Mineralien kritisch sei, und daher wurden die Lieferantenbeziehungen diversifiziert und Lager aufgebaut und unterhalten. UK unterhielt ähnlich wie die USA Lager für Materialien, die es als strategisch betrachtete: Wolfram (für ballistische Raketen) und Chrom, Mangan und Vanadium.

Im Jahr 1975 setzte die Regierung das „Minerals Reconnaissance Program“ (MRP) auf, mit dem die Exploration und Verarbeitung von Mineralien in UK gefördert werden sollte. Das MRP hatte auch die Aufgabe, die Regierung mit Informationen über die weltweite Versorgungslage von Mineralien zu informieren.

Tabelle 20: Liste von im Vereinigten Königreich als kritisch eingestuften Materialien.

Quelle: HCSS & TNO, 2010, S. 43.

Industrial Minerals	Construction Minerals	Material Risk Materials
Kaolin	Aggregates	Zirconium
Ball clay	Brick clay	Indium
Limestone	Cement making materials	Lithium
Silica sand	Gypsum	Potash
Potash	Sand	Molybdenum
Salt	Gravel	Borate
Fluorspar barites	Slate	Iron
Sulphur		Feldspar
Bentonite		
Magnesia		

Zum Ende des Kalten Krieges wurde das MRP als nicht mehr zeitgemäß betrachtet, da es aufgrund der Globalisierung als sicher galt, dass die Versorgung mit Allem auch bei lokalen Unruhen oder Kriegen gesichert werden könne. Heute wissen wir, dass diese Einschätzung unzutreffend war.

Auch wenn UK einen großen Anteil an Baumaterial im eigenen Land hergestellt hat, war es nicht autark. UK hatte daher ein großes Interesse daran, seinen Bergbaubereich funktionierend zu halten. Hierbei sieht sich die Industrie vertreten durch CBI (Confederation of British Industry) bei der Suche und Ausbeutung neuer Lagerstätten verstärkten Behinderungen durch die Umwelt- und Mineralgesetzgebung ausgesetzt, die vor dem Brexit stark von der Gesetzgebung der EU beeinflusst worden war.

UK besitzt keine umfassende Strategie für den Umgang mit Rohstoffen/Mineralien. Regierung und Administration haben eigene Programme, die sich um den Ausbau der heimischen Ressourcen und Industrien drehen und ansonsten den Glauben daran dokumentieren, dass der Bedarf an Rohstoffen vom globalen Markt gedeckt werden kann.

2. Kritische Rohstoffe / Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

2.6.6. Die japanische Rohstoffstrategie

Die japanische Rohstoffstrategie basiert auf vier wesentlichen Säulen:

- Diversifizierung der Beschaffung durch Entwicklung alternativer Rohstoffquellen in rohstoffreichen Regionen oder auf Japans Meeresboden und Wahrung der guten Beziehungen zu seinen Nachbarn
- Wiederverwendung von heimischen Mineralien durch den Ansatz „urban mining“
- Entwicklung alternativer Materialien durch starke Anstrengungen im Bereich Forschung und Entwicklung
- Bevorratung von strategisch wichtigen Materialien

Das Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) gründete 1963 die Metal Mining Agency of Japan (MMAJ), um die Versorgung mit Nicht-Eisen-Metallen und Mineralien zu sichern. Die Ölkrise in den 1970er Jahren machte die Verwundbarkeit Japans als Importeur von Brennstoffen und Nicht-Brennstoffen deutlich. Japan ist selbst ein rohstoffarmes Land mit einer expansiven Industrie, das vollständig von ausländischen Lieferanten abhängig ist. Obwohl Japan bis 2010 ein führender Exporteur von Indium war, gibt es heute keine heimische Produktionskapazität mehr.

Eine weitere Regierungsorganisation, die Japan Oil, Gas and Metal National Corporation (JOGMEC), hält auch Bestände von als kritisch eingestuften Materialien auf Lager: Ni, Cr, W, Co, Mo⁴², Mn²⁵, V²³. Dabei beschreibt die JOGMEC kritische Materialien einfach als solche, „die für das moderne Leben und die Industrie unerlässlich sind“.¹⁵²

2.6.7. Die chinesische Rohstoffstrategie

Zur chinesischen Rohstoffstrategie gibt es keine zitierbaren Dokumente. Wir können nur ihre Folgen beobachten und an dieser Stelle kommentieren. „Die Volksrepublik hat sich in jahrzehntelanger strategischer Vorarbeit den Zugriff auf die meisten Metalle und mineralischen Rohstoffe gesichert. Wenn deutsche Autos wie geplant vom Band rollen sollen, brauchen sie Vorprodukte made in China“.¹⁵³ China hat eine sehr starke Stellung auf dem Rohstoffmarkt aufgebaut. Die Aufstellung der deutschen Rohstoffagentur weist aus, dass die Volksrepublik bei 22 von 53 Rohstoffen das größte Bergbauland ist und bei vielen

¹⁵² Übersetzung aus HCSS & TNO, 2010.

¹⁵³ Jakobs, 2022. Die Texte zum Kapitel 2.6. sind Auszüge aus diesem Artikel.

2. Kritische Rohstoffe / Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

weiteren Rohstoffen unter den Top drei rangiere. Das sei ein erheblicher Anteil, es ist fast die Hälfte weltweiter Bergwerkproduktion. Zudem ist China bei 25 von 27 Raffinadeprodukten der größte Hersteller – also bei Erzeugnissen, die aus der Aufbereitung und Veredlung der im Bergwerk gewonnenen Grundstoffe entstehen. „Die Volksrepublik hat sich in jahrzehntelanger strategischer Vorarbeit den Zugriff auf die meisten Metalle und mineralischen Rohstoffe gesichert“.¹⁵⁴

Ähnlich lief es bei Silizium, eminent wichtig für Chips, die überall eingebaut sind, in Waschmaschinen und Küchengeräten, in Autos oder Handys. Auch hier rangiert China mit einem Produktionsanteil von knapp 62 % deutlich vor den USA (14,8 %) und Brasilien (6,5 %). Im Herbst 2021 vervierfachte sich der Preis innerhalb von nur zwei Monaten, weil die Provinzregierung von Yunnan nur noch zehn Prozent der vorher üblichen Mengen herstellen ließ. Der Grund: Energiesparziele.

Und Peking baut diesen Vorteil gezielt strategisch aus. So fusionierte die Regierung Anfang des Jahres drei von sechs vorher eigenständigen Firmen für Seltene Erden zu einem Konglomerat, der staatlichen China Rare Earth Group Ltd. Von Beginn an war sie mit 62 % Weltmarktanteil globaler Champion. Ein solcher Monopolist hat beste Chancen, die eigene Preissetzungsmacht auszuspielen. Hier entwickelt sich ein neuer Rare-Earth-Gigant.

Schließlich geht es nicht nur um Seltene Erden, sondern beispielsweise auch um Magnesium, das für die Chemieindustrie, für Aluminium und Keramik wichtig ist. 86 % der US-Importe dieses Stoffs kommen aus dem Reich der Mitte. Und so geht es weiter: über Gallium (82 %), Wismut (81 %), Wolfram (81 %) und Arsen (69 %) bis Mangan (26 %).

Wie groß die im Land gehorteten Rohstoffe sind, gehört zu den Geheimnissen des Imperiums. Auf Bitten, kritische Rohstoffe auch im Ausland zu lagern, reagiert Peking nicht. Bergbau und Rohstoffe – das ist in China Chefsache, lautet die Botschaft.

Im Jahr 2020 führte die COVID-19-Pandemie zu einem weltweiten Wirtschaftsabschwung und einem Rückgang der Nachfrage. Zusammen mit dem Handelskrieg zwischen China und den Vereinigten Staaten und den amerikanischen Handelsbeschränkungen gegen Huawei und andere chinesische Unternehmen zwang dies die chinesische Regierung, sich auf das Inland zu konzentrieren. Das Ergebnis war der inländisch-internationale Parallelumlauf als eine Strategie zur Neuausrichtung der chinesischen Wirtschaft, bei der dem inländischen Konsum ("interner Umlauf") Vorrang eingeräumt wird, während die Wirtschaft für den internationalen Handel und Investitionen offenbleibt. Die erste

¹⁵⁴ Jakobs, 2022.

2. Kritische Rohstoffe / Internationale Rohstoffstrategien zur Sicherung von kritischen Rohstoffen

wissenschaftliche Studie über den Parallelumlauf definierte ihn als "die vom inländischen Konsum angetriebene wirtschaftliche Neuausrichtung zur Erreichung einer nachhaltigen wirtschaftlichen Entwicklung".

Der geistige Vorläufer des Parallelumlaufs war der "große internationale Umlauf", eine Strategie des Wirtschaftswachstums durch exportorientierte Produktion, die in der Ära des chinesischen Staatschefs Deng Xiaoping formuliert wurde.

Analysten erklärten, dass die Strategie die Unterstützung einheimischer Unternehmen und die Verringerung der Abhängigkeit Chinas von Importen, u. a. bei Energie, Mikrochips und anderen Technologien, beinhalten würde. Wirtschaftswissenschaftler sagten, dass ein wichtiger Teil des Projekts darin bestehen sollte, die Lebensmittel- und Energiesicherheit Chinas zu gewährleisten und dass die neue Politik als Reaktion auf die sich verschlechternden Beziehungen zwischen China und den Vereinigten Staaten zu verstehen seien, China sich auf den schlimmsten Fall vorbereiten muss.¹⁵⁵

The Economist fasste die Strategie folgendermaßen zusammen: "China für die Welt offen halten (der 'große internationale Kreislauf'), während der eigene Markt gestärkt wird (der 'große inländische Kreislauf')". Genauer gesagt, so The Economist, geht es bei der doppelten Zirkulation darum, die chinesische Wirtschaft für ausländische Unternehmen zu öffnen, um sie von China abhängig zu machen, was wiederum der chinesischen Regierung mehr geopolitischen Einfluss verschaffen würde.

2.6.8. Die russische Rohstoffstrategie

„Die geoökonomischen Machtstrategien der Bündnispartner Russland und China verändern die Rohstoffmärkte und die Weltwirtschaft nachhaltig. Autokraten wie Russlands Kriegsherr Putin und Chinas Staats- und Parteichef Xi Jinping grenzen sich vom demokratischen Westen ab und schreddern die hehren Prinzipien des Freihandels. Die Theorien des britischen Ökonomen David Ricardo gelten für offene Märkte – nicht aber für Wirtschaftsblöcke, die merkantile Kriege austragen wollen.“¹⁵⁶

¹⁵⁵ Vgl. Wikipedia, o. J. a

¹⁵⁶ Jakobs, 2022.

2.7. Zusammenfassung

- Deutschland, die EU, China und die USA fördern die Entwicklung und Produktion von kritischen, metallischen Rohstoffen im Inland.
- China und Japan unterhalten Bevorratungssysteme für kritische, industrierelevante Rohstoffe. Die USA hat nur für den militärischen Bereich ein Bevorratungssystem.
- China und Japan treiben mit nationalen Unternehmen und massiver finanzieller Unterstützung (Kredite, Bürgschaften) die Entwicklung von und die Beteiligung an Rohstoffprojekten im Ausland voran.
- Deutschland unterstützt seine Industrie bei Auslandsaktivitäten im Rohstoffbereich mit Instrumenten der Außenwirtschaftsförderung wie Kredite und Bürgschaften. Staatliche Maßnahmen der ersten Rohstoffstrategie, wie die Explorationsförderung und strategische Rohstoffpartnerschaften mit verschiedenen Ländern sind gescheitert oder haben nicht die gewünschten Ergebnisse erzielt.
- Alle Länder unterstützen mit Nachdruck das Recycling und die Wiederverwertung von metallischen Rohstoffen und arbeiten auf eine Kreislaufwirtschaft hin.
- Deutschland, die EU, China und Japan zielen auf eine starke Einbeziehung von ökologischen und sozialen Aspekten in der nationalen und internationalen Rohstoffgewinnung sowie auf eine Stärkung der Nachhaltigkeit in Liefer- und Wertschöpfungsketten ab.
- Besonders Deutschland, die EU und die USA setzen sich dafür ein, dass der Handel mit Rohstoffen weltweit offenbleibt und die Transparenz im Handel verbessert wird.
- Deutschland, die EU, Japan und die USA führen Forschungsprojekte bezüglich Exploration, Bergbau, Aufbereitung und Weiterverarbeitung von kritischen Rohstoffen durch.
- Deutschland, die EU und die USA favorisieren den freien Markt und Handel und fördern (momentan) keine zentralen staatlichen Steuerungselemente.
Deutschland und die EU fördern mit ihren Rohstoffstrategien weltweit die Nachhaltigkeit in der Rohstoffgewinnung und des Lieferkettenmanagements im Rohstoffbereich. China ist seit einigen Jahren mit Nachdruck dabei, die Nachhaltigkeit seiner Rohstoffindustrie im Ausland und ihrer Lieferketten zu verbessern.

2. Kritische Rohstoffe / Zusammenfassung

- China und Japan unterstützen mit staatlichen Maßnahmen massiv ihre zumeist vertikal integrierte Industrie bei Auslandsaktivitäten im Rohstoffbereich.

2. Kritische Rohstoffe / Anhang zu Kritische Rohstoffe

Anhang zu Kritische Rohstoffe

A-1 Liste der kritischen Rohstoffe der EU in 2020¹⁵⁷

Tabelle 21: Liste der kritischen Rohstoffe der EU in 2020.

Rohstoffe	Phase	Weltweit größte Erzeuger	Wichtigste Lieferländer ³³ der EU	Importabhängigkeit ³⁴	EoL-RIR ³⁵	Ausgewählte Verwendungen
Antimon	Förderung	China (74 %) Tadschikistan (8 %) Russland (4 %)	Türkei (62 %) Bolivien (20 %) Guatemala (7 %)	100 %	28 %	<ul style="list-style-type: none"> • Flammschutzmittel • Verteidigungsanwendungen • Bleibatterien
Baryt	Förderung	China (38 %) Indien (12 %) Marokko (10 %)	China (38 %) Marokko (28 %) Andere EU-Länder (15 %) Deutschland (10 %) Norwegen (1 %)	70 %	1 %	<ul style="list-style-type: none"> • Medizinische Anwendungen • Strahlenschutz • Chemische Anwendungen
Bauxit	Förderung	Australien (28 %) China (20 %) Brasilien (13 %)	Guinea (64 %) Griechenland (12 %) Brasilien (10 %) Frankreich (1 %)	87 %	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Aluminiumproduktion
Beryllium	Förderung	Vereinigte Staaten (88 %) China (8 %) Madagaskar (2 %)	k. A.	k. A. ³⁶	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Elektronische und Kommunikationsgeräte • Komponenten für die Auto-, Luft- und Raumfahrt sowie die Verteidigungsindustrie
Wismut	Verarbeitung	China (85 %) DVR Laos (7 %) Mexiko (4 %)	China (93 %)	100 %	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Pharmazeutische und Futtermittelindustrie • Medizinische Anwendungen • Legierungen mit niedrigem Schmelzpunkt
Borat	Förderung	Türkei (42 %) Vereinigte Staaten (24 %) Chile (11 %)	Türkei (98%)	100 %	1 %	<ul style="list-style-type: none"> • Hochleistungsglas • Düngemittel • Permanentmagnete
Kobalt	Förderung	Kongo, DR (59 %) China (7 %) Kanada (5 %)	Kongo, DR (68%) Finnland (14 %) Französisch-Guyana (5 %)	86 %	22 %	<ul style="list-style-type: none"> • Batterien • Superlegierungen • Katalysatoren • Magnete

³³ Auf der Grundlage von inländischer Produktion und Einfuhren (ohne Ausfuhr)

³⁴ IA = (Einfuhr – Ausfuhr) / (Inlandsproduktion + Einfuhr – Ausfuhr)

³⁵ Die End-of-Life-Recycling-Einsatzquote (EoL-RIR) ist der Prozentsatz der Gesamtnachfrage, der durch Sekundärrohstoffe gedeckt werden kann.

³⁶ Die Importabhängigkeit der EU kann für Beryllium nicht berechnet werden, weil in der EU weder die Produktion noch der Handel mit Berylliumerzen und -konzentraten stattfinden.

¹⁵⁷ Vgl. Europäische Kommission, 2020, S. 20-24.

2. Kritische Rohstoffe / Anhang zu Kritische Rohstoffe

Rohstoffe	Phase	Weltweit größte Erzeuger	Wichtigste Lieferländer ³³ der EU	Importabhängigkeit ³⁴	EoL-RIR ³⁵	Ausgewählte Verwendungen
Kokskohle	Förderung	China (55 %) Australien (16 %) Russland (7 %)	Australien (24 %) Polen (23 %) Vereinigte Staaten (21 %) Tschechien (8 %) Deutschland (8 %)	62 %	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Koks für die Stahlerzeugung • Kohlenstofffasern • Batterieelektroden
Flussspat	Förderung	China (65 %) Mexiko (15 %) Mongolei (5 %)	Mexiko (25 %) Spanien (14 %) Südafrika (12 %) Bulgarien (10 %) Deutschland (6 %)	66 %	1 %	<ul style="list-style-type: none"> • Stahl- und Eisenerzeugung • Kälte- und Klimaanlage • Aluminiumproduktion und andere Metallurgie
Gallium	Verarbeitung	China (80 %) Deutschland (8 %) Ukraine (5 %)	Deutschland (35 %) VK (28 %) China (27 %) Ungarn (2 %)	31 %	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Halbleiter • Photovoltaische Zellen
Germanium	Verarbeitung	China (80 %) Finnland (10 %) Russland (5 %)	Finnland (51 %) China (17 %) VK (11 %)	31 %	2 %	<ul style="list-style-type: none"> • Optische Fasern und Infraroptik • Satelliten-Solarzellen • Polymerisationskatalysatoren
Hafnium	Verarbeitung	Frankreich (49 %) Vereinigte Staaten (44 %) Russland (3 %)	Frankreich (84 %) Vereinigte Staaten (5 %) VK (4 %)	0 % ³⁷	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Superlegierungen • Steuerstäbe • Feuerfeste Keramik
Indium	Verarbeitung	China (48 %) Korea, Rep. (21 %) Japan (8 %)	Frankreich (28 %) Belgien (23 %) VK (12 %) Deutschland (10 %) Italien (5 %)	0 %	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Flachbildschirme • Fotovoltaikzellen und Photonik • Lötmetalle
Lithium	Verarbeitung	Chile (44 %) China (39 %) Argentinien (13 %)	Chile (78 %) Vereinigte Staaten (8 %) Russland (4 %)	100 %	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Batterien • Glas und Keramik • Stahl- und Aluminiummetallurgie
Magnesium	Verarbeitung	China (89 %) Vereinigte Staaten (4 %)	China (93 %)	100 %	13 %	<ul style="list-style-type: none"> • Leichte Legierungen für die Auto-, Elektronik-, Verpackungs- oder Bauindustrie • Entschwefelungsmittel in der Stahlerzeugung

³⁷ Die EU ist Nettoexporteur von Hafnium und Indium

2. Kritische Rohstoffe / Anhang zu Kritische Rohstoffe

Rohstoffe	Phase	Weltweit größte Erzeuger	Wichtigste Lieferländer ³³ der EU	Importabhängigkeit ³⁴	EoL-RIR ³⁵	Ausgewählte Verwendungen
Natürlicher Grafit	Förderung	China (69 %) Indien (12 %) Brasilien (8 %)	China (47 %) Brasilien (12 %) Norwegen (8 %) Rumänien (2 %)	98 %	3 %	<ul style="list-style-type: none"> • Batterien • Feuerfestmaterialien für die Stahlerzeugung
Naturkautschuk	Förderung	Thailand (33 %) Indonesien (24 %) Vietnam (7 %)	Indonesien (31 %) Thailand (18 %) Malaysia (16 %)	100 %	1 %	<ul style="list-style-type: none"> • Bereifung • Gummiteile für Maschinen und Haushaltswaren
Niob	Verarbeitung	Brasilien (92 %) Kanada (8 %)	Brasilien (85 %) Kanada (13 %)	100 %	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Hochfester Stahl und Superlegierungen für Transport und Infrastruktur • High-Tech-Anwendungen (Kondensatoren, supraleitende Magnete usw.)
Phosphorit	Förderung	China (48 %) Marokko (11 %) Vereinigte Staaten (10 %)	Marokko (24 %) Russland (20 %) Finnland (16 %)	84 %	17 %	<ul style="list-style-type: none"> • Mineraldünger • Phosphorverbindungen
Phosphor	Verarbeitung	China (74 %) Kasachstan (9 %) Vietnam (9 %)	Kasachstan (71 %) Vietnam (18 %) China (9 %)	100 %	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Chemische Anwendungen • Verteidigungsanwendungen
Scandium	Verarbeitung	China (66 %) Russland (26 %) Ukraine (7 %)	VK (98 %) Russland (1 %)	100 %	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Festoxid-Brennstoffzellen • Leichte Legierungen
Siliciummetall	Verarbeitung	China (66 %) Vereinigte Staaten (8 %) Norwegen (6 %) Frankreich (4 %)	Norwegen (30 %) Frankreich (20 %) China (11 %) Deutschland (6 %) Spanien (6 %)	63 %	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Halbleiter • Fotovoltaik • Elektronische Bauteile • Silikone
Strontium	Förderung	Spanien (31 %) Iran, Islamische Rep. (30 %) China (19 %)	Spanien (100 %)	0 %	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Keramikmagnete • Aluminiumlegierungen • Medizinische Anwendungen • Pyrotechnik

2. Kritische Rohstoffe / Anhang zu Kritische Rohstoffe

Rohstoffe	Phase	Weltweit größte Erzeuger	Wichtigste Lieferländer ³³ der EU	Importabhängigkeit ³⁴	EoL-RIR ³⁵	Ausgewählte Verwendungen
Tantal	Förderung	Kongo, DR (33 %) Ruanda (28 %) Brasilien (9 %)	Kongo, DR (36 %) Ruanda (30 %) Brasilien (13 %)	99 %	0 %	<ul style="list-style-type: none"> • Kondensatoren für elektronische Geräte • Superlegierungen
Titan ³⁸	Verarbeitung	China (45 %) Russland (22 %) Japan (22 %)	k. A.	100 %	19 %	<ul style="list-style-type: none"> • Leichte hochfeste Legierungen, z. B. für Luft- und Raumfahrt und Verteidigung • Medizinische Anwendungen
Wolfram ³⁹	Verarbeitung	China (69 %) Vietnam (7 %) Vereinigte Staaten (6 %) Österreich (1 %) Deutschland (1 %)	k. A.	k. A.	42 %	<ul style="list-style-type: none"> • Legierungen z. B. für Luft- und Raumfahrt, Verteidigung, Elektrotechnik • Fräs-, Schneid- und Bergbauwerkzeuge
Vanadium ⁴⁰	Verarbeitung	China (55 %) Südafrika (22 %) Russland (19 %)	k. A.	k. A.	2 %	<ul style="list-style-type: none"> • Hochfeste Niedriglegierungen, z. B. für Luft- und Raumfahrt, Kernreaktoren • Chemische Katalysatoren
Metalle der Platingruppe ⁴¹	Verarbeitung	Südafrika (84 %) - Iridium, Platin, Rhodium, Ruthenium Russland (40 %) - Palladium	k. A.	100 %	21 %	<ul style="list-style-type: none"> • Chemische Katalysatoren und Katalysatoren für die Autoindustrie • Brennstoffzellen • Elektronische Anwendungen
Schwere seltene Erden ⁴²	Verarbeitung	China (86 %) Australien (6 %) Vereinigte Staaten (2 %)	China (98 %) Andere Nicht-EU-Länder (1 %) VK (1 %)	100 %	8 %	<ul style="list-style-type: none"> • Permanentmagnete für Elektromotoren und Stromgeneratoren • Leuchtphosphore • Katalysatoren

³⁸ Für Titan-Metallschwamm gibt es keine Handelscodes für die EU

³⁹ Die Verteilung der Wolframschmelzen und -raffinerien wurde stellvertretend für die Produktionskonzentration verwendet. Handelsdaten sind aus Gründen des Geschäftsgeheimnisses nicht vollständig verfügbar.

⁴⁰ Die Importabhängigkeit der EU kann für Vanadium nicht berechnet werden, weil in der EU weder die Produktion noch der Handel mit Vanadiumerzen und -konzentraten stattfinden.

⁴¹ Die Handelsdaten umfassen Metall aus allen Quellen, sowohl aus primären als auch aus sekundären Quellen. Die Quelle und die relativen Beiträge von Primär- und Sekundärmaterialien konnten nicht ermittelt werden.

⁴² Die weltweite Produktion bezieht sich auf Konzentrate von Seltenerdoxiden sowohl für leichte als auch für schwere seltene Erden.

Rohstoffe	Phase	Weltweit größte Erzeuger	Wichtigste Lieferländer ³³ der EU	Importabhängigkeit ³⁴	EoL-RIR ³⁵	Ausgewählte Verwendungen
Leichte seltene Erden	Verarbeitung	China (86 %) Australien (6 %) Vereinigte Staaten (2 %)	China (99 %) VK (1 %)	100 %	3 %	<ul style="list-style-type: none"> • Batterien • Glas und Keramik

2. Kritische Rohstoffe / Anhang zu Kritische Rohstoffe

A-2 Liste der US-amerikanischen kritischen Minerale

Tabelle 22: Liste der kritischen Minerale der US-amerikanischen Industrien.

Quelle: Steinmüller, 2020.

Mineral commodity	Sectors					Top Producer	Top Supplier	Notable example application
	Aerospace (non-defense)	Defense	Energy	Telecommunications & electronics	Transportation (non-aerospace)			
Aluminum						China	Canada	Aircraft, power transmission lines, lightweight alloys
Antimony						China	China	Lead-acid batteries
Arsenic						China	China	Microwave communications (gallium arsenide)
Barite						China	China	Oil and gas drilling fluid
Beryllium						United States	Kazakhstan	Satellite communications, beryllium metal for aerospace
Bismuth						China	China	Pharmaceuticals, lead-free solders
Cesium and rubidium						Canada	Canada	Medical applications, global positioning satellites, night-vision devices
Chromium						South Africa	South Africa	Jet engines (superalloys), stainless steels
Cobalt						Congo (Kinshasa)	Norway	Jet engines (superalloys), rechargeable batteries
Fluorspar						China	Mexico	Aluminum and steel production, uranium processing
Gallium						China	China	Radar, light-emitting diodes (LEDs), cellular phones
Germanium						China	China	Infrared devices, fiber optics
Graphite (natural)						China	China	Rechargeable batteries, body armor
Helium						United States	Qatar	Cryogenic [magnetic resonance imaging (MRI)]
Indium						China	Canada	Flat-panel displays (indium-tin-oxide), specialty alloys
Lithium						Australia	Chile	Rechargeable batteries, aluminum-lithium alloys for aerospace
Magnesium						China	China	Incendiary countermeasures for aerospace
Manganese						China	South Africa	Aluminum and steel production, lightweight alloys
Niobium						Brazil	Brazil	High-strength steel for defense and infrastructure
Platinum group metals						South Africa	South Africa	Catalysts, superalloys for jet engines
Potash						Canada	Canada	Agricultural fertilizer
Rare earth elements						China	China	Aerospace guidance, lasers, fiber optics
Rhenium						Chile	Chile	Jet engines (superalloys), catalysts
Scandium						China	China	Lightweight alloys, fuel cells
Strontium						Spain	Mexico	Aluminum alloys, permanent magnets, flares
Tantalum						Rwanda	China	Capacitors in cellular phones, jet engines (superalloys)
Tellurium						China	Canada	Infrared devices (night-vision), solar cells
Tin						China	Peru	Solder, flat-panel displays (indium-tin-oxide)
Titanium						China	South Africa	Jet engines (superalloys) and airframes (titanium alloys), armor
Tungsten						China	China	Cutting and drilling tools, catalysts, jet engines (superalloys)
Uranium						Kazakhstan	Canada	Nuclear applications, medical applications
Vanadium						China	South Africa	Jet engines (superalloys) and airframes (titanium alloys), high-strength steel
Zirconium and hafnium						Australia	China	Thermal barrier coating in jet engines, nuclear applications

2. Kritische Rohstoffe / Anhang zu Kritische Rohstoffe

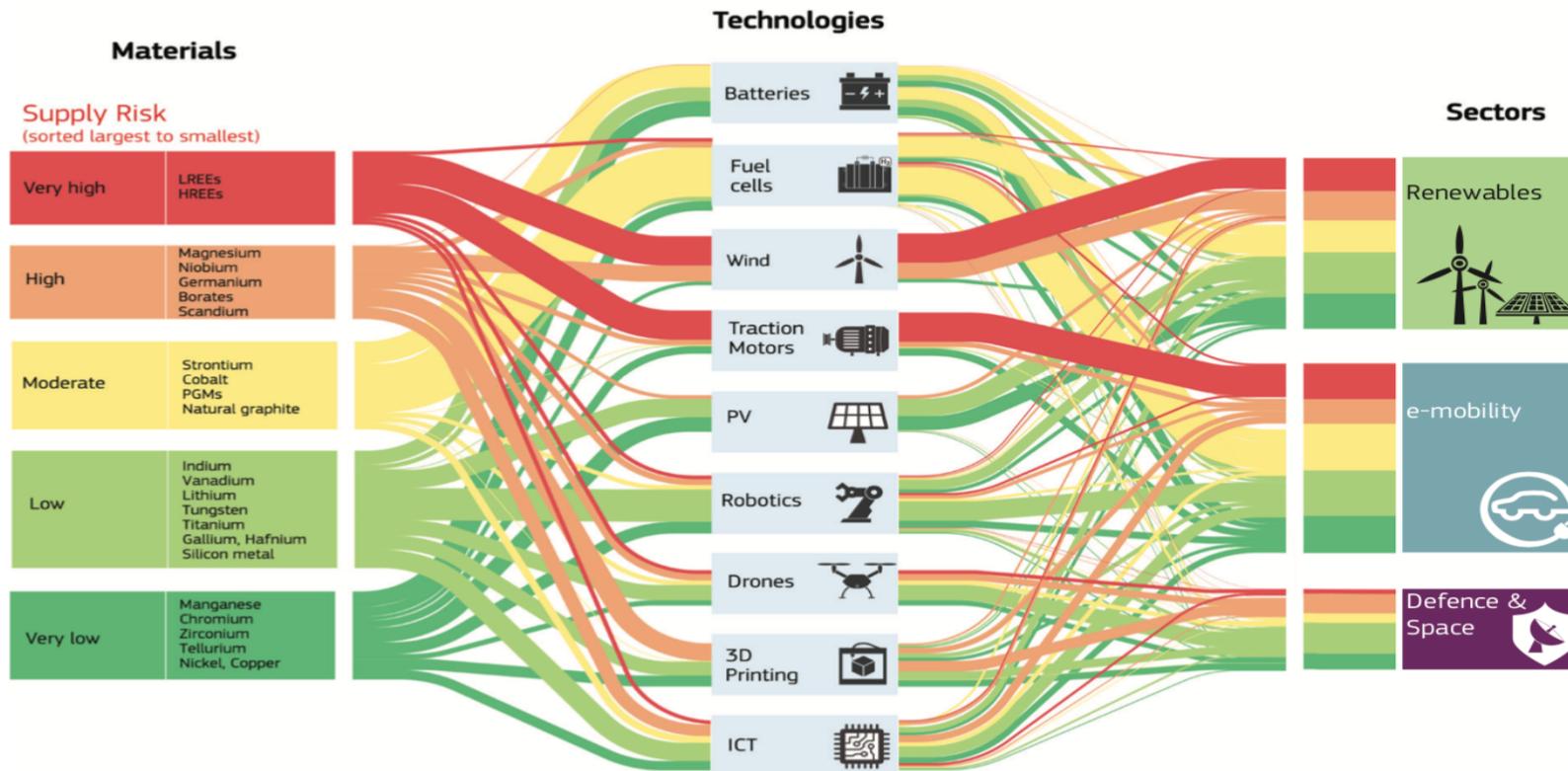


Abbildung 87: Semi-quantitative Darstellung des Flusses von Rohstoffen und ihrem Versorgungsrisiko zu den neun ausgewählten Technologiesektoren in den Bereichen Erneuerbare Energie, e-Mobilität, Verteidigung und Raumfahrt.

Quelle: European Commission, 2020.



Abbildung 88: Verteilung der Produktion Seltener Erden.

Quelle: Statista aus onePioneer vom 13.05.22

Literaturverzeichnis

- Atwood, D. A. (2012). *The Rare Earth Elements: Fundamentals and Applications*. Lexington, KY: Wiley.
- Baumann, F. (2022a). Dieses Startup möchte das Recycling seltener Rohstoff voranbringen. <https://www.basichinking.de/blog/2022/02/17/dieses-start-up-moechte-das-recycling-seltener-rohstoffe-voranbringen/>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Baumann, F. (2022b). Hydrovolt: Europas größte Recyclinganlage nimmt den Betrieb auf (25.05.2022). <https://www.basichinking.de/blog/2022/05/25/hydrovolt-batterie-recyclinganlage/>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019). Rohstoffstrategie der Bundesregierung.
- BMWK, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (o. J.). <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Aussenwirtschaft/garantien-fuer-ungebundene-kredite.html>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Boddenberg, S. (2020). Der chilenische Wasser-Krieg (02.03.2020). <https://www.dw.com/de/der-chilenische-wasser-krieg/a-52570042>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Börse Online (o. J.). Webseite Börse Online. <https://www.boerse-online.de/rohstoffe>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Buchert, M. (2018). Recycling von Kobalt und Lithium für die Energiewende. *HIF Resource Talk, Öko-Institut e.V. Freiberg*. <https://www.hzdr.de/db/Cms?pOid=55709>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Bundesregierung (2020). Fortschreibung der Rohstoffstrategie der Bundesregierung. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/rohstoffstrategie-der-bundesregierung.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Carmo, M., Keeley, G. P., Holtz, D., et al. (2019). PEM water electrolysis: Innovative approaches towards catalyst separation, recovery and recycling. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(7), 3450-3455.
- Cheisson, R., & Schelter, E. J. (2019). Rare Earth Elements: Mendeleev's bane. *modern materials. Science*, 363(6426), 489-493.
- Daumann, L. J. (2018). *Wirklich unzertrennlich? Seltene Erden trennen und recclen*. GDCH.
- Dehoust, G., Manhart, A., Dolega, P., et al. (2020). Weiterentwicklung von Handlungsoptionen einer ökologischen Rohstoffpolitik. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-06-17_texte_79-2020_oekoressii_abschlussbericht.pdf. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Deutsche Rohstoffagentur (2019). DERA Rohstoffliste 2019. https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-40.html. Zugegriffen: 03.03.2023.

- Deutsche Rohstoffagentur (2022). DERA Rohstoffinformationen 52. https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-52.pdf;jsessionid=CFD4DDE76F0BA0B736DA365F11937BAE.internet961?__blob=publicationFile&v=6. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Deutsches Kupferinstitut (2019). Recycling von Kupferwerkstoffen. Düsseldorf. <https://kupfer.de/wp-content/uploads/2019/10/Recycling-von-Kupferwerkstoffen-final.pdf>
- Dong, Z, Mattocks, J. A., Deblonde, G. J.-P., et al. (2021). Bridging Hydrometallurg and Biochemistry: a Protein-Based Process for Recovery and Separation of Rare Earth Elements. *ASC Cent Sci*, 7(11), 1798-1808. <https://doi.org/10.1021/acscentsci.1c0072> .
- Eurostat (2023) Waste statistics - recycling of batteries and accumulators https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Waste_statistics_-_recycling_of_batteries_and_accumulators#Recycling_of_batteries_and_accumulators
- European Commission (2020). Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/8e167f11-077c-11eb-a511-01aa75ed71a1/language-en>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- European Raw Materials Alliance – ERMA (o. J.). Webseite ERMA. www.ERMA.EU/about-us/. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Finanzen.net (2022). Kupferpreis auf tiefstem Stand seit 2020 (31.07.2022). <https://www.finanzen.net/nachricht/rohstoffe/konjunktur-fruehindikator-kupferpreis-auf-tiefstem-stand-seit-2020-warum-der-schwaechelnde-34-dr-copper-34-ein-boeses-omen-sein-koennte-11555122>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Fischer, L. (2011). Die Rohstoffkrisen der Zukunft. *Spektrum*. <https://www.spektrum.de/news/die-rohstoffkrisen-der-zukunft/1067430>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Frontis Energy (2021). Multifunktionaler Iridium-Katalysator. <https://de.frontis-energy.com/2021/10/27/multifunktionaler-iridium-katalysator-fuer-elektrolyse-und-brennstoffzellen/>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- GIZ – Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (o. J.). Webseite GIZ. <https://www.giz.de/de/weltweit/15913.html>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Heraeus (2020). Edelmetallprognose 2020 (28.01.2020). https://www.heraeus.com/de/hpm/company/hpm_news/2020_hpm_news/01_precious_forecast.html. Zugegriffen: 03.03.2023.
- HMW-Hanauer (o. J.). Webseite HMW. <https://www.hmw-hauner.de/online-katalog/reinmetalle/ytterbium.html>: 12.03.2023.
- IEA (2021). The role of critical Minerals in Clean Energy Transitions. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- IRENA (2022). Critical Materials for the energy transition. Rare Earth Materials. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Technical-Papers/IRENA_Rare_Earth_Elements_2022.pdf. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Jakobs, H.-J. (2022). Wie China und Russland den Rest der Welt von ihren Rohstoffen abhängig machen wollen. *Handelsblatt* (25.03.2022).

- <https://www.handelsblatt.com/politik/international/rohstoffkrise-wie-china-und-russland-den-rest-der-welt-von-ihren-rohstoffen-abhaengig-machen-wollen/28195418.html>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Landesamt für Umweltschutz Sachsen-Anhalt – LAU (2015). Rohstoffproduktivität. <https://lau.sachsen-anhalt.de/analytik-service/indikatoren-nachhaltigkeit/umweltbezogene-nachhaltigkeitsindikatoren-und-biodiversitaetsindikatoren/rohstoffproduktivitaet/>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Lewicka, E., Guzik, K., & Galos, K. (2021). On the Possibilities of Critical Raw Materials Production from the EU's Primary Sources. *Resources* 10(5) 50.
- Manganknollen (o. J.). Eine Projektarbeit. <http://manganknollen.info/vorkommen.html>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Mende, R. (o. J.). *Rückgewinnung von Lithium aus heimischen Rohstoffen mittels COOL- Prozess*. TU Freiberg, Masterarbeit.
- Minke, C., Suermann, M., Bensmann, B., et al. (2021). Is iridium demand a potential bottleneck in the realization of large-scale PEM water electrolysis? *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(46), 23581-23590.
- Mischler, G. (2020). Einkauf Iridium. <https://www.technik-einkauf.de/rohstoffe/kritische-rohstoffe/einkauf-iridium-superharter-rohstoff-der-neutronensterne-215.html>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Müller, M.-A., Gruber, S., & Pfaltz, A. (2018). Recovery and Recycling of Chiral Iridium(N,P Ligand) Catalysts from Hydrogenation Reactions. *Advanced Synthesis & Catalysis*, 360(7), 1340-1345.
- MyMetalls (o. J.). Webseite MyMetalls. <https://mymetals.de/collections/all>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Neitzel, D. (2021). Kritische Rohstoffe – der große Überblick. <https://www.technik-einkauf.de/rohstoffe/kritische-rohstoffe/kritische-rohstoffe-der-groe-ueberblick-628.html>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Neitzel, D. (2022a). BMW recycelt Nickel, Lithium und Kobalt aus E-Auto-Batterien (30.05.2022). <https://www.technik-einkauf.de/rohstoffe/bmw-recycelt-nickel-lithium-und-kobalt-aus-e-auto-batterien-528.html>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Neitzel, D. (2022b). Was tun gegen die Abhängigkeit von russischen Rohstoffen? (05.04.2022). <https://www.technik-einkauf.de/rohstoffe/kritische-rohstoffe/was-tun-gegen-die-abhaengigkeit-von-russischen-rohstoffen-409.html>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Neitzel, D. (2022c). Wer sind die Zulieferer für Lithium? <https://www.technik-einkauf.de/rohstoffe/kritische-rohstoffe/wer-sind-die-zulieferer-fuer-lithium-303.html>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Nickel Institute (o. J.). Nickel in Batteries. <https://nickelinstitute.org/en/about-nickel-and-its-applications/nickel-in-batteries/>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Onvista (o. J.). Marktübersicht Rohstoffe. <https://www.onvista.de/rohstoffe>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Pitts, M. (2011). Let's Take Better Care of our Rare Earth Elements. *New Scientist*.

Raw Materials Information Systems – RMIS (o. J.). Webseite RMIS. <https://rmis.jrc.ec.europa.eu/>. Zugegriffen: 03.03.2023.

Saam, W. (2008). Chinas Griff nach Afrikas Rohstoffen. *Konrad Adenauer Stiftung, Analysen & Argumente*.

Solarserver (2021). Elektrolyse und Brennstoffzellen: Enzym ersetzt Platin als Katalysator (14.05.2021). <https://www.solarserver.de/2021/05/14/elektrolyse-und-brennstoffzelle-enzym-ersetzt-platin-als-katalysator/>. Zugegriffen: 03.03.2023.

Statista (2016) <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/780609/umfrage/gehalt-von-seltenen-erden-und-metallen-in-allen-weltweit-verkauften-smartphones/?locale=de>

Statista (2021) <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1035262/umfrage/statistische-reichweite-seltener-erden-metalle-nach-laendern/>

Statista (2022a). Anteil der weltweiten Verwendung von Lithium. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/159921/umfrage/verwendungszwecke-von-lithium-auf-dem-weltmarkt/>. Zugegriffen: 03.03.2023.

Statista (2022b). CO₂-Emissionen aus Brennstoffen. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/779896/umfrage/co2-emissionen-aus-brennstoffen-bei-der-kupfererzeugung-in-der-aurubis-ag/>. Zugegriffen: 03.03.2023.

Statista (2022c). Durchschnittliche Preise Seltener Erden. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/227031/umfrage/inlands-und-exportpreise-fuer-seltene-erden-aus-china/>. Zugegriffen: 03.03.2023.

Statista (2022d). Größte Förderung von Mangan. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1128303/umfrage/foerderung-von-mangan-nach-laendern-weltweit/>. Zugegriffen: 03.03.2023.

Statista (2022e). Installierte Produktionskapazität. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/810124/umfrage/installierte-produktionskapazitaet-fuer-lithium-ionen-batterien-aus-gewaehlter-hersteller-weltweit/>. Zugegriffen: 03.03.2023.

Statista (2022f). Rohstoffvolumina in Lithium-Ionen-Batterien. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/998867/umfrage/rohstoffmengen-in-lithium-ionen-batterien-nach-rohstoffen-weltweit/>. Zugegriffen: 03.03.2023.

Statista (2022g). Verteilung der Verwendung von Kupfer. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/242345/umfrage/anteile-an-der-verwendung-von-kupfer-in-china-nach-verwendungszweck/>. Zugegriffen: 03.03.2023.

Statista (2022h). Weltweiter Bedarf an Rohstoffen. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1281117/umfrage/weltweiter-bedarf-an-rohstoffen-fuer-produktion-von-lithium-ionen-hochleistungsspeichern/>. Zugegriffen: 03.03.2023.

Statista (2022i). Weltweiter Verbrauch von Nickel in den Jahren 2006 bis 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/193974/umfrage/raffinerieproduktion-von-nickel-seit-2006/>. Zugegriffen: 03.03.2023.

- Statista (2022j) <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/159933/umfrage/laender-mit-den-groessten-lithiumreserven-weltweit/?locale=de/>
Zugriff 12.03.2023
- Statista (2022k) <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38452/umfrage/produktion-von-cobalt-in-ausgewaehlten-laendern/?locale=de/>
Zugriff 12.03.2023
- Statista (2022l) <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/217157/umfrage/reserven-an-seltenen-erden-in-ausgewaehlten-laendern/?locale=de/>
Zugriff 12.03.2023
- Statista (2023a). *Minenproduktion von Platin.* <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/194141/umfrage/minenproduktion-von-platin-nach-laendern/>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Statista (2023b). *Minenproduktion von Seltenen Erden.* <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156801/umfrage/minenproduktion-von-seltenen-erden-nach-laendern/>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Steinmüller, K. (2020). *Vergleich von Rohstoffstrategien von Industrieländern für metallische Rohstoffe. Research Gate, Technical Report.*
- The Hague Centre for Strategic Studies (HCSS), & TNO (2010). *Rare Earth Elements and Strategic Mineral Policy.* <https://hcss.nl/report/rare-earth-elements-and-strategic-mineral-policy/>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Umicore (o. J.). *Webseite Umicore.* <https://www.umicore.de/>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Umsicht, FhG (2021). *Recycling sichert Rohstoffe für ein klimaneutrales Europa06.* <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/presse-medien/pressemitteilungen/2021/rohstoff-recycling.html>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Umweltbundesamt (2017). *Urban Mining. Dessau Roßlau.* https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/pm-2017-30_urban_mining.pdf
- U.S. Department of Energy (2011). *Critical Materials Strategy.*
- Wikipedia (o. J. a). *Dual Circulation.* https://en.wikipedia.org/wiki/Dual_circulation. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Wikipedia (o. J. b). *Recycling.* <https://de.Wikipedia.org/wiki/Recycling>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Wirtschaftswoche (o. J.). *Bremsen Rohstoff-Engpässe das Elektroauto aus?* <https://www.wiwo.de/technologie/mobilitaet/lithium-und-kobalt-nach-dramatischer-ist-die-lage-bei-kobalt/20560144-3.html>. Zugegriffen: 03.03.2023.
- Zeitler, A. (2011). *Manganknollen: Energie aus dem Meer.* https://www.planet-wissen.de/natur/meer/energie_aus_dem_meer/pwimanganknollen100.html. Zugegriffen: 03.03.2023.

3. Wohnungswirtschaft & Gebäude

Glossar

Energiebedarf	„Der Bedarfsausweis basiert auf einem technischen Gutachten, wie hoch der theoretische Energiebedarf eines Gebäudes aufgrund seiner Bauweise sein sollte. In die Beurteilung fließen alleine bauliche Aspekte ein, wie die Beschaffenheit der Gebäudehülle, die Art der Heizungsanlage oder die Qualität der Fenster.“ ¹⁵⁸
Energieverbrauch	„Der Verbrauchsausweis hingegen basiert auf dem tatsächlichen Energieverbrauch der Bewohner eines Hauses. Hierbei wird der gemessene Verbrauch aller Wohnungen des Gebäudes von mindestens drei Abrechnungsperioden herangezogen. Es gibt also nur einen Energieausweis für das ganze Haus, nicht für einzelne Wohnungen.“ ¹⁵⁹
NDC	Nationally Determined Contributions: im Pariser Abkommen 2015 definierte nationale Ziele und Beiträge zur Erreichung der globalen Klimaziele, die jeder Staat freiwillig festlegen konnte.
Unterer Heizwert	jetzt „Heizwert“ bezeichnet die bei einer Verbrennung maximal nutzbare thermische Energie, bei der es nicht zu einer Kondensation des im Abgas enthaltenen Wasserdampfes kommt, d.h. das Abgas wird gedanklich bis auf 100°C abgekühlt und ohne Wasserdampf weiter auf 20°C abgekühlt. Die hierbei gewonnene Energie bezogen auf die Menge des eingesetzten Brennstoffs ist der untere Heizwert.
Oberer Heizwert	jetzt „Brennwert“. Der obere Heizwert ist um den Energiebetrag, der durch Abkühlen des Abgases auf 20°C und der damit verbundenen Kondensation des Wasserdampfes gewonnen werden kann, gegenüber dem unteren Heizwert erhöht.
Feuerungstechnischer Wirkungsgrad η_F	beschreibt den Energieverlust durch Abgase bei der Verbrennung von Brennstoffen im Verhältnis zur eingesetzten Energie.

¹⁵⁸ Vgl. Immowelt, o. J.

¹⁵⁹ Vgl. Immowelt, o. J.

3.1. Energieverbrauch und CO₂-Emissionen von Gebäuden

3.1.1. Einleitung

Weltweit sind Wohn- und Nichtwohngebäude für 21 % aller Treibhausgasemissionen verantwortlich. Diese Emissionen setzen sich im Einzelnen aus 57 % indirekten Emissionen aus der externen Strom- und Wärmeerzeugung, 24 % direkten Emissionen am Standort und 18 % sog. grauer Emissionen aus der Verwendung von Zement und Stahl zusammen. Wenn nur die CO₂-Emissionen berücksichtigt werden, steigt der Anteil der CO₂-Emissionen von Gebäuden an den weltweiten CO₂-Emissionen auf 31 %.

Weltweit betrachtet ist die zunehmende Nutzung von Klima- und Lüftungsanlagen für einen Großteil der Zunahme der Energieverbräuche in Wohngebäuden verantwortlich. Die Ursachen dafür sind das Wirtschaftswachstum (mehr Menschen können sich diese Anlagen leisten) sowie die absolut gestiegenen Temperaturen infolge des Klimawandels.

Als weitere Herausforderung kommt hinzu, dass immer mehr Menschen weltweit in Ballungsräumen leben. So leben in Nord- und Südamerika schon jetzt über 80 % der Bevölkerung in Städten. Nicht nur 75 % der Emissionen werden in Städten produziert, sondern Städte konsumieren auch zwischen 60 bis 80 % der Energie. Hiervon fallen 40 % der Emissionen und 36 % des Energieverbrauchs in Gebäuden an.

Nach einer kleinen Reduktion dieser Werte im Jahr 2020, bedingt wahrscheinlich durch die COVID-Pandemie, werden Emissionen und Energieverbrauch global wahrscheinlich weiter anwachsen.¹⁶⁰ In Europa haben einige Städte entschieden, dass sie schon im Jahr 2030 klimaneutral sein wollen. So ambitioniert das Ziel ist: wenn es gelingt, es zu erreichen, wird der geringe europäische Anteil an den CO₂-Emissionen wenig die globalen Zahlen beeinflussen. Allerdings ist der Hebel, der mit dem Anteil der in Gebäuden produzierten Emissionen und der verbrauchten Energie mit 40 % resp. 36 % sehr hoch und verspricht größere Reduktionen, wenn weltweit an der Reduktion gearbeitet wird. Um die Emissionen von dem in Abbildung 69 durch Extrapolation der Vergangenheitswerte ermittelten Anstieg abzubringen und auf den erforderlichen Trend zu Net Zero (grüne Kurve in Abbildung 89) einzuschwenken, bedarf es weltweiter, effektiver Aktivitäten.

¹⁶⁰ Vgl. Präsentation Bane, GES intern.

In diesem Dokument wurden internationale Quellen und die mit besserer Auflösung vorliegenden deutsche Zahlen zusammengestellt sowie gemessene und in Modellrechnungen ermittelte Verbrauchszahlen und ihre Entwicklung bis zum Jahr 2050 dargestellt.

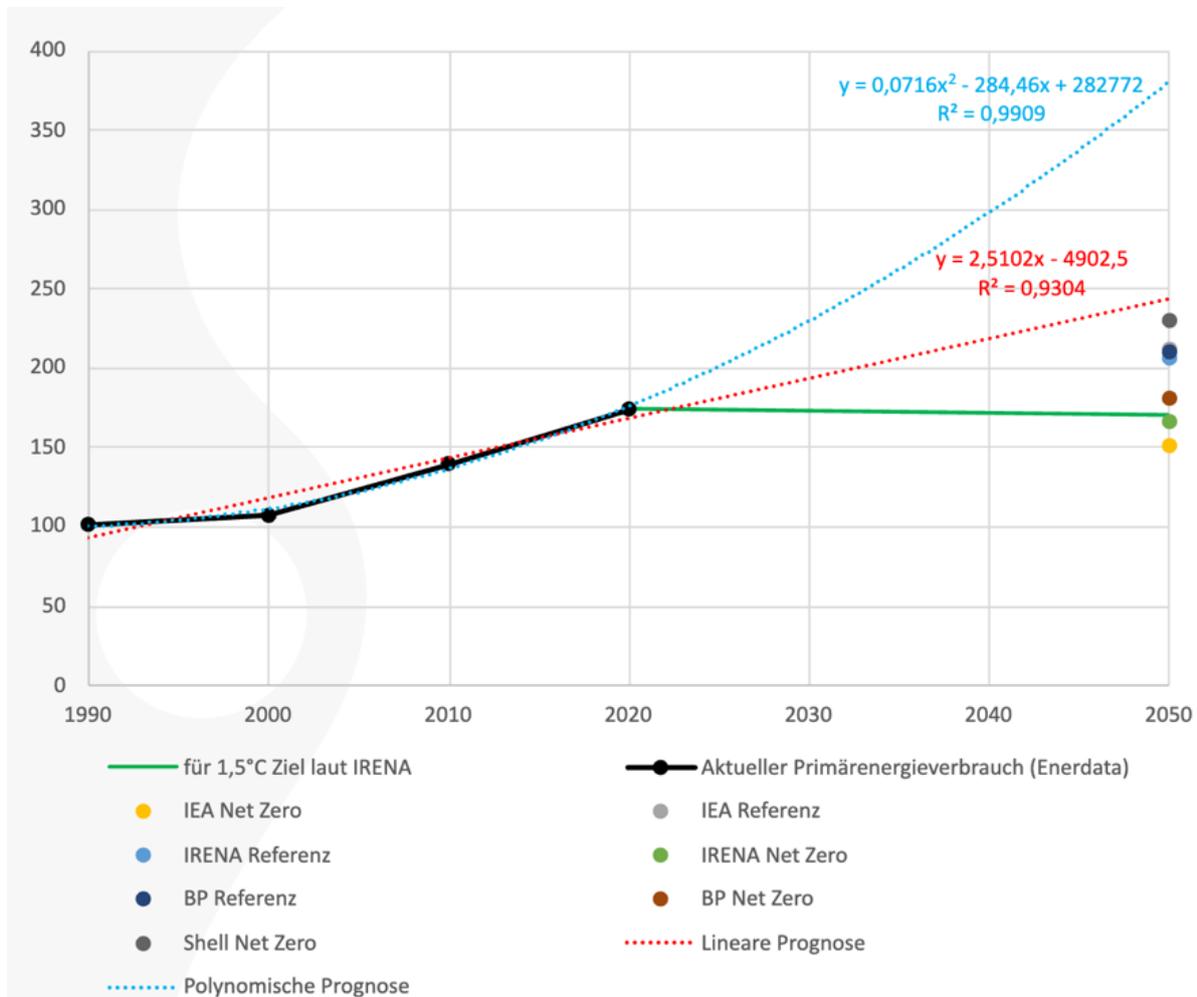


Abbildung 89: Vergleich verschiedener Studien und eigener Berechnungen zum Primärenergieverbrauch.

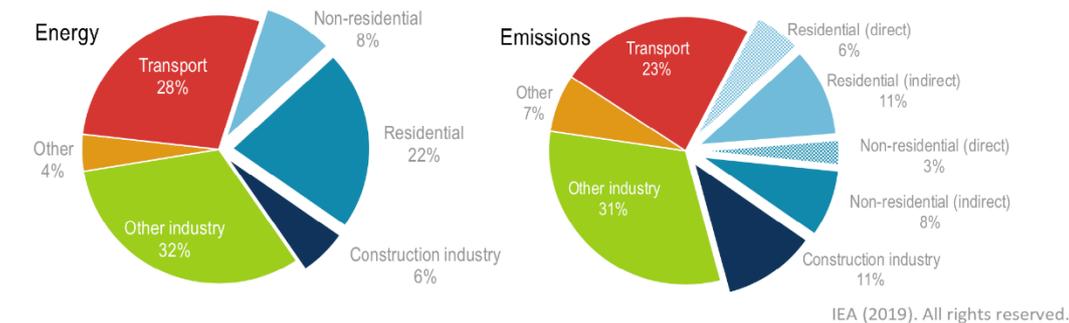
Quelle: Präsentation Bane, GES intern.

3.1.2. Globale Betrachtungen der Verbräuche

Aus dem „2019 Global Status Report for Buildings and Construction“ wissen wir, dass die Welt im Bereich Sektor nicht auf dem richtigen Weg zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes ist.¹⁶¹

Abbildung 90 zeigt den Anteil des Gebäudesektors am weltweiten Energieverbrauch sowie den Emissionen. Die blauen Kreisausschnitte in Abbildung 90 (Gebäude und Bauwirtschaft) machen zusammen 36 % des Energieverbrauchs und 39 % der Emissionen aus.

¹⁶¹ Vgl. IEA, 2019.

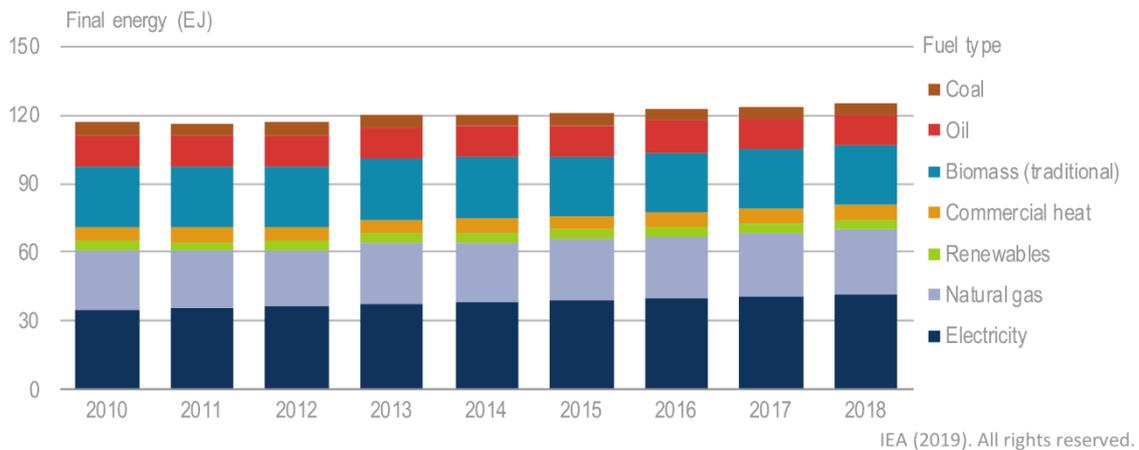


Notes: Construction industry is the portion (estimated) of overall industry devoted to manufacturing building construction materials such as steel, cement and glass. Indirect emissions are emissions from power generation for electricity and commercial heat.
Sources: Adapted from IEA (2019a), *World Energy Statistics and Balances* (database), www.iea.org/statistics and IEA (2019b), *Energy Technology Perspectives*, buildings model, www.iea.org/buildings.

Abbildung 90: Anteil von Gebäuden und Bauwirtschaft am globalen Energieverbrauch (linkes Diagramm) und an den CO₂-Emissionen (rechtes Diagramm).

Quelle: IEA, 2019

Die zeitliche Entwicklung des Energieverbrauchs und seine Aufteilung nach genutztem Energieträger ist aus Abbildung 91 zu ersehen. Das Anwachsen des Energieverbrauchs zwischen den Jahren 2010 und 2018 um 7 % konzentriert sich auf den Mehrverbrauch von Elektrizität, Erdgas und Biomasse. Eigentlich wäre in dem Zeitraum ab 2010 eine Reduktion des Energieverbrauchs um 8 % notwendig gewesen, um die Klimaziele zu erreichen.



Notes: Energy data are not normalised for weather, so yearly energy changes may be due to climatic differences. Biomass (traditional) refers to conventional solid biomass (e.g. charcoal and forest or agricultural resources) used in inefficient heating and cooking equipment. Renewables includes solar thermal technologies as well as modern biomass resources (e.g. pellets and biogas).

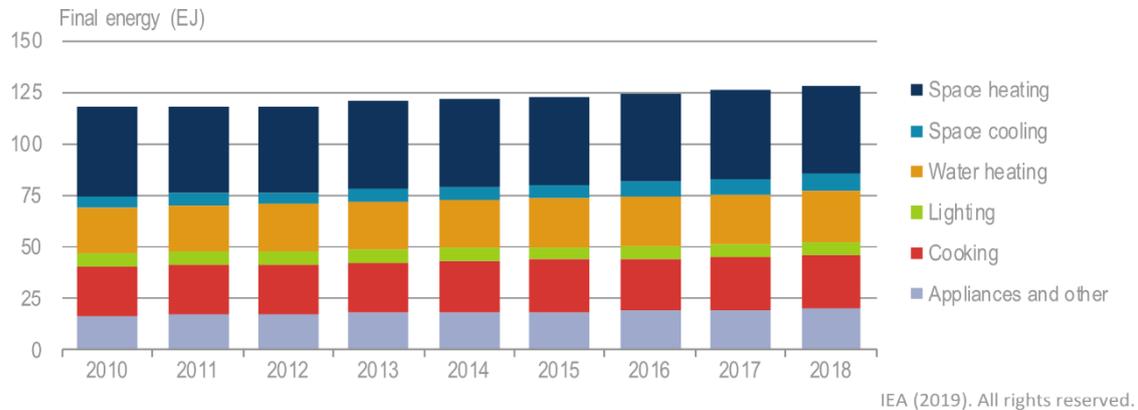
Sources: Adapted from IEA (2019a), *World Energy Statistics and Balances* (database), www.iea.org/statistics and IEA (2019b), *Energy Technology Perspectives*, buildings model, www.iea.org/buildings.

Abbildung 91: Globaler Energieverbrauch in den Jahren 2010 bis 2018 für Gebäude mit Aufteilung nach Energieträger.

Quelle: IEA, 2019.

Abbildung 92 stellt dar, wozu die Energie in den Gebäuden benutzt wird. Heizen und Kühlen der Gebäude sind größten Senken für Energie, gefolgt von Warmwasseraufbereitung und Kochen. Das stärkste Wachstum der Energieverbräuche beobachtet IEA ab dem Jahr 2014 im Bereich der Kühlung (siehe Abbildung 93). Genau betrachtet ist die Kühlung das einzige

Segment mit Wachstumsraten um 7 % seit dem Jahr 2010. Der Energieverbrauch pro Fläche, hier Energieintensität genannt, hat bei der Beheizung und Beleuchtung der Gebäude besonders stark um 20 % bzw. 17 % abgenommen.

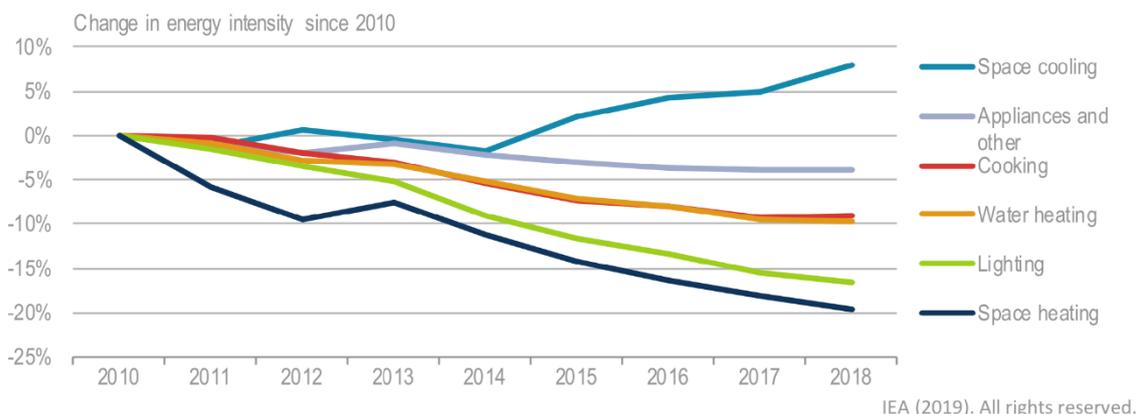


Sources: Adapted from IEA (2019a), *World Energy Statistics and Balances* (database), www.iea.org/statistics and IEA (2019b), *Energy Technology Perspectives*, buildings model, www.iea.org/buildings.

Abbildung 92: Aufteilung des Energieverbrauchs von Gebäuden (aufgeteilt nach Nutzung der Energie)

Quelle: IEA (2019)

Die Zahlen zur Energieintensität in Abbildung 93 sind nicht vergleichbar mit den Energieverbräuchen, da berücksichtigt werden muss, dass sich in den Jahren 2010 bis 2018 sowohl die Anzahl der Menschen und die von ihnen genutzten Wohn- bzw. Büroflächen geändert haben wie auch die Technik zur Gebäudeeinhüllung und die Wirkungsgrade der Heizungen und Warmwasseraufbereitungen verbessert haben. Parallel hat ein Preisverfall bei Klimaanlage ihre Nutzung in allen Ländern „angeheizt“ und das Anwachsen des Energieanteils für die Kühlung bewirkt.¹⁶²



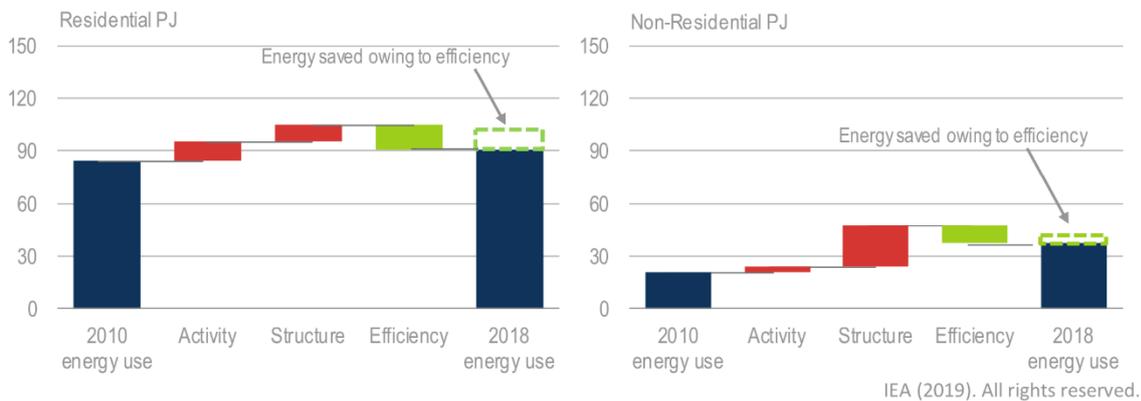
Notes: *Energy intensity* is final energy used per unit of floor area. *Appliances and other* includes household appliances (e.g. refrigerators, washers and televisions), smaller plug loads (e.g. laptops, phones and other electronic devices) and other service equipment.

Sources: Adapted from IEA (2019a), *World Energy Statistics and Balances* (database), www.iea.org/statistics and IEA (2019b), *Energy Technology Perspectives*, buildings model, www.iea.org/buildings.

Abbildung 93: Änderung der Energieintensität (Energieverbrauch pro Fläche); Quelle: IEA, 2019.

¹⁶² Einer Recherche bei Statista folgend hat sich der Umsatz mit Klimaanlage in Brasilien in den Jahren 2011 bis 2017 um mehr als 60 % erhöht, in China etwa verdreifacht.

Im IEA Report wird das Anwachsen des Energieverbrauchs bei Wohnhäusern und Nicht-Wohnhäusern noch weiter aufgeschlüsselt: im ersten roten Kästchen „Activity“ der Abbildung 94 wird der energetische Mehrverbrauch durch Änderung der Population, des Klimas, des Zuwachses an Gebäuden und der Nutzung von Geräten summiert. Diese Änderungen fallen für Wohngebäude größer aus als für Nicht-Wohngebäude (aka Geschäftsgebäude).



Notes: *Activity* includes changes in population, climate and the use of buildings and appliances. *Structure* includes changes in floor area, occupancy and access to services.

Sources: Adapted from IEA (2019a), *World Energy Statistics and Balances* (database), www.iea.org/statistics and IEA (2019b), *Energy Technology Perspectives*, buildings model, <https://www.iea.org/etp/etpmodel/buildings/>.

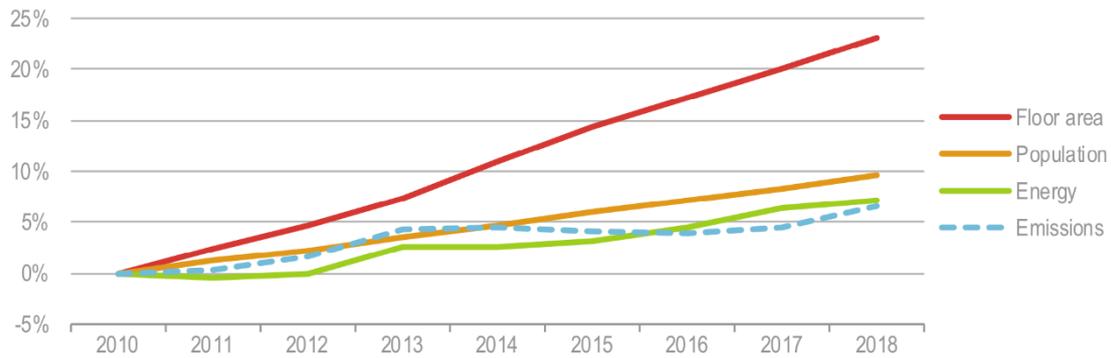
Abbildung 94: Verschiedene Faktoren, die das Anwachsen des Energieverbrauchs, in PJ dargestellt, limitieren können.

Quelle: IEA, 2019.

Der zweite rot markierte Mehrverbrauch fasst den Energiemehraufwand zusammen bedingt durch größere Flächen, veränderte Nutzungsart und verstärkte Nachfrage nach Energiedienstleistungen (z.B. mehr Geräte, mehr Kühlung).

Der Anstieg des Energieverbrauchs wird durch Verbesserungen in der Isolation der Gebäude und Verbesserung der Wirkungsgrade bei Heizung, Kühlung und Lüftung gebremst (grüne Kästchen). Offensichtlich waren die Verbesserungen nicht groß genug, um im Jahr 2018 einen Anstieg des Energieverbrauchs über den des Jahres 2010 hinaus zu verhindern.

Abbildung 95 zeigt, dass der Zuwachs an Gebäudefläche und Bevölkerung die größten Zuwachsraten im Zeitraum zwischen den Jahren 2010 und 2018 aufweist und daher das Anwachsen des Energieverbrauchs und des Ausstoßes von CO₂ verursacht hat.



IEA (2019). All rights reserved.

Sources: Derived from IEA (2019a), *World Energy Statistics and Balances* (database), www.iea.org/statistics and IEA (2019b), *Energy Technology Perspectives*, buildings model, www.iea.org/buildings.

Abbildung 95: Änderungen der Gebäudefläche, der Bevölkerungszahl, des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen.

Quelle: IEA (2019).

3.1.3. Klassifizierung der Gebäude

In vielen Studien zu den Energieverbräuchen von Gebäuden werden diese nach unterschiedlichen Nutzungsprofilen klassifiziert:

- Flughäfen: sind kleine Städte durch die Milliarden Passieren reisen und wie Städte auch Energieverbrauch und Emissionen generieren
- Universitäten: Haben i.d.R. nur Aktivitäten am Tag und nicht am Wochenende. Hierzu gibt es wenige Studien. Universitäten nutzen überwiegend Erdgas und Elektrizität.
- Hotels: Sie bieten ihren Kunden vielfältige Services und verbrauchen pro Fläche mehr Energie als Wohnhäuser. Sparpotentiale ergeben sich durch den Austausch der Fenster, Ersatz der Leuchtmittel LED-Lampen, Wandisolation, Wärmetauscher zwischen Zu- und Abluft sowie Wasserboiler mit Brennwertheizung
- Öffentliche Gebäude: die größten Emissionen können bei Bürogebäuden gemessen werden, die geringsten bei Schulen.
- Wohngebäude: Die Untersuchungen im Bereich der Wohngebäude deuten auf ein fortgesetztes Wachstum der Emissionen um 2 % pro Jahr hin.¹⁶³ Die weltweiten Untersuchungen zeigen zudem, dass eine feinere Unterteilung der Gebäudearten sinnvoll ist, da sich die Energieverbräuche dieser Gruppen deutlich unterscheiden:
- Ländliche Umgebung: die wenigen in China angestellten Untersuchungen ergeben, dass dort vorwiegend mit Holz, Kohle und Biomasse geheizt wird. Der größte Anteil

¹⁶³ Vgl. Zarco-Periñan, 2002, S. 6635.

der Emissionen ist auf den Lebensunterhalt der Familien zurückzuführen; die Emissionen nehmen mit steigendem Einkommen zu, und die Familiengröße steht in umgekehrtem Verhältnis zu den Emissionen pro Kopf.

- Städtische Umgebung: in allen Studien, die bei Zarco-Periñan²³⁸ gelistet werden, zeigt sich der Zusammenhang: je höher das Einkommen ist, desto höher sind auch die Emissionen.
- Direkte und indirekt Emissionen: Direkte Emissionen entstehen durch Energienutzung, indirekte Emissionen durch den Kauf von Produkten und Dienstleistungen. Einige Studien zeigen, dass die Emissionen höher in kalten Regionen sind und niedriger in großen Städten, da dort auch die mittleren Temperaturen höher sind. Werden Städte entvölkert, dann vergrößert sich auch der Energiebedarf. In Städten wiederum nehmen die indirekten Emissionen zu, da dort die Möglichkeiten, auf Produkte und Dienstleistungen zuzugreifen, größer sind. Die Emissionen wachsen mit dem Einkommen, werden aber pro Person geringer, wenn die Anzahl Personen im Haushalt zunimmt.
- Bauwirtschaft: Die Studien weisen darauf hin, dass für die effizientere Nutzung von Energie, die Anwendung von Bautechniken mit reduzierten Emissionen und das Design energiesparender Gebäude der Druck der Baubehörden zu Verbesserungen des Designs bereits bei der Freigabe der Baumaßnahmen notwendig wäre.
- Life-Cycle der Gebäude: Im Lebenszyklus der Gebäude von der Herstellung der Materialien, über ihren Transport, dem Betrieb der Gebäude, deren Renovierung und dem Abriss mit Abfallmanagement entstehen 11 % der gesamten Emissionen durch den verbauten Kohlenstoff. Die Emissionen des Gebäudes könnten daher dadurch reduziert werden, dass der Kohlenstoffanteil in den Materialien verringert wird.

3.1.4. Spezialfall GdW

Der GdW vertritt über seine 14 Landesverbände rund 3.000 Wohnungs- und Immobilienunternehmen in Deutschland, darunter zu großen Teilen öffentliche oder genossenschaftliche Wohnungsgesellschaften. Sie repräsentieren zusammen einen Bestand von ca. 6 Mio. Wohnungen, das entspricht rund 17 % des gesamten bzw. 30 % des Mietwohnungsbestandes in Deutschland.

Tabelle 23 stellt dar, aus welchen Wärmequellen die Wohnungen der Mitgliedsunternehmen des GdW versorgt werden.

	2002	2007	2012	2018
Ofenheizung (Einzel)	9,9 %	5 %	2,6 %	2,0 %
Etagenheizung bzw. Gastherme	12,5 %	11,9 %	12,6 %	11,4 %
Gaskessel zentral	24,4 %	26,6 %	29,8 %	30,8 %
Ölkessel zentral	4,3 %	3,5 %	2,2 %	1,6 %
BHKW¹⁶⁴	1,5 %	1,4 %	1,2 %	1,7 %
Elektroheizung (Fußboden, Speicherheizung)	2,3 %	2 %	1,8 %	1 %
Fern-/Nahwärme	45 %	49,2 %	47,6 %	49,3 %
Wärmepumpen	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,6 %
Zentrale Biomasseheizung	/	0,4 %	0,5 %	0,7 %
Sonstige	/	/	1,6 %	0,9 %

Tabelle 23: Beheizungsstruktur der GdW-Unternehmen.

Quelle: GdW-Jahresstatistik, 2019.

Die Beheizungsstruktur der Mitgliedsunternehmen unterscheidet sich insgesamt deutlich von der des gesamten Wohnungsbestandes in Deutschland (siehe Tabelle 1 und Abbildung 91). Während der gesamte deutsche Wohngebäudebestand zu knapp 50 % mit Gas beheizt wird, beträgt dieser Anteil bei den Mitgliedsunternehmen des GdW nur etwa 42 %. Der größte Unterschied zum gesamten Wohnungsbestand besteht hinsichtlich der Nutzung der Fernwärme: 49,3 % der Bestände des GdW werden mittels Fernwärme versorgt, demgegenüber stehen 13,9 % deutschlandweit.

Andere Energieträger und Technologien wie BHKW, Öl, Pellets u.a. sind bei den Mitgliedsunternehmen des GdW nur im unteren einstelligen Bereich vertreten und spielen praktisch keine Rolle. So haben Einzelofenheizungen zu Beginn der 90er-Jahre noch mit 21,4 % eine beträchtliche Rolle gespielt, deren Anzahl betrug zuletzt nur noch etwa 2 %. Die Herausforderung zur Dekarbonisierung ist also bei den Mitgliedsunternehmen des GdW etwas anders gelagert als im Übrigen deutschen Wohngebäudebestand: Ein großer Teil der Bestände wird mittels Fernwärme versorgt, die Aufgabe zur Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung liegt wiederum bei Energieversorgern und Stadtwerken. Der GdW kann hierbei mit Effizienzmaßnahmen zur Zielerreichung beitragen. Betrachtet man den Energieverbrauch und die deutschlandweiten Raumwärmeverbräuche, so fällt auf, dass seit 2010 bzw. spätestens seit 2013 eine Phase der Stagnation eingetreten ist. Konnte der Raumwärmeverbrauch zwischen 1990 und

¹⁶⁴ BHKW: Blockheizkraftwerk

2010 von 193 kWh/m² auf 132 kWh/m² gesenkt werden, stagniert dieser seitdem auf diesem Niveau (siehe Abbildung 96).

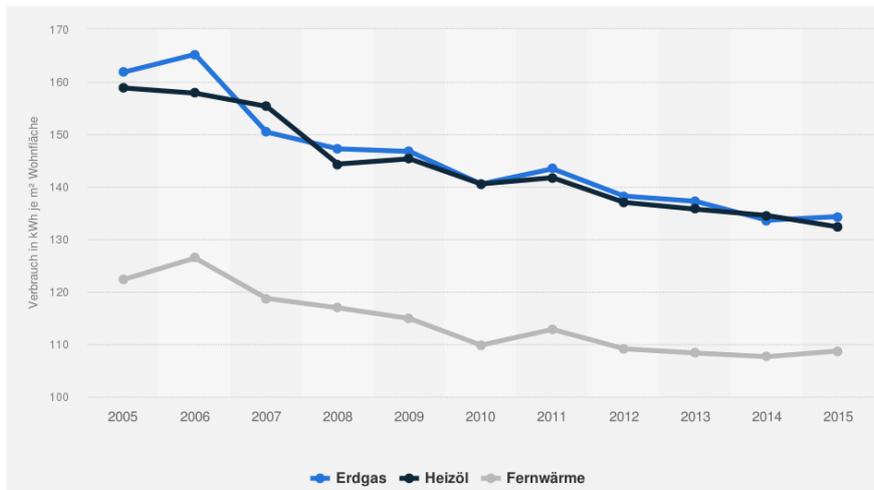


Abbildung 96: Energieverbrauch für die Raumheizung in Mehrfamilienhäusern in Deutschland nach Energieträgern in den Jahren 2005 bis 2015 in kWh/m².¹⁶⁵

Was den Stand der energetischen Sanierung anbelangt, steht der GdW im Vergleich zum gesamten deutschen Wohngebäudebestand gut da. Der vollmodernisierte Anteil (Niedrigenergiehaus und Standard) machen zusammen 40,2 % der Bestände des GdW aus. Hinzu kommen 5,5 % Neubauten und 31,3 % teilsanierte Bestände. Demgegenüber stehen 4,3 % vollmodernisierte, 8,4 % Neubauten und 51,4 % teilsanierte Bestände in ganz Deutschland.

Die Wohnungswirtschaft steht vor vielfältigen Aufgaben, die insbesondere unter dem Eindruck der umweltpolitischen Herausforderungen an Bedeutung gewinnen.



Abbildung 97: Magisches Dreieck der Wohnungswirtschaft, in Analogie zum magischen Viereck der staatlichen Wirtschaftspolitik – das gleichzeitige Erreichen der Ziele ist nur mit magischen Kräften zu schaffen.

Mit den wirtschaftlichen und energiepolitischen Verwerfungen im Zuge des russischen Angriffskrieges in der Ukraine sind neue Unwägbarkeiten dazu gekommen, die die Parameter der Wohnungswirtschaft zusätzlich beeinflussen. Vormalige Gewissheiten, d.h. sicher

¹⁶⁵ Quelle: Statista (2023) <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/585256/umfrage/energieverbrauch-fuer-die-raumheizung-nach-energietraeger-in-deutschland/?locale=de>

gegläubte Grundsätze wie niedrige Energiepreise oder der Einsatz von Erdgas als Brückentechnologie sind spätestens seit dem 24.02.2022 Makulatur. Angesichts steigender Energiepreise und der notwendigen Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutz-Ziele wird die soziale Frage immer bedeutsamer. Würden alleine die umweltpolitischen Ziele in den Vordergrund gerückt und die sozialen Ziele hinten angestellt werden, würde zwangsläufig eine Gefährdung des sozialen Friedens in Kauf genommen werden. Es handelt sich um konkurrierende Zielsetzungen, die gleichzeitig und dauerhaft in eine möglichst gute Balance zu bringen sind. Dieser angestrebte Balancezustand ist Grundlage für die kosteneffiziente Allokation der zur Verfügung stehenden Finanzmittel.

3.2. CO₂-Emissionsquellen

3.2.2. CO₂-Emissionen von Privatgebäuden

Wohngebäude emittieren im Wesentlichen CO₂ aus der Verbrennung von Energieträgern zur Beheizung der Wohnräume und zur Erwärmung von Wasser. In industrialisierten Ländern sind dies überwiegend Kohlenwasserstoffgase oder Alkohole. Schaut man jedoch auch auf Länder mit niedrigem und sehr niedrigem Familieneinkommen, dann werden dort feste Brennstoff wie Kohle, Holz oder Dung zum Heizen oder Kochen verwendet (siehe Abbildung 98).

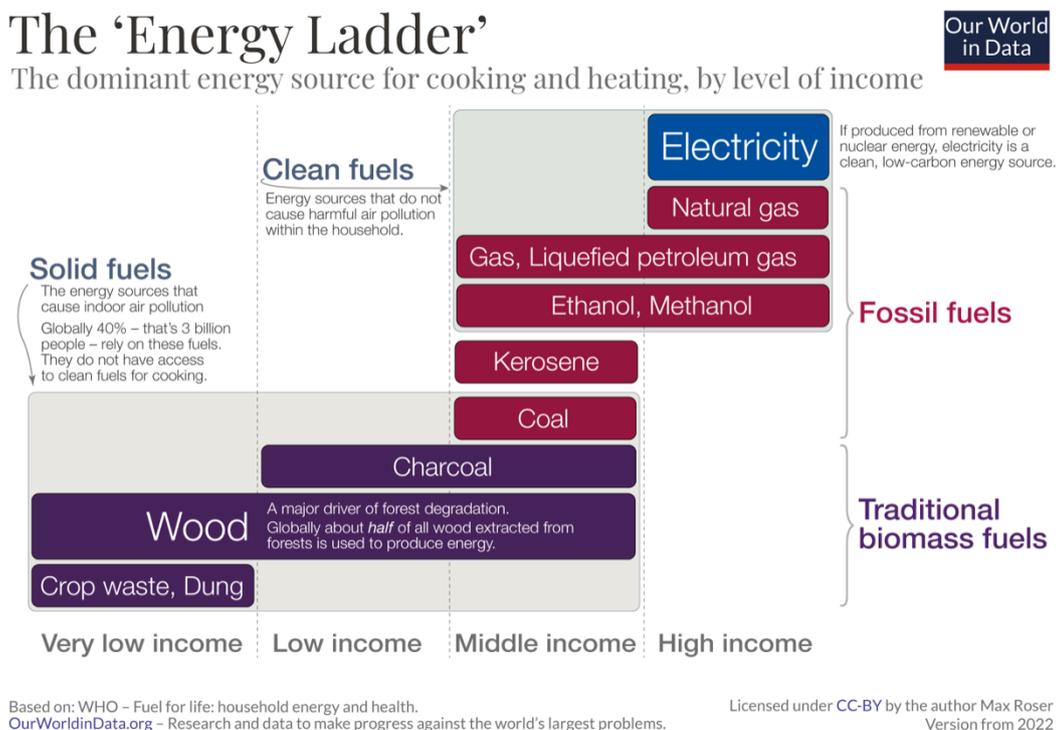


Abbildung 98: „Energieleiter“ zeigt die Verwendung von verschiedenen Energieträgern in Abhängigkeit von der Höhe des Haushaltseinkommens.; Quelle: ourworldindata (2022)

Mit der Armut einher geht die Energiearmut, die die Verwendung von sauberen Energieträgern oder gar lokal emissionsfreier Elektrizität unmöglich macht. Etwa 40 % der Weltbevölkerung haben keinen Zugang zu sauberen Energiequellen und verfügen auch nicht über Vorrichtungen wie z.B. einen gut funktionierenden Kamin, die sie vor den gesundheitsschädlichen Abgasen des Heizens und Kochens schützen könnten. Die chronische Luftverschmutzung, denen in der Regel Frauen und Kinder daheim ausgesetzt sind, führt zu Lungenentzündungen, COPD (chronisch obstruktive Lungenerkrankung) oder gar Lungenkrebs. Das Risiko für Verbrennungen oder grauem Star wird deutlich erhöht, die Gesundheit von Babys wird beeinträchtigt und die Rate von Totgeburten erhöht sich.¹⁶⁶

Schätzungen darüber, wie viele Menschen der Luftverschmutzung in Innenräumen ausgesetzt sind und daran sterben, schwanken zwar, stimmen aber darin überein, dass die Anzahl der Betroffenen sehr hoch ist. IHME schätzt, dass jedes Jahr 2,3 Mio. Menschen an den Folgen der Luftverschmutzung in ihren Wohnräumen sterben.¹⁶⁷ Die WHO schätzt deren Zahl wesentlich höher auf 3,8 Mio. jährliche Todesfälle.¹⁶⁸ Damit die direkte Bedrohung durch Energiearmut deutlich größer als zum Beispiel durch HIV/AIDS (ca. 1 Mio. Opfer/a) oder als durch Tötungskriminalität (0,4 Mio./a). Untersuchungen an Mumien belegen, dass die Menschen bereits im Altertum an der Luftverschmutzung in Innenräumen gelitten haben und daran auch vorzeitig verstorben sein müssen.

Abbildung 99 verdeutlicht, dass die Sterberaten aufgrund von Luftverschmutzung in den Wohnräumen stark an das GDP, das Bruttoinlandsprodukt, gekoppelt ist und damit auf Energiearmut zurückzuführen ist.

In Europa wird der größte Energieanteil (ca. 63 % nach Eurostat, in DE sind es nach Statistischem Bundesamt 70 %) für das Heizen der Wohnung verwendet. Etwa 15 % werden für das Erwärmen von Wasser genutzt und nur 6 % für das Kochen (siehe Abbildung 100). Im nicht-europäischen Ausland könnten die Anteile klima- und kulturbedingt etwas anders ausfallen.

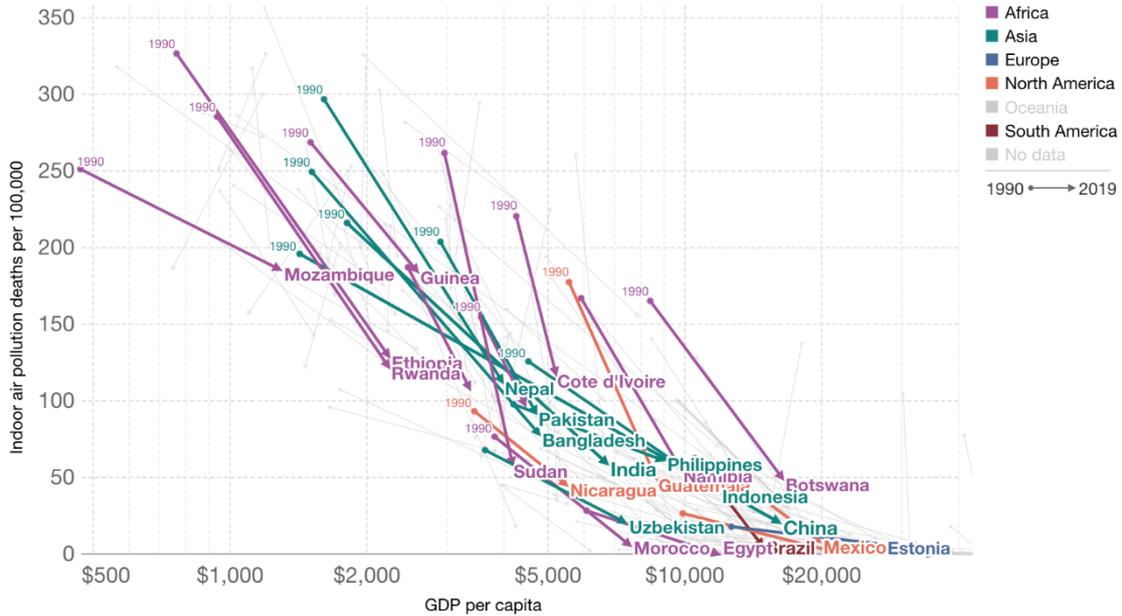
¹⁶⁶ Vgl. Ritchie & Roser, 2014.

¹⁶⁷ IHME: Institute for Health Metrics and Evaluation based on Univ Washington School of Medicine

¹⁶⁸ WHO: World Health Organization

Death rate from indoor air pollution vs. GDP per capita, 1990 to 2019

Age-standardized death rates from air pollution attributed to the use of indoor solid fuels for cooking & heating, measured per 100,000 individuals.



Source: IHME, Global Burden of Disease (2019); World Bank

OurWorldInData.org/indoor-air-pollution/ • CC BY

Abbildung 99: Sterberaten durch Luftverschmutzung in Innenräumen in Abhängigkeit vom GDP (Gross Domestic Product).

Quelle: Our World in Data, 2019.

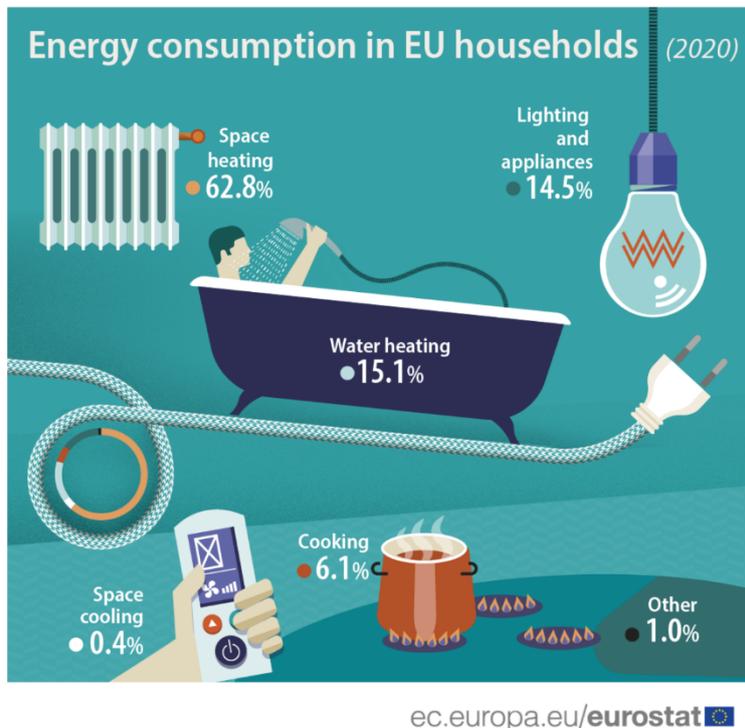


Abbildung 100: Aufteilung des Energieverbrauchs in europäischen Haushalten.

Quelle: AA Energy (2017)

Hinsichtlich des Einsatzes der Energieträger liefert Tabelle 24 aus der Quelle DeStatis folgende Aussagen:

Der Gesamtenergieverbrauch in privaten Haushalten hat in den Jahren 2010 bis 2019 um 7,3 % zugenommen, nachdem zwischen 2003 und 2013 leichte Einsparungen beobachtet werden konnten. Ursache hier könnte sein, dass die Anzahl der Haushalte, insbesondere der Singlehaushalte in diesen Jahren zugenommen hat.

Der Einsatz von Kohle (-64 %) und Öl (-12 %) als Energieträger hat in den Jahren 2010 bis 2019 deutlich abgenommen zugunsten von mehr Erdgas (+ 16 %) und mehr erneuerbare Energien (+ 43 %). Die Nutzung von Fernwärme hat ebenfalls um 30 % zugenommen, wobei die Statistik nicht verrät, mit welchen Energieträgern diese Zunahme erreicht worden ist. Hauptenergieträger beim Heizen ist seit 2003 mit nahezu konstant 40 % Erdgas.

Energieverbrauch der privaten Haushalte für Wohnen (temperaturbereinigt)¹

Energieträger und Anwendungsbereiche	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2019 zu 2018	2019 zu 2010
	Milliarden Kilowattstunden						Veränderung in %	
Energieträger								
Mineralöl	142	136	134	132	125	125	-0,4	-12,1
Gas	256	265	278	269	298	297	-0,2	16,0
Strom	140	130	129	129	128	127	-0,9	-9,3
Fernwärme	46	51	55	55	57	60	5,4	30,2
Kohle	13	9	6	6	7	5	-30,2	-64,5
Erneuerbare Energien	76	88	94	91	100	109	9,1	42,9
Biomasse	·	69	75	72	77	85	10,7	·
Umweltwärme und Solarenergie	·	18	19	20	23	24	3,5	·
Insgesamt	673	679	696	683	714	722	1,1	7,3
Anwendungsbereiche								
Raumwärme	476	481	499	480	508	511	0,6	7,4
Warmwasser	85	93	93	98	102	106	3,6	24,5
Kochen, Trocknen, Bügeln	40	38	38	38	38	39	3,3	-1,4
Haushaltsgeräte ²	60	56	56	56	56	56	1,0	-5,5
Beleuchtung	13	11	10	10	10	10	-3,2	-23,0
Insgesamt	673	679	696	683	714	722	1,1	7,3
nachrichtlich:								
nicht temperaturbereinigt ³	732	631	652	642	636	665	4,6	-9,1
Energieverbrauch je Haushalt in Kilowattstunden⁴	16 706	16 871	17 249	16 782	17 520	17 678	0,9	5,8

1: Eigene Berechnungen nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI - Leibnitz-Institut) eingetragener Verein. Die Angaben aus der Energiebilanz wurden temperaturbereinigt, bei leichtem Heizöl wurden Lagerbestandsveränderungen herausgerechnet.

2: Einschließlich Kommunikation.

3: Wie Energiebilanz, aber ohne den Energieverbrauch für Gewerbeflächen in Selbstständigenhaushalten.



Tabelle 24: Energieverbrauch privater Haushalte nach Energieträger und Anwendungsbereichen.

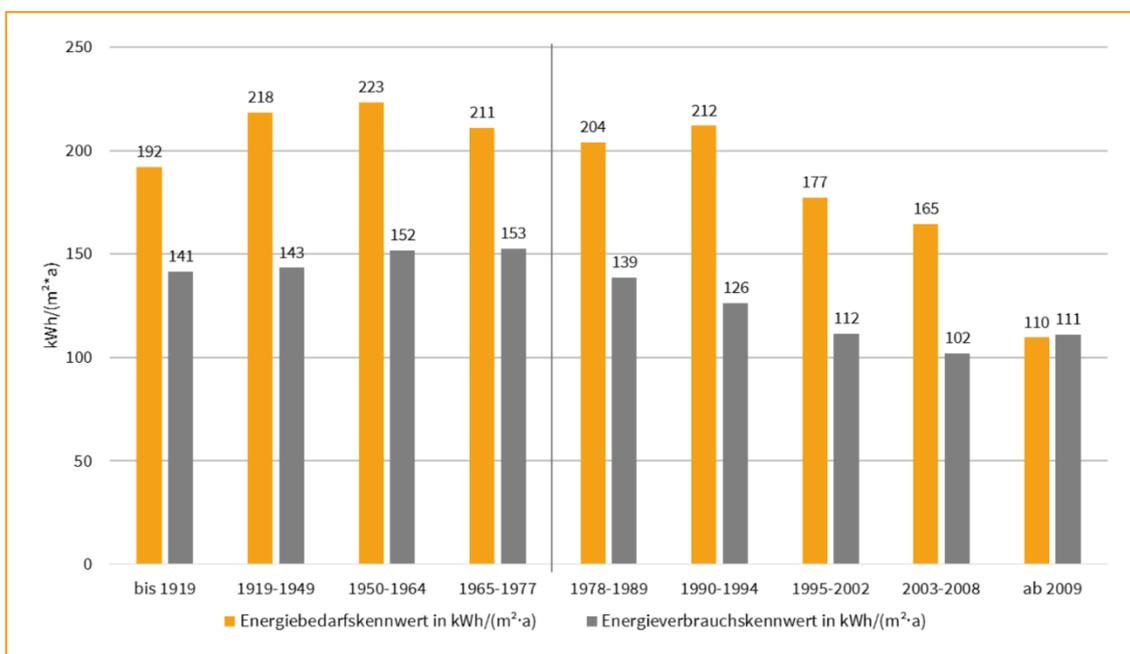
Quelle: Sewald et al., 2021.

Der durchschnittliche Raumwärmebedarf von Wohngebäuden konnte in den Jahren zwischen 1990 und 2010 von 193 kWh/(m²a) auf 132 kWh/(m²a) gesenkt werden und stagniert seitdem

auf diesem Niveau.¹⁶⁹ Neue Wohnhäuser (üblicherweise Bauart KfW 55 oder besser) schaffen es, den Raumwärmebedarf auf 20-25 kWh/(m²a) zu senken (Energiebedarf ca. 40 kWh/(m²a) einschl. Warmwasser und Haushaltsstrom).¹⁷⁰ Zudem wird bei klimaneutraler Bauweise von Quartieren mit eigenen erneuerbaren Erzeugern und Stromspeichern der Energiebedarf weitestgehend reduziert.¹⁷¹

3.2.3. CO₂-Emissionen von Bürogebäuden

Bei Bürogebäuden liegen die Energieverbrauchskennwerte wie in Abbildung 101 nach Baualter aufgeteilt und dargestellt nochmals höher als bei den privaten Wohngebäuden.



Datenquelle: ImmobilienScout24; Auswertung: IW Köln

Abbildung 101: Energiebedarf von Bürogebäuden.

Quelle: Dena, 2017.

Die Höhe des Energiebedarfs wird nicht nur durch den Wärmeschutzstandard des Gebäudes, sondern in hohem Masse auch vom Zustand dessen Anlagen zur Wärmeversorgung beeinflusst.

Gerade bei Regierungs- und Gerichtsgebäuden, die mit 82 % des Bestandes vor 1975 gebaut worden sind, ist der Energieverbrauch sehr hoch (vgl. Abbildung 102) und, da diese überwiegend mit Anlagen für fossile Brennstoff ohne Nutzung der Abgaswärme (Brennwertheizungen)

¹⁶⁹ Siehe gemeinsames Papier von GdW und GES

¹⁷⁰ Messungen des Autors am eigenen Haus Baujahr 2014

¹⁷¹ Vgl. naturstrom, o. J.

beheizt werden, sind der Wirkungsgrad schlecht und der Ausstoß von CO₂ recht hoch (siehe Abbildung 102 und Tabelle 25).

Ein Bürogebäude hat einen durchschnittlichen Energieverbrauch für Heizung und Warmwasser von 136 kWh/(m²·a). Bei Bürogebäuden, die seit dem Jahr 2009 errichtet worden sind, liegen die Kennwerte für Bedarf und Verbrauch mit 110 bzw. 111 kWh/(m²·a) gleich auf und deutlich niedriger als bei den Gebäuden, die vor 2009 errichtet worden sind, die aber den größten Teil des Bestandes ausmachen.

„Bei den eingesetzten Energieträgern befinden sich die konventionellen fossilen Energieträger Gas und Öl auf dem Rückzug und werden nur noch in jedem zweiten Gebäude eingesetzt. Erneuerbare Energien sind dagegen auch bei Büro- und Verwaltungsgebäuden auf dem Vormarsch und wurden im Jahr 2015 in jedem vierten Bürogebäude eingesetzt, obwohl sie noch vor zehn Jahren fast gar nicht eingesetzt wurden. Aus den ausgewerteten Energiekennziffern für Heizung und Warmwasser resultiert ein Gesamtenergieverbrauch für Büro- und Verwaltungsgebäude in Höhe von 51,9 TWh/a. Der theoretische Bedarf ist mit 73,4 TWh/a deutlich höher. Insgesamt liegt der Energieverbrauch aller Büro- und Verwaltungsgebäude für Heizung, Warmwasser, Beleuchtung und Kühlung bei rund 65 TWh/a. Das entspricht rund 20 % aller Nichtwohngebäude und rund 6 % des gesamten Gebäudesektors“.¹⁷²

Nutzungsklasse: Büro und Verwaltung	Geschätzte Energieanteile von Raumwärme/Lüftung/Klima					
	Raumwärme				Lüftung ohne Klima	Teil- und Vollklima
	Heizöl/ Erdgas	Fernwärme	Strom	Sonstige		
Regierungs- und Gerichtsgebäude	85 %				10 %	5 %
	75 %	20 %	0 %	5 %		
Verwaltungs-, Polizei u. Feuerwehrgebäude	95 %				5 %	0 %
	80 %	10 %	5 %	5 %		
Allgemeine Bürogebäude	70 %				20 %	10 %
	70 %	15 %	5 %	10 %		

Datenquelle: BMVBS, 2013, S. 52; Anmerkung: Die Anteile beziehen sich einmal auf die Gesamtenergie (bestehend aus Raumwärme (in dieser Studie ohne Warmwasser), Lüftung und Klima) für die technische Gebäudeausrüstung und einmal auf die Raumwärme.

Abbildung 102: Energieanteile bei der Wärmeversorgung von Bürogebäuden.

Quelle: BMVBS, 2013¹⁷³

Die Dena-Studie zum energetischen Zustand von Bürogebäuden hat gezeigt, „dass weiterhin ein insgesamt erheblicher Mangel an grundlegenden statistischen Daten zur Beschreibung

¹⁷² DENA, 2017.

¹⁷³ BMVBS: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung

des Bürogebäudebestands und seiner energetischen Qualität besteht, sodass eine permanente Überprüfung der Umsetzung der Energiewende im Bereich der Büro- und Verwaltungsimmobilien nicht fortlaufend stattfinden kann.“¹⁷⁴

3.3. Möglichkeiten zur technischen Minderung der Emissionen

3.3.2. Technische Lösungen zur Wärmeerzeugung

Wärme für die Heizung und Warmwasserbereitung aus unterschiedlichen Quellen und mithilfe verschiedener Heizsysteme gewonnen werden.

Heizungen, die im Umfeld der Privathaushalte Holz in verschiedenen Verarbeitungsformen als Scheite oder Pellets verfeuern, haben einerseits einen geringen CO₂-Ausstoß, erzeugen aber ohne entsprechende Partikelfilter viel Feinstaub. Fraglich ist allerdings, ob langfristig Holz zum Verfeuern in ausreichenden Mengen und zu moderaten Preisen zur Verfügung stehen wird.

Waldbrände und Schädlingsbefall reduzierten im Jahr 2021 die einheimische Verfügbarkeit von Bauholz in den USA, wo es bedingt durch Waldbrände und Hurricanes andererseits einen Bauboom gab, der auch europäische Sägeunternehmen dazu veranlasst, ihr Holz dorthin zu exportieren, da dort um 55 % bessere Preise zu erzielen waren.¹⁷⁵ Gleichzeitig hat Russland einen Exportstopp für Rundholz erlassen, um selbst mehr Wertschöpfung durch Weiterverarbeitung zu erlangen. Die Folge ist eine Verknappung und Verteuerung von Brennholz in Deutschland, sodass das Verfeuern von Holz für die breite Bevölkerung keine sinnvolle Alternative zum Verfeuern anderer fossiler Brennstoffe darstellt. In Modellrechnungen zur Energieversorgung wird daher davon ausgegangen, dass der Energieanteil durch Pellets, Hackschnitzel, Scheitholz in Höhe von etwa 80 TWh im Jahr 2020 auf 31 TWh bis 2045 absinken wird.¹⁷⁶

¹⁷⁴ DENA, 2017, S. 48.

¹⁷⁵ Vgl. HBZ, o. J.

¹⁷⁶ Vgl. Mellwig, 2022, S. 14.

Art der Heizung	Wirkungsgrad ¹⁷⁷ in %	CO ₂ -Ausstoß in g CO ₂ -Äquiva- lent/ kWh ¹⁷⁸	Staubemis- sion mg/kWh ¹⁷⁹
Heizkessel mit Scheitholz	80 - 95	29	144 – 382 (Kamin)
Pelletkessel	85 - 103	53	116
Ölbrennwertheizung	102 - 106	349	22
Gasbrennwerthei- zung	100 – 111	299 (Erdgas)	6
herkömmliche Ölhei- zung	70 – 90	349	
herkömmliche Gas- heizung	85 - 93	299	
Braunkohle		866	
Luft-Wärmepumpe		201 (mit „fossi- lem Strom“)	20
Fernwärme		311	73

Tabelle 25: Wirkungsgrad, CO₂- und Staubemissionen von verschiedenen Heizungsanlagen; verschiedene Quellen

¹⁷⁷ Der Wirkungsgrad ist hier auf den Heizwert (früher unterer Heizwert) des Energieträgers bezogen, der die Energie der entstehenden Verbrennungsgase nicht berücksichtigt. Wird diese z.B. bei den Brennwertheizungen durch zusätzliche Wärmetauscher im Abgas genutzt, können Wirkungsgrade >100 % entstehen. Würde der Wirkungsgrad auf den Brennwert (früher ‚oberer Heizwert‘) des Energieträgers bezogen, dann blieben die Wirkungsgrade <100 %; vgl. Thermondo, o. J.

¹⁷⁸ Vgl. Statista, (2023a).

¹⁷⁹ Vgl. Effizienzhaus Online, o. J., Staubwerte aus Deutsches Pelletinstitut GmbH, 2018.

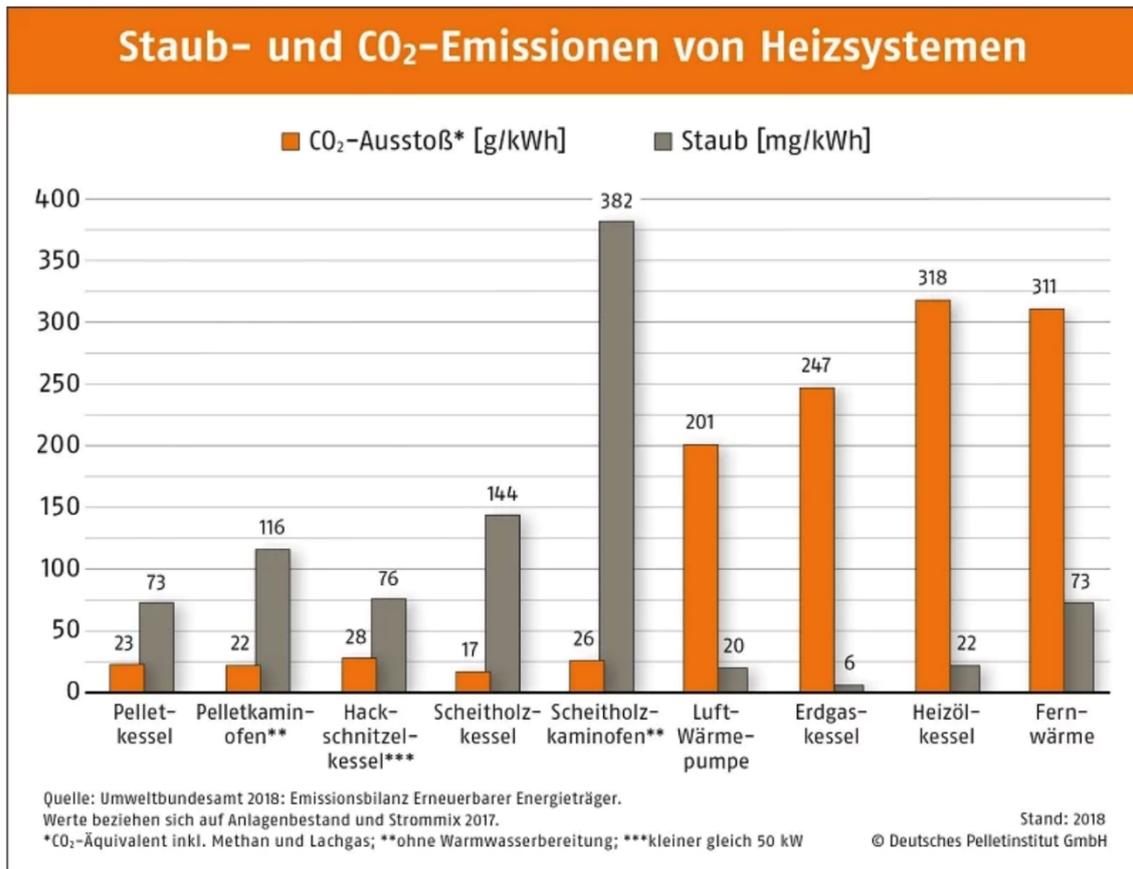


Abbildung 103: Wirkungsgrad, CO₂- und Staubemissionen von verschiedenen Heizungsanlagen.

Quelle: UBA (2017)

In Tabelle 25 sind verschiedene Typen von Heizungsanlagen mit ihren Wirkungsgraden und spezifischen Emissionen von CO₂ und Feinstaub zusammengestellt.

Durch die Brennwertechnik bei Heizungsanlagen, bei der ein Teil der Wärme im Abgas zur Vorwärmung der Verbrennungsluft genutzt wird und so die Wärmeverluste wie z.B. die hohe Kondensationswärme der Wasserdampfanteile zurückgewonnen werden können, wird der feuerungstechnische Wirkungsgrad der Anlagen zwar verbessert, der hohe CO₂-Ausstoß dieser Systeme bleibt hiervon allerdings unberührt.

Wärmepumpen jedweder Bauart (Wärmeentzug aus der Luft oder dem Boden) heben die thermische Energie der Wärmequelle (z.B. Luft, Sole, Wasser, Fließgewässer oder Abwärme) auf ein verwertbares, höheres Temperaturniveau. Hierbei benötigen sie zwar Energie (in der Regel elektrische Energie), produzieren aber bei sinnvollen Einsatzbedingungen mehr als dreimal mehr thermische Energie als sie an elektrischer Energie verbrauchen. Da die Leistungszahl einer solchen Heizungsanlage geringer wird je höher die Temperatur der abgegebenen Wärme ist, eignet sich diese Art der Wärmeerzeugung besonders für Heizungen mit niedriger Vorlauftemperatur wie Flächenheizungen in der Wand oder dem Fußboden.

Dem technischen Fortschritt ist es zu verdanken, dass Wärmepumpen bereits heute auch mit „klassischen“ Heizkörpern und in Bestandsgebäuden zum Einsatz kommen können. Umfangreiche Feldtests des Fraunhofer ISE im Projekt „LowEx im Bestand“ haben gezeigt, dass in Mehrfamilienbestandsgebäuden bereits geringe Austauschraten der Heizkörper ausreichen, um eine zufriedenstellende Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen zu erreichen.¹⁸⁰

Das Prinzip der **Fernwärmeheizungen** ist schon aus der Antike bekannt, wo Wasser aus Thermalquellen nicht nur für Badezwecke vor Ort verwendet wurde, sondern auch an entfernt liegende Häuser geleitet wurde, um diese zu beheizen. Heute erzeugen meist fossile Heizkraftwerke sowie Müllverbrennungsanlagen, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, Heißwasser bzw. Dampf, die durch ein Netz aus isolierten Leitungen gepumpt werden und mittels Übergabestationen an die Wohngebäude verteilt wird. Bisher ungenutzte Abwärmequellen wie Industrieanlagen, Abwässer, Fließgewässer oder Tiefengeothermie werden jetzt und in Zukunft eine zunehmend größere Rolle spielen, um die Fernwärmeversorgung in der Fläche zu dekarbonisieren. Zunehmend werden in Fernheizungsnetzen auch Wärmespeicher eingesetzt, in denen z.B. kurzzeitige Überschüsse an Ökostrom dazu genutzt werden, um mittels elektrischer Elektroden oder Wärmepumpen den Speicher zu erwärmen.

In Abbildung 104 wird dargestellt, wie die gesamte in Gebäuden genutzte Energie in den Jahren 2020 bis 2045 mit verschiedenen erneuerbaren und CO₂-armen Technologien dargestellt werden kann. Der Anteil der im Jahr 2020 noch dominierenden Gas- und Ölkessel wird zunehmend von Wärmepumpen (alleine oder auch in hybriden Systemen) sowie Fernwärmelieferungen übernommen werden. Die Zahlen in Abbildung 104 sind Modellrechnungen entnommen, in denen angenommen wird, dass bis zum Jahr 2030 deutschlandweit 5,2 Mio. und bis zum Jahr 2045 10 Mio. Wärmepumpen verbaut werden. Das Problem, dass derzeit wegen verpasster einheimischer Produktion und gestörter Logistik benötigter Halbleiter und Bauteile nicht genügend Wärmepumpen verfügbar sind, um den Bedarf nach diesen Geräten zu decken und dass nicht genügend Fachkräfte verfügbar sind, sie zu installieren, wird als kurzfristig lösbar angenommen. Der Niedergang der Gasheizkessel wird ab dem Jahr 2030 dadurch gestoppt werden, dass mehr Gas aus PtG-Anlagen für diesen Sektor verfügbar sein wird.

¹⁸⁰ Vgl. Fraunhofer ISE, 2022.

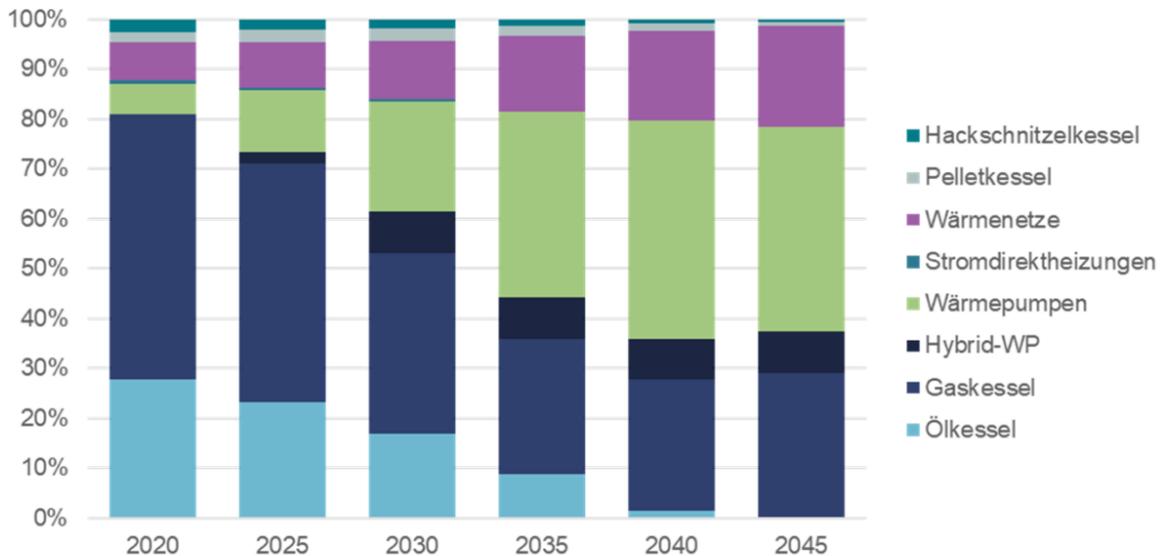


Abbildung 104: Bestand der Wärmeerzeuger in Deutschland.

Quelle: Mellwig, 2022.

3.3.3. Solarthermie

Bei der Solarthermie wird die Sonnenenergie in sog. Sonnenkollektoren, die z.B. auf dem Dach des Gebäudes montiert sind, dazu genutzt, einen Wärmeträger zu erwärmen, der wiederum im Gebäude seine Wärme über Wärmetauscher an den Brauchwasserspeicher oder den Heizungskessel übergibt und auf diese Weise i.d.R. eine Heizungsanlage bei der Produktion von Wärme tagsüber unterstützt.

3.3.4. Pyrolyse

Bei der Pyrolyse von organischen Abfallstoffen, wie z.B. Holzhackschnitzel, wird das organische Material anaerob auf etwa 750° erhitzt und die flüchtigen Bestandteile werden ausgetrieben und können nachfolgend, z.B. in Fernwärmeheizkraftwerken, zur Wärmeerzeugung genutzt werden, aber natürlich auch, um den Pyrolysevorgang in Gang zu halten. Der Kohlenstoff im Material verbrennt nicht sondern z.B. als Biokohle in der Landwirtschaft bzw. als Rohstoff in der Industrie verwendet werden.

Pyrolyse-Anlagen sind sehr kompakt zu bauen und eignen sich daher zur dezentralen Wärme- und Stromerzeugung in Wohnquartieren. Bisher gibt es nur einige wenige Anlagen, die noch nicht über den Demonstrations- und Projektstatus hinaus sind.

Verarbeitung Holzhack-schnitzel	2.200 t/a à 11 GWh/a bei Brennwert 5 kWh/kg
Produktion Biokohle	600 t/a
Kohlenstoffspeicher	1.605 t/a so viel wie 123 ha Wald an Kohlenstoff speichern
Energie für Fernwärme	5,35 GWh/a ausreichend für 210 Haushalte
Abmaße	19 m=L x 3 m=B x 9,8 m=H Benötigte Arbeitsfläche 200 m ²

Tabelle 26: Einige Kenngrößen einer Holzschnitzel-Pyrolyse-Anlage.

Quelle: Green Innovations GmbH, o. J.

Die Kenngrößen einer Pyrolyse-Anlage in Tabelle 26 zeigen, dass es möglich ist, eine Nutzenergie von etwa 50 % des Heizwertes von Holz zu gewinnen mit dem zusätzlichen Vorteil, dass die Wärme ohne die bei Feuerstellen üblichen Feinstäube erzeugt wird und deutlich weniger CO₂ entsteht, da der feste Kohlenstoff nicht verbrannt wird.

Abbildung 105 zeigt das Prozessbild einer Pyrolyseanlage.

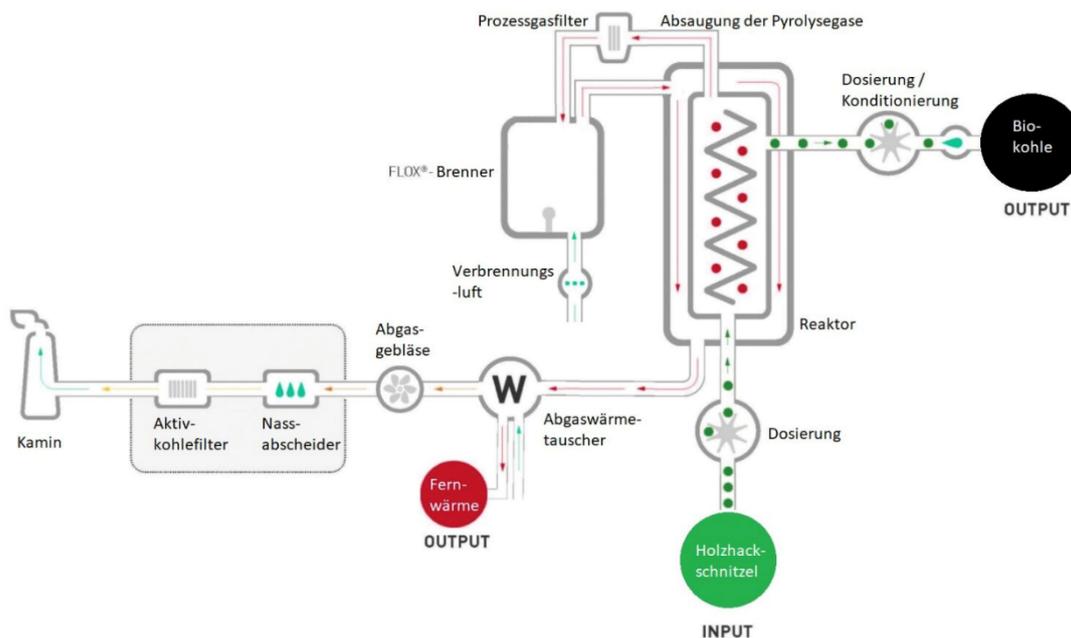


Abbildung 105: Prozessdiagramm der Pyrolyse.

Quelle: Green Innovations GmbH, o. J.

Die für die Pyrolyse notwendige Hitze kann auch durch einen elektrischen Lichtbogen, d.h. ein Plasma bereitgestellt werden. Die Firma graforce bietet verschiedene Einsatzmöglichkeiten ihres

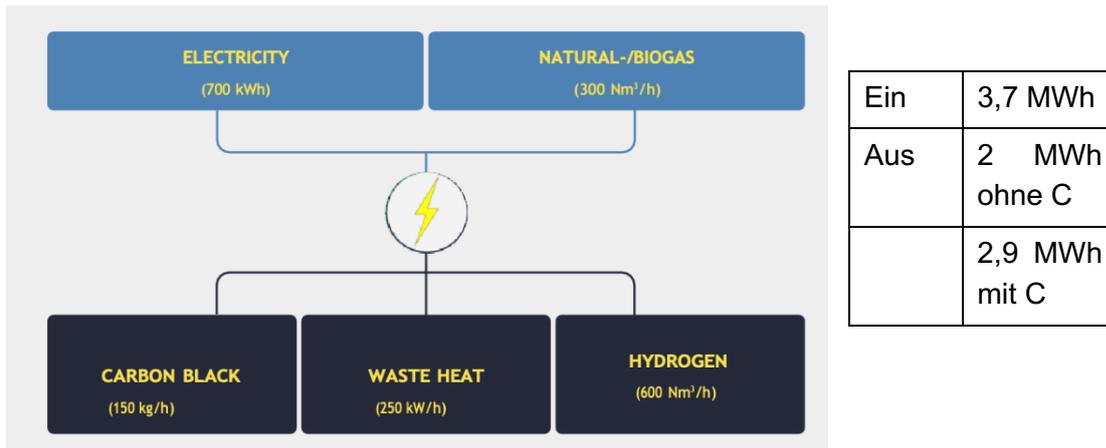


Abbildung 106: Eingangs- und Ausgangsgrößen einer Plasmalyse-Anlage von Graforce.

Quelle: Graforce, o. J. a.

Plasmalyzers an: mit grünem Strom können Methan, Biomasse oder Plastikabfälle und sogar Schmutzwasser zur Produktion von Wasserstoff, Syngas und Carbon Black (fester Kohlenstoff) herangezogen werden (siehe Abbildung 107: Layout einer 0,5 MW Plasmalyse-Anlage. Quelle: Graforce).¹⁸¹ Der entstehende Wasserstoff kann in Blockheizkraftwerken CO₂-frei verbrannt werden oder mit hoher Reinheit von 99,9999 Vol.% zu anderen Zwecken verwendet werden. Carbon Black (98 % rein mit Partikelgrößen zwischen 10 und 150 µm) ist ein industriell vielseitig einsetzbarer Zusatzstoff (z.B. Herstellung von Farben, Asphalt, Beton, Batterien, Bodenaufbereitung, Schwärzung von Reifen).

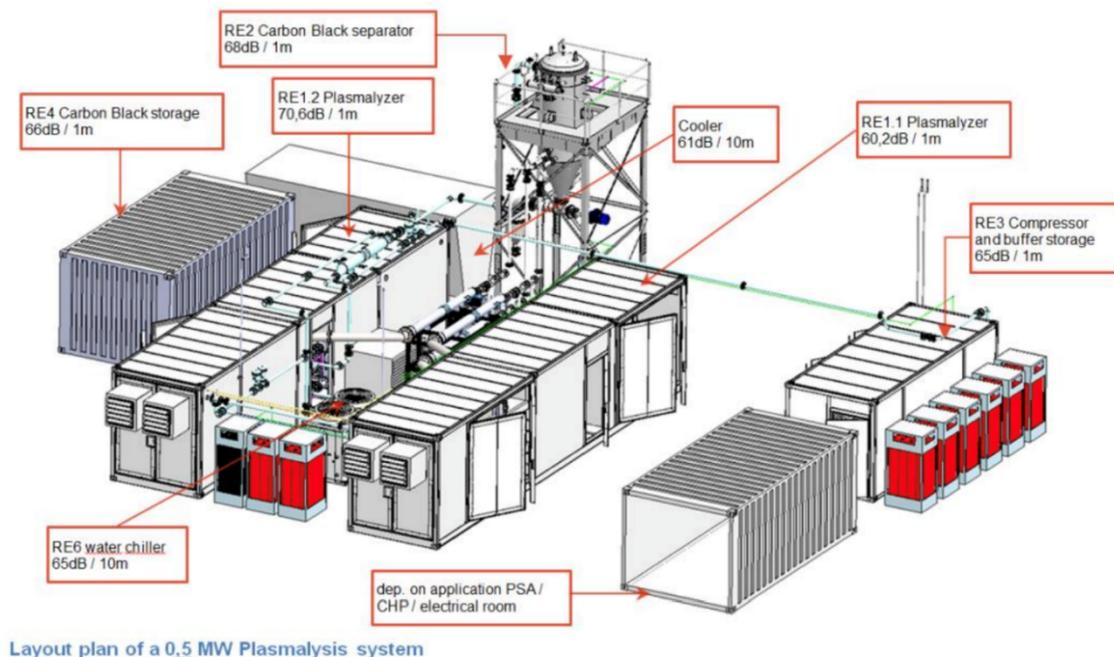


Abbildung 107: Layout einer 0,5 MW Plasmalyse-Anlage.

Quelle: Graforce, o. J. a.

¹⁸¹ Vgl. Graforce, o. J. b.

3.3.5. Fernwärme

Der GdW berichtet, dass bei den zu diesem Verband gehörenden Wohnungen und Quartieren ein hoher Anteil von etwa 50 % (siehe Tabelle 23) bereits durch Fernwärme versorgt.¹⁸² In den Ländern des ehemaligen Ostblocks wurden häufiger als in westlichen Europa Fernwärmesysteme gebaut, die auch häufiger mit Kernkraftwerken als Wärmelieferant betrieben werden.

Im internationalen Ausland sind die Verhältnisse beim Heizen sehr unterschiedlich.¹⁸³

In Russland sorgen Fernheizungen oft für eine Überhitzung, da es ja an billigem Gas für die Heizung nie mangelte. Der Temperaturunterschied von der Wohnung nach draußen kann vielerorts im Winter 60 Kelvin betragen. Wer genügend Geld hat, der leistet sich eine Schuba, einen Pelzmantel.

In China hatte dereinst Mao entschieden, dass nur oberhalb einer Linie, die zwischen dem 32. und 34. nördlichen Breitengrad verläuft, Heizungsanlagen gebaut werden dürfen. Die Menschen tragen daher im Winter vier bis fünf Schichten an Kleidung und schlafen im Schlafsack. Wer es sich leisten kann, der heizt mit seiner Klimaanlage. Pläne zur Reform dieser Verordnung gibt es noch nicht.

3.3.6. Technische Lösungen zur Wärmedämmung und Kühlung

Um Energieverbrauch und CO₂-Emissionen der Wohngebäude effizient zu vermeiden, gibt es mehrere Ansatzpunkte: Ein vernünftig gedämmtes Wohnhaus kann die einmal darin enthaltene Wärme nicht nur länger im Haus halten, sondern ist auch in der Lage, sie im Sommer nicht ins Haus zu lassen. In Gebieten mit starker Sonneneinstrahlung helfen mehrfach verglaste und ggf. auch speziell beschichtete Gläser, die Strahlungswärme zu reflektieren. Pflanzen an und auf Bauwerken können das Wohnklima und die Luftqualität in Quartieren und Städten verbessern. Begrünte Außenwände, Bäume und Grünflächen verringern die direkte Sonneneinstrahlung auf das Gebäude, nutzen die Sonnenenergie und verhindern so die übermäßige Aufheizung der Innenräume. Auf diese Weise reduziert sich die Nutzung energieintensiver Klimaanlagen in den Gebäuden, denn sie können im Hochsommer viel später als normal in Betrieb genommen werden. Die Fassadenbegrünung schafft zudem ein angenehmes Raumklima durch die Erzeugung von Verdunstungskälte. Neubauten in Europa werden häufig mit extensiven Gründächern versehen – vertikale Grünflächen hingegen sind noch selten.

¹⁸² Kommunikation zwischen GdW und GES

¹⁸³ Vgl. SZ, 2021.

Fenster sollte durch Jalousien oder Rolläden verdunkelbar sein. Häuser unter Bäumen oder sog. begrünte Häuser beschatten das Gebäude ebenfalls und schaffen ein angenehmeres Wohnklima durch die Verdunstung von Wasser.

Bei der klassischen Bauweise in arabischen Ländern wurden Windtürme genutzt, den kühlen Wind in der Nacht durch die Gebäude zu leiten und ggf. auch durch das Ausschütten von Wasser in der Zuleitung anzufeuchten.¹⁸⁴

In Bürogebäuden ist es heutzutage weit verbreitet, wasserführende Rohre unterhalb der Raumdecke zu installieren, die die im Raum aufsteigende Wärme aufnehmen und ableiten. Diese Kühldecke arbeitet mit Vorlauftemperaturen von etwa 16°C, um die Bildung von Tauwasser zu vermeiden. Das Fraunhofer-Institut hat ein Patent angemeldet, bei dem auch Vorlauftemperaturen von 8 – 10°C eingestellt werden können,¹⁸⁵ da eine Ummantelung der Rohre verhindert, dass Feuchtigkeit das Rohr erreicht und dort kondensiert. Das erwärmte Wasser kann durch einen Wärmetauscher in der Erde wieder abgekühlt werden.

Mit der Verbreitung von elektrischen Leitungen und der Entwicklung der Wärmepumpe, die wie beim Kühlschrank in umgedrehter Richtung laufend auch Wärme aufnehmen und nach außen abgeben kann, werden zunehmend Klimaanlage dazu genutzt, Gebäude zu kühlen. Der zunehmende Preisverfall der Klimaanlage hat dazu geführt, dass wie in Abbildung 93 dargestellt, der Energieverbrauch für die Kühlung der Gebäude zugenommen hat.

Grundsätzlich ist es effektiver, die Erwärmung des Gebäudes zu verhindern, als später die Wärme wieder aus dem Gebäude zu transportieren. Viele Menschen in Büros mit Klimaanlage klagen auch darüber, dass die mit der Kühlung verbundenen Luftbewegungen zu muskulären Verspannungen oder Irritationen an den Augen oder den Atemwegen führen können.

3.3.7. Technische Möglichkeiten zur Minderung der Emissionen

Aus Tabelle 25 ist abzulesen, dass die technische Entwicklung der vergangenen Jahre dazu geführt hat, dass die Wirkungsgrade von Wärme- und Kälteanlagen verbessert werden konnten.

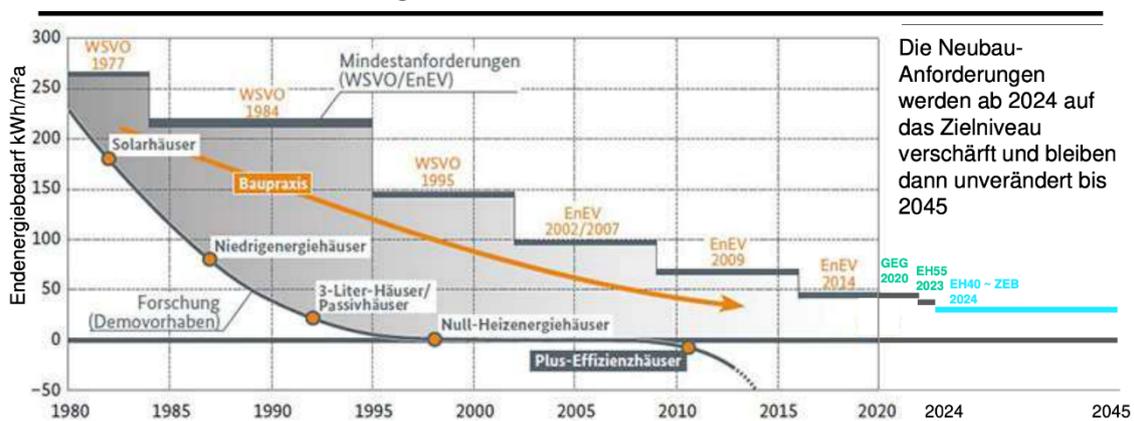
¹⁸⁴ Vgl. Besuche Dubai, o. J.

¹⁸⁵ Vgl. Mayer & Conrad, 1995.

3.3.8. Bauliche Maßnahmen

Im GEG (Gebäude-Energie-Gesetz in Deutschland) werden die Standards zum 1.1.2025 weiter angehoben: Basis ist der KfW-Effizienzstandard 40 (z.B. zusätzliche Dämmschichten, dreifach verglaste Energiesparfenster, Frischluftzufuhr über Wärmetauscher, Wärmeerzeuger auf Basis von mind. 65 % erneuerbarer Energien schon ab 1.1.2024 erforderlich).¹⁸⁶ Modernisierungen müssen ab dem 1.1.2024 dem Effizienzhaus 70 entsprechen.¹⁸⁷

Bauliche Maßnahmen wie verbesserte Dämmung der Gebäude und dicht schließende Fenster, die konvektive Wärmeverluste vermeiden und Strahlungsaustausch verringern, sind sinnvolle Investitionen, die sich bei steigenden Energiepreisen schnell amortisieren können.



Seite 11 Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von Fraunhofer IBP

Fraunhofer ISI consentec ifeu TU Energy and Resources

Abbildung 108: Entwicklung der Gebäudeeffizienz, Neubau-Anforderungen.

Quelle: Mellwig, 2022.

Abbildung 108 stellt die durch das GEG und Verordnungen verschärften baulichen Anforderungen für Neubauten in Deutschland dar, die den jährlichen Energiebedarf pro Fläche auf unter 50 kWh/(m² a) verringern sollen. Bei den sog. Plus-Effizienzhäusern (kein Energiebedarf fürs Heizen, mit Solarenergie wird mehr Energie produziert als für Warmwasser und Kochen benötigt wird) ist sogar eine Netto-Energieproduktion möglich.

Der Bezug von Fernwärme ist ebenfalls umweltfreundlich, da die Wärme für viele Haushalte in einem Kraftwerk erzeugt wird, das sicher mit einem besseren Wirkungsgrad arbeitet als eine Hausheizung und darüber hinaus eine Vielzahl von CO₂-neutralen oder geringemittierenden Quellen eingebunden werden kann oder z.B. mit einer CCS-Anlage ausgerüstet, den CO₂-Ausstoß reduzieren kann (siehe Kapitel 3.1).

¹⁸⁶ Vgl. Verbraucherzentrale, 2022.

¹⁸⁷ Vgl. Mellwig, 2022.

In den Modellrechnungen der Dena und IFEU¹⁸⁸ wird davon ausgegangen, dass der durch Fernwärme zur Verfügung gestellte Energiebetrag von etwa 60 TWh/a im Jahr 2020 auf 94 TWh/a im Jahr 2045 gesteigert werden wird. Für die Anzahl der Wärmenetzanschlüsse bedeutet dies, dass auch bei sinkendem Wärmebedarf der Gebäude ihre Anzahl in diesem Zeitraum um etwa den Faktor 3 gesteigert werden muss.¹⁸⁹

Das Beispiel der kleinen Pyrolyseanlagen mit angeschlossenen BHKW zeigt, dass die dezentrale Erzeugung von Wärme und Strom mit deutlich verringerten Emissionen möglich ist.

3.3.9. Technische Maßnahmen

Allgemeiner Einschätzung zur Folge sind Wärmepumpen Teil der Lösung, die Emissionen von Gebäuden zu reduzieren. Mit einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl JAZ ≥ 3 werden sie mehr als dreimal mehr Wärme produzieren als sie verbrauchen. In der Regel werden Wärmepumpen elektrisch betrieben werden, können aber auch Bestandteil eines hybriden Systems sein, in dem zusätzlich andere Wärmeerzeuger wie Gaskessel eingesetzt.

3.3.10. IT-Technik für Smart Cities

In sog. Smart Cities wird versucht, im ersten Schritt möglichst weitgefächerte elektronische Daten zu erheben und zu sammeln. Die Daten haben eine Relevanz für den Gesamtenergieverbrauch der Stadt oder Region und werden durch den Einsatz von Big-Data-Technologie im zweiten Schritt aufbereitet. Die Daten können sein: Verkehrsströme und Ampelphasen, Beheizung, Kühlung, Beleuchtung von Gebäuden und der Betrieb von elektrischen Geräten darin. Da es sich bei den Verbrauchsdaten teilweise um personenbezogene Daten handelt, ist es wichtig, ein vertrauenswürdiges Protokoll einzusetzen oder zu entwickeln, das den sicheren Transport der Daten gewährleistet.

Im EU-Projekts BESOS (Building Energy decision Support systems for Smart cities) war es das Ziel, bestehende Bezirke in Städten mit einem Entscheidungshilfesystem zu fördern, um ein koordiniertes Management der Infrastruktur in Smart Cities zu ermöglichen, und gleichzeitig die Einwohner mit Informationen zu versorgen, um Nachhaltigkeit und Energieeffizienz zu avancieren.¹⁹⁰ BESOS wurde in Barcelona und Lissabon zwischen den Jahren 2013 und 2016 evaluiert.

Verschiedene Energy Management Systeme innerhalb einer smarten Stadt sollen in der Lage sein, Daten und Dienstleistungen über eine neue Open Trustworthy Energy Service Platform

¹⁸⁸ IFEU: Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg

¹⁸⁹ Vgl. Mellwig, 2022.

¹⁹⁰ Vgl. Enercast, 2013.

(OTESP), welche in dem Projekt entwickelt wurde, auszutauschen und zu nutzen. Durch die Vernetzung der bestehenden Infrastruktur in Städten können Behörden, Stadtwerke, Netzbetreiber und inländische Nutzer nicht nur in Echtzeit die Daten aus solchen Systemen analysieren, sondern auch für die Umsetzung gemeinsamer Strategien, z.B. die Erhöhung der Energieeffizienz, nutzen.

Im Bee-Smart-City-Netzwerk haben sich bereits 13.200 Städte aus 170 Ländern zusammengefunden, um Best-Practices auszutauschen oder die derzeit (>730) entwickelten Smart-City-Lösungen zu implementieren.¹⁹¹

3.4. Anwendungsbeispiele

Nullenergiehaus: Nullenergiehäuser beziehen von außen keine Energie, sind also energetisch autark. Um den Wärmeaustausch mit der Umwelt so gering wie möglich zu halten, wird bei Nullenergiehäusern das Verhältnis von Oberfläche zu umbauten Volumen möglichst gering gehalten, da der Wärmeaustausch durch Strahlung und Konvektion stets über die Oberflächen stattfindet. Die Außenflächen des Gebäudes werden sehr gut gedämmt und das Gebäude wird luftdicht gehalten, um Zugluft zu vermeiden. Luftaustausch findet durch eine Lüftung statt, die auch die Wärme zwischen Ab- und Zuluft tauscht. Die Gebäude sind auf der Nordhalbkugel in Südrichtung ausgerichtet, um durch große Fenster möglichst viel Sonnenstrahlung aufzufangen.

Klärwerk Waßmannsorf (Nähe Berlin): Im Klärwerk wird durch Pyrolyse des ammoniumhaltigen Zentratwassers der Faulschlammbehandlung Wasserstoff gewonnen, der zur Wärmegegewinnung in BHKW oder zur Betankung von Flottenfahrzeugen im Berliner Verbund genutzt werden kann.¹⁹² Das Abwasser wird durch die Behandlung mit Plasmalyse gereinigt. Die Produktion von Wasserstoff erfordert einen relativ geringen Energieaufwand von 20 kWh/kg H₂ (siehe auch Kapitel 2-5.2.3).

3.5. Entwicklungsrelevanz

Die Herausforderung der Dekarbonisierung der Energie- und Wärmeversorgung von Wohngebäuden ist je nach Ebene der Betrachtung – international, national oder im Fall des GdW in Deutschland – unterschiedlich gelagert. Speziell die Gebäude des GdW werden schon zu fast

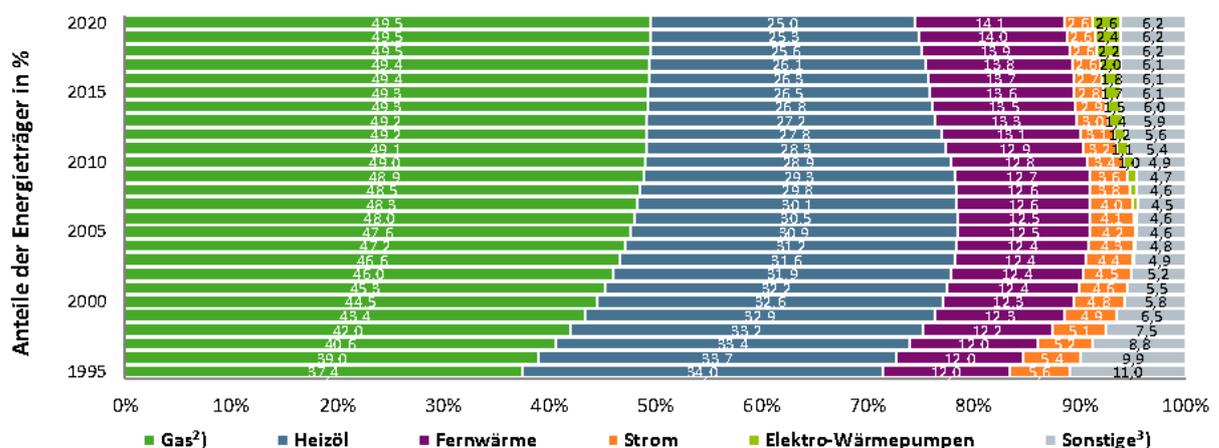
¹⁹¹ Vgl. Bee Smart City, o. J.

¹⁹² Vgl. Synreform, o. J.

50 % mit Fernwärme versorgt, während deutschlandweit Erdgas sowie Heizöl noch die am weitesten verbreiteten Energieträger sind. Der Schlüssel zur Dekarbonisierung deutscher Wohngebäude liegt eindeutig im Gebäudebestand, während in anderen Erdteilen der Neubau entscheidend sein wird. Für Deutschland wird es darauf ankommen, dass Energieeffizienz und Dekarbonisierung Hand in Hand gehen. Der derzeit existierende Wärmeverbrauch muss – beginnend mit den höchsten Energieverbräuchen – kosteneffizient und möglichst schnell gesenkt werden. Der verbliebene Bedarf muss dabei über den Einsatz erneuerbarer Energien, den Anschluss an Wärmenetze und wo möglich die Nutzung objektweiser Wärmeversorgung effizient gedeckt werden. Die für den Gebäudebestand benötigten Fördermittel müssen so eingesetzt werden, dass die höchsten Treibhausgaseinsparungen pro Fördereuro realisiert werden können. Gerade bei unsanierten oder schlecht sanierten Gebäuden sind hier die höchsten Energieeinsparpotentiale zu heben. Dabei ist sicherzustellen, dass die Mieterinnen und Mieter nicht überfordert werden und die Bezahlbarkeit für alle Einkommensklassen gewährleistet bleibt. Die Wohnungen im Bereich des GdW sind an Haushalte mit mittleren und kleinen Einkommen vermietet.

International betrachtet werden Städte vorwiegend in Afrika, China und Indien gebaut werden, dort wo die Bevölkerungszahlen stark expandieren werden. In den Ländern des globalen Südens wird es notwendig sein, beim Neubau von Wohnungen und Geschäftsgebäuden das Wissen, um energiesparendes Bauen und moderne Technik umzusetzen.

Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes¹⁾ in Deutschland



Quelle: BDEW, Stand 01/2021

¹⁾Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden; ²⁾ einschließlich Biogas und Flüssiggas; ³⁾ Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

Abbildung 109: Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland.

Quelle: BDEW, 2021.

Literaturverzeichnis zu Gebäude

- AA Energy <https://www.aa.com.tr/en/energy/electricity/households-account-for-272-in-eu-energy-consumption/25827>, Aufgerufen 01.04.2023
- Ariadne Projekt. (Oktober 2021). Von Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich: <https://ariadneprojekt.de/news/big5-szenarienvergleich/> abgerufen
- Bane, S. (2022). Unsere Welt in Daten, Primärenergieverbrauch., (S. 16).
- Berks, L. (2022). *Global Energy Solutions e.V.* Von Elektrolyse Status Quo: technik, Kosten und Herausforderungen: https://global-energy-solutions.org/wp-content/uploads/2022/04/220224_LB_Elektrolyse_Status-Quo.pdf abgerufen
- Bienert, S. (2022). *Klimaneutralität vermieteter Mehrfamilienhäuser – aber wie?* Regensburg: IRE|BS Universität Regensburg.
- Blind, K., Cremonese, L., Jahn, J., Marian, A., Mbungu, G., Neuner, F., . . . Wietschel, M. (2022). *Monitoring der globalen Wasserstoffwirtschaft.* potsdam: Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS).
- Collins, L. (22. Januar 2022). *Recharge News.* Von Why shipping pure hydrogen around the world might already be dead in the water: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/special-report-why-shipping-pure-hydrogen-around-the-world-might-already-be-dead-in-the-water/2-1-1155434> abgerufen
- Crone, K., Lakeit, K., Reinholz, T., & Sailer, K. (2022). *Global Harmonisation of Hydrogen Certification.* Berlin: dena, Weltenergieat Deutschland.
- DENA. (2017). Energetischer Zustand und Anzeige zur Steigerung der Energieeffizienz.
- DWV e.V. (24. März 2022). *dwv-info.de.* Von DWV-Marktumfrage: 30 GW Elektrolyse-Lieferkapazität bis 2030 möglich: <https://www.dwv-info.de/dwv-marktumfrage-30-gw-elektrolyse-lieferkapazitaet-bis-2030-moeglich/> abgerufen
- Holst, M., Aschbrenner, S., Smolinka, T., Voglstätter, C., & Grimm, G. (Oktober 2021). *COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS-TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS.* Von <https://www.ise.fraunhofer.de/>: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2022/2021-11-17_CATF_Report_Electrolysis_final.pdf abgerufen
- Hydrogen Council, & McKinsey & Company. (Februar 2021). *hydrogencouncil.com.* Von Hydrogen Insights: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/> abgerufen
- Hydrogen Council, M. (November 2021). *Hydrogen Council.* Von HYDROGEN FOR NET ZERO: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero.pdf> abgerufen
- HYDROGEN, F. C. (2019). Von Hydrogen Roadmap Europe : https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf abgerufen
- IEA. (2019). Global Status Report for Buildings and Construction.
- IEA. (Oktober 2021). *iea.org.* Von Hydrogen Project Database: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database> abgerufen
- IEA. (2021). *The role of critical Minerals in Clean Energy Transitions.* IEA Publications.
- Jens, J., Wang, A., Mavins, D., Moultak, M., Schimmel, M., van der Leun, K., . . . Buseman, M. (Juni 2021). *Guidehouse.* Von ANALYSING FUTURE DEMAND, SUPPLY, AND

- TRANSPORT OF HYDROGEN: https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021.pdf abgerufen
- Kearney. (Oktober 2021). *Kearney*. Von Competitiveness of green hydrogen import pathways for Germany in 2025: [https://info.kearney.com/26/5484/landing-pages/order-kearney-uniper-energy-green-hydrogen-\(de\).asp?/a/gruener-wasserstoff-konkurrenzfaehig](https://info.kearney.com/26/5484/landing-pages/order-kearney-uniper-energy-green-hydrogen-(de).asp?/a/gruener-wasserstoff-konkurrenzfaehig) abgerufen
- Kloth, C. (17. März 2022). *Deutschland und Norwegen wollen bei H2-Importen kooperieren*. Von energate-messenger: <https://www.energate-messenger.de/news/220945/deutschland-und-norwegen-wollen-bei-h2-importen-kooperieren> abgerufen
- Mellwig, P. (2022). Energienachfrage Gebäudesektor. *Langfristzenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*. Dena-Webinar 17.11.2022.
- Overland, I. (2019). The geopolitics of renewable energy: debunking four emerging myths. *Energy Research & Social Science*.
- Sonali, P. (21. Januar 2022). *World's first hydrogen tanker to ship test cargo to Japan from Australia*. Von <https://www.reuters.com/business/environment/worlds-first-hydrogen-tanker-ship-test-cargo-australia-japan-2022-01-20/> abgerufen
- Wietschel, M. (2021). *Fraunhofer ISI*. Von Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: Von Kosten zu Preisen: <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/202beff6-8ef4-41c8-8a38-dfce82df7180/details> abgerufen
- Zarco-Periñan, P. (2002). CO2 emissions in buildings: A synopsis of current studies. *energies*.
- Zarco-Periñan, P. J., Zarco-Soto, F., J., Zarco-Soto, I. M., et al. (2022). CO2 emissions in Buildings: A Synopsis of Current Studies, *Energies*, 15(18), 6635. <https://doi.org/10.3390/en15186635>